

RELAZIONE ANNUALE

2009





RELAZIONE ANNUALE 2009

Prefazione

La quarta edizione della Relazione Annuale del GME, come ormai è consuetudine, offre un'approfondita analisi - in un'ottica di crescente integrazione - dei mercati energetici nazionali ed internazionali, che ne evidenzia gli andamenti ed i cambiamenti di maggiore rilievo.

Un'ampia finestra è dedicata al settore elettrico ed al funzionamento dei mercati gestiti dal GME, ai trend registrati nelle negoziazioni e alle novità intervenute nel corso del 2009, anno particolarmente significativo per le evoluzioni del mercato elettrico organizzato e per le riforme introdotte.

L'apprezzamento riconosciuto dai lettori alla precedente edizione è stato motivo per rinnovare l'impegno nella realizzazione di questa pubblicazione, che intende essere uno strumento di approfondimento utile a capire e ad interpretare l'evoluzione del settore elettrico italiano, tenuto conto anche del più ampio contesto energetico europeo, senza tralasciare lo sforzo di porre a disposizione degli operatori, degli analisti, degli studiosi e delle Istituzioni, dati ed informazioni utili a rendere il mercato più trasparente, a garanzia di una maggiore concorrenzialità.

La diffusione di dati e informazioni rappresenta un importante presupposto per proseguire nel percorso della liberalizzazione del settore energetico, secondo quanto indicano anche le più recenti Direttive europee. Non si dimentichi che, proprio nel 2009, la disciplina relativa al mercato elettrico ha visto, tra le misure adottate, numerosi interventi per aumentare la trasparenza e le informazioni sul mercato.

Se per quanto riguarda il mercato elettrico e i mercati ambientali molto è già stato realizzato e si sono poste le basi per un'integrazione con altri mercati europei, la sfida che ora si presenta è rappresentata anche dal mercato del gas. L'esperienza acquisita e i risultati già raggiunti possono essere, per tutti, un utile punto di partenza. In tal senso anche la Relazione Annuale vuole essere - con un po' di ambizione - un contributo per guardare avanti con la consapevolezza di luci ed ombre su quanto è già stato costruito con l'impegno e la partecipazione di tutti i soggetti interessati.

Presidente



Alfonso Maria Rossi Brigante

Amministratore Delegato



Massimo Guarini

Indice

PREFAZIONE	p.	III
A. I MERCATI DELL'ENERGIA	p.	3
1. I MERCATI ENERGETICI INTERNAZIONALI	p.	5
1.1 L'economia mondiale	p.	5
1.2 Evoluzione del settore energetico a livello mondiale	p.	6
1.3 Il mercato del petrolio	p.	8
1.4 Il mercato del gas naturale	p.	11
1.5 Il mercato del carbone	p.	13
1.6 Politiche energetiche europee: il terzo pacchetto	p.	14
1.6.1 Il Forum di Firenze	p.	14
1.6.2 Il Forum di Madrid	p.	18
1.7 Politiche ambientali europee e mondiali	p.	22
2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO	p.	27
2.1 Il bilancio energetico nazionale	p.	27
2.2 La fattura e l'intensità energetica	p.	29
2.3 Il bilancio elettrico nazionale	p.	30
2.4 Le infrastrutture energetiche	p.	32
2.5 Il prezzo dell'energia elettrica e del gas per gli utenti finali	p.	33
2.5.1 Bonus famiglie	p.	35
2.6 L'evoluzione del quadro regolatorio	p.	35
3. I MERCATI GESTITI DAL GME	p.	41
3.1 Il GME e il disegno dei mercati	p.	41
3.2 L'organizzazione del mercato elettrico in Italia e la Piattaforma Conti Energia	p.	42
3.3 I mercati elettrici gestiti dal GME	p.	44
3.3.1 Il Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE)	p.	44
3.3.1.1 Le novità introdotte nel 2009	p.	46
3.3.2 La Piattaforma Conti Energia (PCE)	p.	47
3.3.3 Il Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE)	p.	48
3.3.4 Consegna Derivati Energia (CDE)	p.	48
3.3.5 Il sistema di garanzie del mercato elettrico	p.	49
3.4 I mercati ambientali gestiti dal GME	p.	50
3.4.1 Il Mercato dei Certificati Verdi (MCV)	p.	50
3.4.2 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	p.	51
3.4.3 Il Mercato delle Unità di Emissione (EUA)	p.	51
3.4.4 Il sistema di garanzia dei mercati ambientali	p.	52
3.5 Le novità introdotte nel 2009 in materia di mercato del gas	p.	53
4. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA	p.	54
4.1 La partecipazione al mercato	p.	54
4.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	p.	59
4.2.1 I prezzi	p.	59
4.2.1.1 Il prezzo di acquisto unico nazionale (PUN)	p.	59
4.2.1.2 I prezzi zonali di vendita (Pz)	p.	67
4.2.1.3 Confronti internazionali di prezzo	p.	77
4.2.2 Domanda e offerta	p.	80
4.2.2.1 Domanda	p.	81
4.2.2.2 Offerta	p.	83
4.2.2.3 Vendite per fonti e tecnologie	p.	88

4.2.2.4	Performance per tecnologia	p.	91
4.2.3	Configurazioni zonali	p.	94
4.2.4	Concentrazione e potere di mercato	p.	102
4.3	Mercato di Aggiustamento (MA) e Mercato Infragiornaliero (MI)	p.	109
4.3.1	Prezzi	p.	110
4.3.2	Volumi	p.	111
4.4	Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)	p.	114
4.4.1	MSD ex ante	p.	114
4.4.2	MSD ex post	p.	117
4.5	Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)	p.	122
5.	I MERCATI A TERMINE ELETTRICI	p.	126
5.1	Evoluzione dei mercati a termine italiani sull'elettricità	p.	126
5.2	Andamento delle negoziazioni su MTE	p.	127
5.3	Andamento delle negoziazioni su IDEX	p.	129
5.4	L'integrazione tra MTE ed IDEX	p.	132
5.5	Le contrattazioni bilaterali	p.	133
5.6	Volumi di scambio sui principali mercati a termine europei	p.	133
6.	I MERCATI DI BORSA DEL GAS NATURALE IN EUROPA	p.	135
6.1	L'evoluzione della regolamentazione europea in materia di gas naturale	p.	135
6.2	Organizzazione e funzionamento delle borse del gas naturale in Europa	p.	136
6.3	Liquidità ed evoluzione dei prezzi presso gli <i>hub</i> europei	p.	142
6.4	Gli scambi presso il PSV e le prospettive di sviluppo del mercato del gas in Italia	p.	149
7.	I MERCATI AMBIENTALI	p.	151
7.1	Le prospettive verso il 2020	p.	151
7.2	I risultati dei mercati nel 2009	p.	152
7.2.1	Il Mercato dei Certificati Verdi (MCV)	p.	152
7.2.2	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	p.	152
7.2.3	Il Mercato delle Unità di Emissione	p.	154
B.	LE ATTIVITA' DELLA SOCIETÀ	p.	157
1.	I COMPITI ISTITUZIONALI	p.	159
1.1	Monitoraggio del mercato elettrico	p.	161
2.	L'ATTIVITA' INTERNAZIONALE	p.	162
2.1	EuroPEX	p.	163
2.2	Market Coupling con la Slovenia	p.	164
2.3	Price Coupling of Regions (PCR)	p.	164
3.	I RISULTATI ECONOMICI	p.	166
C.	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	p.	169
D.	APPENDICE STATISTICA	p.	175
	ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI	p.	277
	GLOSSARIO	p.	279
	BIBLIOGRAFIA	p.	289

INDICE DEI BOX

BOX 1	I risultati della conferenza di Copenhagen	p.	25
BOX 2	Le determinanti del Pun	p.	63
BOX 3	I picchi di prezzo in Sicilia e Sardegna	p.	73
BOX 4	Analisi dell'utilizzo delle interconnessioni con l'estero	p.	98
BOX 5	Il nuovo MSD	p.	120
BOX 6	Lo shale gas: una nuova fonte di energia anche per l'Europa?	p.	147

INDICE DELLE TABELLE

A. I MERCATI DELL'ENERGIA

1. I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA

Tab. 1.1	Tasso di crescita del PIL	p.	5
Tab. 1.2	Domanda mondiale di energia primaria nello scenario di riferimento (Mtep)	p.	8
Tab. 1.3	Bilancio del gas naturale nelle regioni OCSE (Miliardi di metri cubi)	p.	12

2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

Tab. 2.1	Bilancio di sintesi dell'energia in Italia - Anno 2008 (Mtep)	p.	27
Tab. 2.2	Domanda di energia in fonti primarie nel 2008 e 2009 (dati in Mtep)	p.	29
Tab. 2.3	Intensità energetica ed elettrica del PIL. Anni 2005-2009	p.	30
Tab. 2.4	Bilancio dell'energia elettrica nel 2008 e nel 2009 (dati in GWh)	p.	31
Tab. 2.5	Produzione netta da fonti rinnovabili (dati in GWh)	p.	31
Tab. 2.6	Margine di riserva alla punta (dati in MW)	p.	32
Tab. 2.7	Investimenti di Terna (milioni di euro) - Anni 2007-2009	p.	32
Tab. 2.8	Capacità di trasporto assegnata (in mil. m ³ /giorno)	p.	33
Tab. 2.9	Gettito Annuo Oneri di Sistema (milioni di euro)	p.	34
Tab. 2.10	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico e del gas (periodo ottobre 2008-dicembre 2009)	p.	35

4. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

Tab. 4.1	La partecipazione al mercato	p.	55
Tab. 4.2	Volumi scambiati su IPEX (TWh)	p.	56
Tab. 4.3	Composizione della domanda su MGP (TWh)	p.	58
Tab. 4.4	Composizione dell'offerta su MGP (TWh)	p.	58
Tab. 4.5	Prezzo medio annuale per gruppi di ore (€/MWh)	p.	60
Tab. 4.6	Volatilità annuale del Pun per gruppi di ore	p.	60
Tab. 4.7	Variazioni del Pun e delle sue determinanti	p.	61
Tab. 4.8	Prezzi zionali medi annui (€/MWh)	p.	67
Tab. 4.9	Prezzi zionali medi 2009 per gruppi di ore (€/MWh)	p.	67
Tab. 4.10	Volatilità dei prezzi zionali medi annui	p.	68
Tab. 4.11	Volatilità dei prezzi zionali medi 2009 per gruppi di ore	p.	68
Tab. 4.12	Percentuale di determinazione del prezzo per zona e anno (IZM)	p.	69
Tab. 4.13	Differenze di prezzo zonale tra zone geografiche e poli di produzione	p.	72
Tab. 4.14	Prezzi medi annuali sulle principali borse europee (€/MWh)	p.	77
Tab. 4.15	Prezzi medi 2009 per gruppi di ore sulle principali borse europee (€/MWh)	p.	78
Tab. 4.16	Percentuale di ore con prezzi esteri superiori al PzNord	p.	78
Tab. 4.17	Volatilità sulle principali borse europee (€/MWh)	p.	78
Tab. 4.18	Aggregazioni convenzionali di zone	p.	80

Tab. 4.19 Volumi acquistati sul MGP (MWh)	p.	81
Tab. 4.20 Elasticità della domanda	p.	82
Tab. 4.21 Volumi offerti annui sul MGP (MWh)	p.	85
Tab. 4.22 Volumi venduti annui sul MGP (MWh)	p.	85
Tab. 4.23 Volumi rigettati annui sul MGP (MWh)	p.	85
Tab. 4.24 Volumi venduti a prezzo zero sul MGP	p.	86
Tab. 4.25 Indici di performance per anno e tecnologia	p.	92
Tab. 4.26 Indici di performance per anno e zona per il ciclo combinato	p.	92
Tab. 4.27 Gestione dei transiti	p.	97
Tab. 4.28 Quote di vendite annue zonalì su MGP (%)	p.	104
Tab. 4.29 Indice di operatore marginale per zona su cui si fissa il prezzo (IOM)	p.	106
Tab. 4.30 CR3 relativo ai diversi mercati	p.	109
Tab. 4.31 Prezzo di acquisto	p.	110
Tab. 4.32 Prezzi zonalì: sintesi annuale	p.	111
Tab. 4.33 Volumi venduti	p.	112
Tab. 4.34 Volumi acquistati	p.	112
Tab. 4.35 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire	p.	114
Tab. 4.36 Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere	p.	115
Tab. 4.37 Volumi scambiati su MSD ex post a salire	p.	118
Tab. 4.38 Volumi scambiati su MSD ex post a scendere	p.	118
Tab. 4.39 Transazioni registrate per tipologia e posizione netta	p.	122
Tab. 4.40 Programmi registrati in immissione e in prelievo	p.	123
Tab. 4.41 Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto	p.	124
Tab. 4.42 Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna	p.	125
Tab. 4.43 Contratti registrati per profilo: % per tipologia conti movimentati	p.	125
5. I MERCATI A TERMINE ELETTRICI		
Tab. 5.1 Parametro α in vigore dal 9 aprile 2010 su MTE	p.	127
Tab. 5.2 Volumi di scambio su MTE per tipologia contrattuale (periodo nov 08–ott 09)	p.	128
Tab. 5.3 Volumi di scambio su MTE per tipologia contrattuale (periodo nov 09–mar 10)	p.	129
Tab. 5.4 Margini iniziali durante il periodo di negoziazione (in vigore dal 15/1/2010)	p.	129
Tab. 5.5 Margini di liquidazione (in vigore dal 15/1/2010)	p.	130
Tab. 5.6 Volumi di contrattazione su IDEX (dati in MWh)	p.	130
Tab. 5.7 Prezzi di regolamento del contratto annuale 2010 su IDEX, EEX e Powernext	p.	131
Tab. 5.8 Dati sull'entità delle posizioni in consegna su IDEX e il differenziale dei prezzi rispetto al PUN (€/MWh)	p.	133
Tab. 5.9 Prezzi dei contratti bilaterali e valore dell'indice ITEC (dati in €/MWh)	p.	133
Tab. 5.10 Volumi nei principali mercati europei dei derivati elettrici (dati in TWh)	p.	134
6. I MERCATI DEL GAS		
Tab. 6.1 Prodotti negoziati sui mercati a pronti e a termine del gas naturale in Europa	p.	140
Tab. 6.2 Corrispettivi di accesso (una tantum) e annuali	p.	141
Tab. 6.3 Corrispettivi di negoziazione sui mercati del gas a pronti e a termine	p.	142
Tab. 6.4 Prezzi e variazioni rilevati nei principali <i>hub</i> europei (€/MWh)	p.	144
Tab. 6.5 Correlazioni dei prezzi giornalieri nei principali <i>hub</i> europei (anni 2008 e 2009)	p.	145
Tab. 6.6 Correlazione tra i prezzi giornalieri del gas e dell'elettricità	p.	146

7. I MERCATI AMBIENTALI

Tab. 7.1	CV scambiati sul mercato organizzato nel 2009	p.	152
Tab. 7.2	Obblighi annuali di risparmio energetico per elettricità e gas	p.	153
Tab. 7.3	Statistiche del mercato dei TEE (anno 2009)	p.	153

B. LE ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ

3. I RISULTATI ECONOMICI

Tab. 3.1	Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2008-2009)	p.	166
Tab. 3.2	Principali indicatori del GME (anni 2008-2009)	p.	166
Tab. 3.3	Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2008-2009)	p.	167
Tab. 3.4	Composizione del personale	p.	167

INDICE DELLE FIGURE

A. I MERCATI DELL'ENERGIA

1. I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA

Fig. 1.1	Consumo mondiale di fonti fossili (Numeri indice 1990=100)	p.	6
Fig. 1.2	Consumi di energia primaria nei paesi OCSE e non OCSE (Mtep)	p.	7
Fig. 1.3	Consumi finali per commodities energetiche (2007)	p.	7
Fig. 1.4	Produzione di energia elettrica per tipo di combustibile (TWh)	p.	8
Fig. 1.5	Prezzo medio mensile dei principali greggi (\$/barile)	p.	9
Fig. 1.6	Variazione dell'offerta di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)	p.	9
Fig. 1.7	Variazione della domanda di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)	p.	10
Fig. 1.8	Prezzo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo (\$/t)	p.	10
Fig. 1.9	Margini di raffinazione trimestrali lavorazioni cracking (\$/bbl)	p.	11
Fig. 1.10	Prezzi mensili medi all'ingrosso negli Stati Uniti e in Europa (\$/MMBtu)	p.	12
Fig. 1.11	Prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t)	p.	13
Fig. 1.12	Prezzi dei noli Panamax (60.000/70.000 t) (\$/t)	p.	13

2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

Fig. 2.1	Andamento degli impieghi delle fonti primarie	p.	28
Fig. 2.2	Impieghi finali di energia per settore (Mtep)	p.	28
Fig. 2.3	Fattura energetica (Miliardi di euro)	p.	30
Fig. 2.4	Composizione tariffa elettrica per utenti domestici (dati in c€/KWh)	p.	34
Fig. 2.5	Composizione tariffa del gas per utenti domestici (dati in c€/m ³)	p.	35

4. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

Fig. 4.1	Liquidità del MGP	p.	57
Fig. 4.2	Andamento mensile della liquidità del mercato del giorno prima	p.	57
Fig. 4.3	Liquidità del mercato del giorno prima sulle principali borse europee	p.	59
Fig. 4.4	Pun medio mensile (€/MWh)	p.	60
Fig. 4.5	Andamento mensile del Pun e delle sue determinanti	p.	61
Fig. 4.6	Andamento mensile dello spark spread (€/MWh)	p.	62
Fig. 4.7	Andamento mensile dei prezzi zionali (€/MWh)	p.	70

Fig. 4.8	Andamento mensile dei prezzi sulle principali borse europee (€/MWh)	p.	79
Fig. 4.9	Andamento mensile degli acquisti sul MGP (MWh)	p.	82
Fig. 4.10	Nuova potenza installata per anno e tecnologia (MW)	p.	83
Fig. 4.11	Nuova potenza installata per anno e zona* (MW)	p.	84
Fig. 4.12	Nuova potenza installata nel 2009 per mese (MW)	p.	84
Fig. 4.13	Volumi medi mensili per zona* (MWh)	p.	87
Fig. 4.14	Vendite per tecnologia e fonte (TWh e %)	p.	89
Fig. 4.15	Vendite per tecnologia e fonte per zona* (TWh e %)	p.	89
Fig. 4.16	Vendite medie mensili per fonte e zona* (MWh)	p.	90
Fig. 4.17	Indici di performance per il ciclo combinato nel 2009 per zona	p.	93
Fig. 4.18	Curva di durata dello spark spread dei cicli combinati per anno e zona	p.	93
Fig. 4.19	Curva di durata del tasso di successo dei cicli combinati per anno e zona	p.	93
Fig. 4.20	Articolazione zonale del mercato elettrico	p.	94
Fig. 4.21	Numero medio di zone di mercato	p.	95
Fig. 4.22	Frequenza di non separazione	p.	95
Fig. 4.23	Configurazioni di mercato più frequenti	p.	96
Fig. 4.24	Rendita da congestione nazionale annuale per transito	p.	96
Fig. 4.25	HHI annuali relativi alle vendite su MGP	p.	104
Fig. 4.26	HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite su MGP	p.	105
Fig. 4.27	Frequenza con cui almeno un operatore è stato necessario (IORh)	p.	105
Fig. 4.28	Quota di vendite in assenza di concorrenza (IORq)	p.	105
Fig. 4.29	Quota di vendite in assenza di concorrenza per gruppi di ore (IORq)	p.	106
Fig. 4.30	Indice di operatore marginale per gruppi di ore (IOM)	p.	107
Fig. 4.31	Indice di operatore marginale per zona da cui si fissa il prezzo (IOM)	p.	107
Fig. 4.32	Indice di operatore marginale mensile per operatore (IOM)	p.	107
Fig. 4.33	Indice di tecnologia marginale (ITM)	p.	108
Fig. 4.34	Indice di tecnologia marginale per gruppi di ore (ITM) del CCGT	p.	108
Fig. 4.35	HHI relativo agli acquisti su MGP	p.	108
Fig. 4.36	Prezzo di acquisto: evoluzione annuale	p.	110
Fig. 4.37	Prezzi zionali su MA	p.	111
Fig. 4.38	Volumi scambiati su MA	p.	113
Fig. 4.39	Vendite e acquisti per tipologia di impianto	p.	113
Fig. 4.40	Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria	p.	113
Fig. 4.41	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire	p.	114
Fig. 4.42	Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo	p.	115
Fig. 4.43	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere	p.	116
Fig. 4.44	Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo	p.	116
Fig. 4.45	Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto	p.	117
Fig. 4.46	Saldo vendite/acquisti su MSD ex ante per tipologia di impianto. Media oraria	p.	117
Fig. 4.47	Volumi scambiati su MSD ex post a salire	p.	118
Fig. 4.48	Volumi scambiati su MSD ex post a scendere	p.	119
Fig. 4.49	Vendite nazionali per tipologia di impianto a valle del MSD ex post	p.	119
Fig. 4.50	Transazioni registrate, posizione netta e turnover	p.	122
Fig. 4.51	Struttura delle transazioni registrate per tipologia di contratto	p.	123
Fig. 4.52	Programmi fisici registrati	p.	124

5. I MERCATI A TERMINE ELETTRICI

Fig. 5.1	Curva forward IDEX (quotazioni del 23 dicembre 2009)	p.	131
----------	--	----	-----

Fig. 5.2	Evoluzione dei prezzi di regolamento del contratto annuale 2010 su IDEX, EEX e Powernext	p.	131
Fig. 5.3	Rapporto tra i volumi del mercato a termine e a pronti sui principali mercati elettrici europei	p.	134

6. I MERCATI DEL GAS

Fig. 6.1	Volumi di negoziazione presso i principali <i>hub</i> europei del gas	p.	143
Fig. 6.2	<i>Churn ratio</i> presso i principali <i>hub</i> europei	p.	143
Fig. 6.3	Andamento dei prezzi giornalieri presso i principali <i>hub</i> europei	p.	145
Fig. 6.4	Correlazione tra i prezzi (media mobile a 255 giorni) di gas ed elettricità in alcuni paesi europei	p.	146
Fig. 6.5	Volumi e transazioni registrate presso il PSV	p.	149
Fig. 6.6	Indice di liquidità mensile presso il PSV	p.	150

7. I MERCATI AMBIENTALI

Fig. 7.1	Prezzi dei TEE sul mercato organizzato (anno 2009)	p.	153
Fig. 7.2	Prezzi settimanali EUAs Dicembre 2010	p.	154

INDICE DELLE TABELLE – APPENDICE STATISTICA

Tab. 1	MGP – Prezzo di acquisto	p.	178
Tab. 2	MGP – Prezzo di vendita zonale: baseload	p.	182
Tab. 3	MGP – IVR dei prezzi di vendita zonali: baseload	p.	182
Tab. 4	MGP – Prezzo di vendita zonale: picco	p.	183
Tab. 5	MGP – IVR dei prezzi di vendita zonali: picco	p.	183
Tab. 6	MGP – Prezzo di vendita zonale: fuori picco	p.	184
Tab. 7	MGP – IVR dei prezzi di vendita zonali: fuori picco	p.	184
Tab. 8	MGP – Prezzo di vendita: % ore con prezzo diverso dalla zona di riferimento	p.	185
Tab. 9	MGP – Prezzo di vendita: differenza media di prezzo tra le zone	p.	185
Tab. 10	MGP – Fissazione del prezzo in % del totale volumi venduti	p.	186
Tab. 11	MGP – Zona price maker/taker in % del totale volumi venduti. Anno 2009	p.	186
Tab. 12	MGP – Confronti internazionali: prezzo medio di acquisto delle principali borse europee	p.	191
Tab. 13	MGP – Offerte di acquisto: totale	p.	192
Tab. 14	MGP – Offerte di acquisto: media oraria	p.	193
Tab. 15	MGP – Acquisti: totale	p.	194
Tab. 16	MGP – Acquisti: media oraria	p.	195
Tab. 17	MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO: totale	p.	198
Tab. 18	MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria	p.	198
Tab. 19	MGP – Offerte di vendita: totale	p.	201
Tab. 20	MGP – Offerte di vendita: media oraria	p.	202
Tab. 21	MGP – Vendite: totale	p.	203
Tab. 22	MGP – Vendite: media oraria	p.	204
Tab. 23	MGP – Offerte di vendita non accettate: totale	p.	205
Tab. 24	MGP – Offerte di vendita non accettate: % sul venduto	p.	206
Tab. 25	MGP – Vendite sulle zone estere per TSO: totale	p.	212
Tab. 26	MGP – Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria	p.	212
Tab. 27	MGP – Vendite per tipologia di impianto e % di successo – totale nazionale	p.	215
Tab. 28	MGP – Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – totale nazionale	p.	215
Tab. 29	MGP – Vendite per tipologia di impianto e % di successo – Nord	p.	216
Tab. 30	MGP – Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – Nord	p.	216
Tab. 31	MGP – Vendite per tipologia di impianto e % di successo – Centro Nord	p.	217

Tab. 32 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – Centro Nord	p.	217
Tab. 33 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo – Centro Sud	p.	218
Tab. 34 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – Centro Sud	p.	218
Tab. 35 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo – Sud	p.	219
Tab. 36 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – Sud	p.	219
Tab. 37 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo – Sicilia	p.	220
Tab. 38 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – Sicilia	p.	220
Tab. 39 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo – Sardegna	p.	221
Tab. 40 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – Sardegna	p.	221
Tab. 41 MGP - Domanda di energia elettrica. Totale	p.	223
Tab. 42 MGP - Domanda di energia elettrica. Struttura	p.	223
Tab. 43 MGP - Offerta di energia elettrica. Totale	p.	224
Tab. 44 MGP - Offerta di energia elettrica. Struttura	p.	224
Tab. 45 MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere)	p.	228
Tab. 46 MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole)	p.	228
Tab. 47 MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	p.	230
Tab. 48 MGP - Indice di Volatilità Assoluto (IVA) dei corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	p.	231
Tab. 49 MGP - Rendita da congestione	p.	232
Tab. 50 MGP - Transiti nazionali: limite medio di transito. Anno 2009	p.	234
Tab. 51 MGP - Transiti esteri: capacità media di trasporto assegnata. Anno 2009	p.	234
Tab. 52 MGP - Transiti nazionali: direzione dei flussi di transito. Anno 2009	p.	235
Tab. 53 MGP - Transiti esteri: direzione dei flussi di transito. Anno 2009	p.	235
Tab. 54 MGP - Transiti nazionali: flusso medio. Anno 2009	p.	236
Tab. 55 MGP - Transiti esteri: flusso medio. Anno 2009	p.	236
Tab. 56 MGP - Transiti nazionali: percentuale di saturazione dei transiti. Anno 2009	p.	237
Tab. 57 MGP - Transiti nazionali: utilizzo medio dei transiti (quando non saturi). Anno 2009	p.	238
Tab. 58 MGP - Transiti esteri: utilizzo medio della capacità di trasporto assegnata. Anno 2009	p.	238
Tab. 59 MGP - Transiti nazionali: percentuale di inibizione dei transiti. Anno 2009	p.	239
Tab. 60 MGP - Transiti esteri: percentuale di inibizione dei transiti. Anno 2009	p.	239
Tab. 61 MGP - Quote di mercato. Anno 2009	p.	243
Tab. 62 MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI). Anno 2009	p.	244
Tab. 63 MGP - Indice di fissazione del prezzo (IOM). Anno 2009	p.	245
Tab. 64 MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM). Anno 2009	p.	246
Tab. 65 MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale. Anno 2009	p.	247
Tab. 66 MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale. Anno 2009	p.	247
Tab. 67 MA/MI - Prezzo di acquisto	p.	254
Tab. 68 MA/MI - Prezzo per zona geografica: baseload	p.	255
Tab. 69 MA/MI - Prezzo per zona geografica: picco	p.	256
Tab. 70 MA/MI - Prezzo per zona geografica: fuori picco	p.	257
Tab. 71 MA/MI - Acquisti: totale	p.	259
Tab. 72 MA/MI - Acquisti: media oraria	p.	260
Tab. 73 MA/MI - Vendite: totale	p.	261
Tab. 74 MA/MI - Vendite: media oraria	p.	262
Tab. 75 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: totale	p.	265
Tab. 76 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: media oraria	p.	265
Tab. 77 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: totale	p.	266
Tab. 78 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: media oraria	p.	266

Tab. 79 MSD ex post – Volumi scambiati a salire: totale	p.	270
Tab. 80 MSD ex post – Volumi scambiati a salire: media oraria	p.	270
Tab. 81 MSD ex post – Volumi scambiati a scendere: totale	p.	271
Tab. 82 MSD ex post – Volumi scambiati a scendere: media oraria	p.	271
Tab. 83 PCE – Contratti registrati per profilo e posizione netta	p.	274
Tab. 84 PCE – Transazioni registrate per tipologia di conto	p.	274
Tab. 85 PCE – Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto. Anno 2009	p.	274
Tab. 86 PCE – Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna. Anno 2009	p.	275
Tab. 87 PCE – Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna. Anno 2009	p.	275
Tab. 88 PCE – Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati. Anno 2009	p.	275

INDICE DELLE FIGURE – APPENDICE STATISTICA

Fig. 1 MGP – Prezzo di acquisto: baseload	p.	178
Fig. 2 MGP – Prezzo di acquisto: picco	p.	179
Fig. 3 MGP – Prezzo di acquisto: fuori picco	p.	179
Fig. 4 MGP – Prezzo di acquisto: media e volatilità. Anno 2009	p.	179
Fig. 5 MGP – Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)	p.	180
Fig. 6 MGP – Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)	p.	180
Fig. 7 MGP – Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera. Anno 2009	p.	180
Fig. 8 MGP – Prezzo di acquisto: curva di durata	p.	181
Fig. 9 MGP – Prezzo di vendita: baseload	p.	187
Fig. 10 MGP – Prezzo di vendita: curve medie orarie	p.	188
Fig. 11 MGP – Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera. Anno 2009	p.	189
Fig. 12 MGP – Prezzo di vendita: curve di durata. Anno 2009	p.	190
Fig. 13 MGP – Acquisti: curve medie orarie	p.	196
Fig. 14 MGP – Acquisti per zona: curve medie orarie	p.	197
Fig. 15 MGP – Acquisti totali sulle zone estere: media oraria	p.	198
Fig. 16 MGP – Acquisti sulle zone estere: media oraria	p.	199
Fig. 17 MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO: andamento orario. Anno 2009	p.	200
Fig. 18 MGP – Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2009	p.	207
Fig. 19 MGP – Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2009	p.	207
Fig. 20 MGP – Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2009	p.	208
Fig. 21 MGP – Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2009	p.	209
Fig. 22 MGP – Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2009	p.	210
Fig. 23 MGP – Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2009	p.	211
Fig. 24 MGP – Vendite totali sulle zone estere: media oraria	p.	212
Fig. 25 MGP – Saldo vendite/acquisti sulle zone estere: media oraria	p.	212
Fig. 26 MGP – Vendite sulle zone estere: media oraria	p.	213
Fig. 27 MGP – Vendite sulle zone estere per TSO: andamento orario. Anno 2009	p.	214
Fig. 28 MGP – Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – totale nazionale. Anno 2009	p.	215
Fig. 29 MGP – Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – Nord. Anno 2009	p.	216
Fig. 30 MGP – Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – Centro Nord. Anno 2009	p.	217
Fig. 31 MGP – Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – Centro Sud. Anno 2009	p.	218
Fig. 32 MGP – Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – Sud. Anno 2009	p.	219
Fig. 33 MGP – Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – Sicilia. Anno 2009	p.	220
Fig. 34 MGP – Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – Sardegna. Anno 2009	p.	221
Fig. 35 MGP – Vendite per tipologia di impianto. Anno 2009	p.	222

Fig. 36 MGP - Acquisti: struttura della borsa	p.	223
Fig. 37 MGP - Vendite: struttura della borsa	p.	224
Fig. 38 MGP - Liquidità: evoluzione strutturale	p.	225
Fig. 39 MGP - Liquidità	p.	225
Fig. 40 MGP - Volumi scambiati (vendite/acquisti): media oraria	p.	225
Fig. 41 MGP - Acquisti bilaterali: media oraria	p.	226
Fig. 42 MGP - Vendite bilaterali: media oraria	p.	226
Fig. 43 MGP - Saldo programmi PCE lato vendita: media oraria	p.	226
Fig. 44 MGP - Saldo programmi PCE lato acquisto: media oraria	p.	227
Fig. 45 MGP - Valore delle transazioni	p.	227
Fig. 46 MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera. Anno 2009	p.	227
Fig. 47 MGP - Numero medio di zone di mercato (escluse le zone estere)	p.	228
Fig. 48 MGP - Numero medio di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole)	p.	228
Fig. 49 MGP - Configurazioni di mercato più frequenti. Anno 2009	p.	229
Fig. 50 MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera. Anno 2009	p.	232
Fig. 51 MGP - Rendita nazionale da congestione	p.	233
Fig. 52 MGP - Rendita nazionale da congestione per transito	p.	233
Fig. 53 MGP - Rendita nazionale unitaria da congestione per transito	p.	233
Fig. 54 MGP - Transiti esteri: minimi, massimi e flusso effettivo. Anno 2009	p.	240
Fig. 55 MGP - Transiti nazionali: minimi, massimi e flusso effettivo. Anno 2009	p.	241
Fig. 56 MGP - HHI sulle vendite. Anno 2009	p.	242
Fig. 57 MGP - HHI sulle offerte: curve medie orarie	p.	248
Fig. 58 MGP - HHI sulle vendite: curve medie orarie	p.	249
Fig. 59 MGP - HHI: curve di durata	p.	250
Fig. 60 MGP - IOR: curve di durata	p.	251
Fig. 61 MGP - IORh. Anno 2009	p.	252
Fig. 62 MGP - IORq. Anno 2009	p.	252
Fig. 63 MGP - IOM del primo operatore. Anno 2009	p.	252
Fig. 64 MGP - ITM. Anno 2009	p.	253
Fig. 65 MA/MI - Prezzo di acquisto	p.	254
Fig. 66 MA/MI - Prezzi zonal	p.	258
Fig. 67 MA/MI - Volumi scambiati (acquisti/vendite): media oraria	p.	262
Fig. 68 MA/MI - Valore delle transazioni	p.	263
Fig. 69 MA/MI - Vendite e acquisti per tipologia di impianto. Anno 2009	p.	263
Fig. 70 MA/MI - Volumi zonal per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2009	p.	264
Fig. 71 MA/MI - Saldo vendite e acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria. Anno 2009	p.	264
Fig. 72 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto	p.	267
Fig. 73 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto	p.	267
Fig. 74 MSD ex ante - Volumi scambiati per tipologia di impianto. Anno 2009	p.	268
Fig. 75 MSD ex ante - Volumi zonal per tipologia di impianto: media oraria.	p.	268
Fig. 76 MSD ex ante - Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2009	p.	269
Fig. 77 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: media oraria	p.	269
Fig. 78 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: media oraria	p.	269
Fig. 79 MSD ex post - Volumi zonal per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2009	p.	272
Fig. 80 MSD ex post - Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2009	p.	272

Fig. 81 MSD ex post - Vendite per tipologia di impianto a valle del MSD ex post. Anno 2009	p.	273
Fig. 82 MSD ex post - Volumi scambiati a salire: media oraria	p.	273
Fig. 83 MSD ex post - Volumi scambiati a scendere: media oraria	p.	273
Fig. 84 PCE - Contratti registrati e posizione netta: media oraria. Anno 2009	p.	276
Fig. 85 PCE - Contratti registrati per profilo: andamento orario. Anno 2009	p.	276



I MERCATI DELL'ENERGIA

1.	I MERCATI ENERGETICI INTERNAZIONALI	p.	5
2.	IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO	p.	27
3.	I MERCATI GESTITI DAL GME	p.	41
4.	LE CONTRATTAZIONI DI BORSA	p.	54
5.	I MERCATI A TERMINE ELETTRICI	p.	126
6.	I MERCATI DI BORSA DEL GAS NATURALE IN EUROPA	p.	135
7.	I MERCATI AMBIENTALI	p.	151

1. I MERCATI ENERGETICI INTERNAZIONALI

1.1 L'economia mondiale

Il 2009 può essere tranquillamente definito come l'*annus horribilis* dell'economia mondiale, essendo stato caratterizzato dalla peggior recessione dalla fine della seconda guerra mondiale. Il PIL si è ridotto dello 0,6% su scala globale e il commercio internazionale addirittura del 10,7%. La congiuntura si è rivelata particolarmente negativa nei paesi più industrializzati nei quali la contrazione dell'attività economica è stata marcata, attestandosi al -2,4% negli Stati Uniti, al -4,1% nell'area euro (-5% per l'Italia) e al -5,2% in Giappone. Cina e India hanno tenuto molto meglio in quanto si è registrato solo un rallentamento della crescita economica passata rispettivamente dal 9,6% all'8,7% e dal 7,3% al 5,7%, segno che un sostegno importante è venuto dalla domanda interna che continua a presentare enormi potenzialità di sviluppo. Diversa è la situazione della Russia, la cui economia dipende fortemente dai consumi energetici europei, cosa che ha contribuito a far calare il PIL del 7,9%.

	Tasso di crescita del PIL			
	2007	2008	2009	2010 (*)
Mondo	5,2	3,0	-0,6	4,2
USA	2,0	0,4	-2,4	3,1
Aria Euro	2,6	0,6	-4,1	1,0
di cui Italia	1,5	-1,3	-5,0	1,2
Giappone	2,4	-1,2	-5,2	1,9
Paesi emergenti	8,3	6,1	2,4	6,3
di cui Cina	13,0	9,6	8,7	10,0
Russia	8,1	5,6	-7,9	4,0
India	9,3	7,3	5,7	8,8
Commercio mondiale (volume)	7,2	2,8	-10,7	7,0

Tab 1.1

(*) Stime del Fondo Monetario Internazionale

Fonte: FMI, World Economic Outlook, aprile 2010

L'evoluzione della congiuntura economica appena descritta era largamente attesa come logica conseguenza dello scoppio della bolla immobiliare e dei mutui *subprime* americani, che aveva pesantemente colpito il settore finanziario in tutto il mondo culminando con il fallimento della banca d'affari *Lehman Brothers* nel settembre 2008, per poi estendersi all'economia reale.

Le misure di sostegno senza precedenti adottate, per la prima volta con un certo grado di coordinamento dai governi e dalle istituzioni finanziarie internazionali, sono riuscite a evitare il peggio e a far emergere qualche segnale di ripresa fin dal secondo semestre del 2009, tanto da rendere le previsioni per il 2010 moderatamente ottimistiche. Si dovrebbe verificare infatti un ritorno alla crescita generalizzato, sebbene con tassi molto differenziati (bassi in Europa e molto più elevati nelle economie emergenti). Gli interventi pubblici hanno avuto essenzialmente tre finalità:

- stabilizzare il settore finanziario da cui era partita la crisi attraverso massicce iniezioni di liquidità nel mercato interbancario, aiuti per gestire i titoli tossici presenti nei bilanci delle banche e una ricapitalizzazione delle stesse;
- facilitare l'accesso al credito da parte delle imprese in difficoltà attraverso una politica monetaria espansiva riducendo i tassi di interesse ai minimi storici;
- sostenere la domanda attraverso un incremento della spesa pubblica, incentivi fiscali e politiche sociali a sostegno dell'occupazione.

In tal modo si è di fatto verificato un trasferimento degli squilibri dal settore finanziario a quello pubblico che ha visto una forte espansione dei deficit di bilancio, i quali nel 2009 hanno raggiunto il 12,5% negli Stati Uniti e il 6,3% nell'area euro, una cifra più che doppia rispetto al tetto fissato dal patto di stabilità. Se al deficit si aggiunge il livello rilevante del

debito pubblico, che in alcuni paesi quali l'Italia è ormai giunto a circa il 116% del PIL, si comprende come non restino margini per continuare a sostenere la domanda attraverso politiche fiscali. Inoltre questa situazione può costituire una nuova fonte di instabilità, essendoci il rischio che per molti paesi i costi di finanziamento del debito possano aumentare in maniera consistente fino a divenire potenzialmente insostenibili. Se si esamina la situazione dell'area euro, si nota come i mercati già abbiano scontato questo pericolo; un indicatore molto utilizzato dagli operatori per stimare il cosiddetto rischio paese è il differenziale dei tassi d'interesse richiesti sulle emissioni di titoli di stato che per alcuni paesi, quali Grecia, Portogallo, Irlanda, Spagna e Italia è salito in modo marcato tra la fine del 2009 e i primi mesi del 2010. Si tratta di un fattore che, in una zona che condivide la medesima valuta, ha un forte potenziale di destabilizzazione come si è visto nel caso della Grecia, che non è riuscita a rifinanziare il debito in scadenza costringendo gli altri paesi dell'area euro e il Fondo Monetario Internazionale a intervenire in maniera massiccia attraverso prestiti a tasso agevolato e con l'istituzione di un fondo di circa 750 miliardi di euro, autorizzando la Banca Centrale Europea a intervenire, se necessario, direttamente sui mercati per acquistare i titoli dei paesi che dovessero trovarsi in difficoltà. E' presto per dire quali effetti avrà questa nuova crisi sulle economie dei paesi europei ma ciò che appare certo è che sarà difficile per i governi continuare ad adottare manovre espansive, cosa di cui la crescita economica non potrà non risentire.

1.2 Evoluzione del settore energetico a livello mondiale

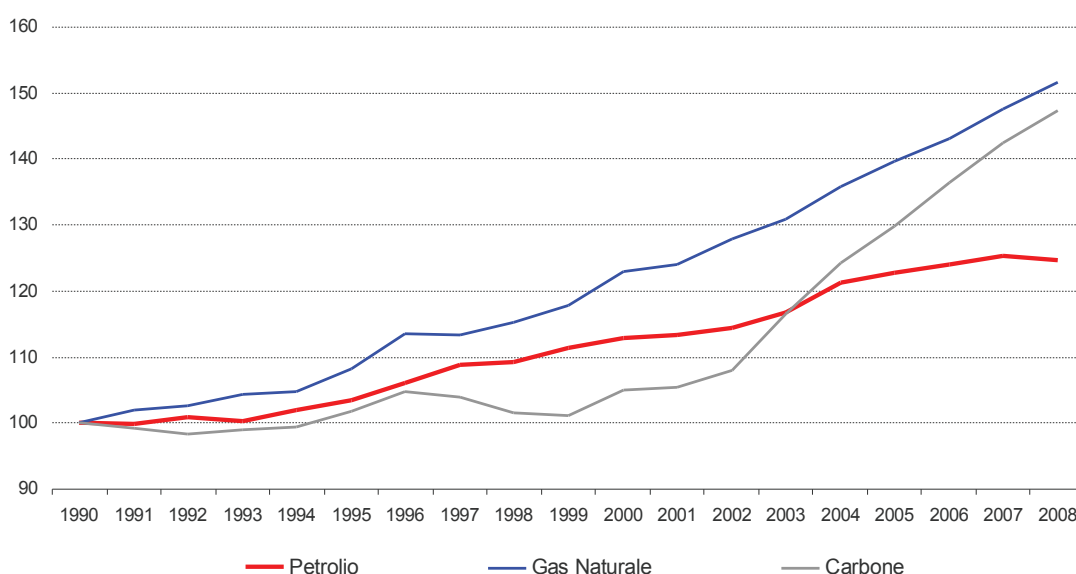
Il deterioramento della congiuntura economica nel 2008 ha provocato, stando alle stime della *British Petroleum* (BP), una contrazione dei tassi di crescita tendenziali dei consumi energetici, passati in un anno dal 2,4% all'1,4%. Gli Stati Uniti si sono mossi in controtendenza con una riduzione del 2,8%, mentre la domanda ha continuato a essere molto sostenuta in Cina e India, dove si è registrato un aumento rispettivamente del 7,2% e del 5,6%.

Con riferimento ai combustibili fossili, il petrolio diminuisce dello 0,6%, evento che non si verificava dal 1991 e dovuto alla forte riduzione verificatasi negli Stati Uniti (-6,1%). In rialzo sono invece i consumi di gas naturale (+2,8%) e carbone (+3,4%). Nel primo caso il maggior utilizzo è distribuito in maniera omogenea nelle principali aree geopolitiche del mondo, mentre nel secondo la spinta viene come di consueto dalla Cina che da sola rappresenta ben l'85% dell'incremento registratosi a livello mondiale.

A livello di peso sui consumi globali, il petrolio rimane il più utilizzato con il 34,8%, seguito dal carbone con il 29,2% e il gas naturale con il 24,1%.

Fig. 1.1

Consumo mondiale di fonti fossili (Numeri indice 1990=100)

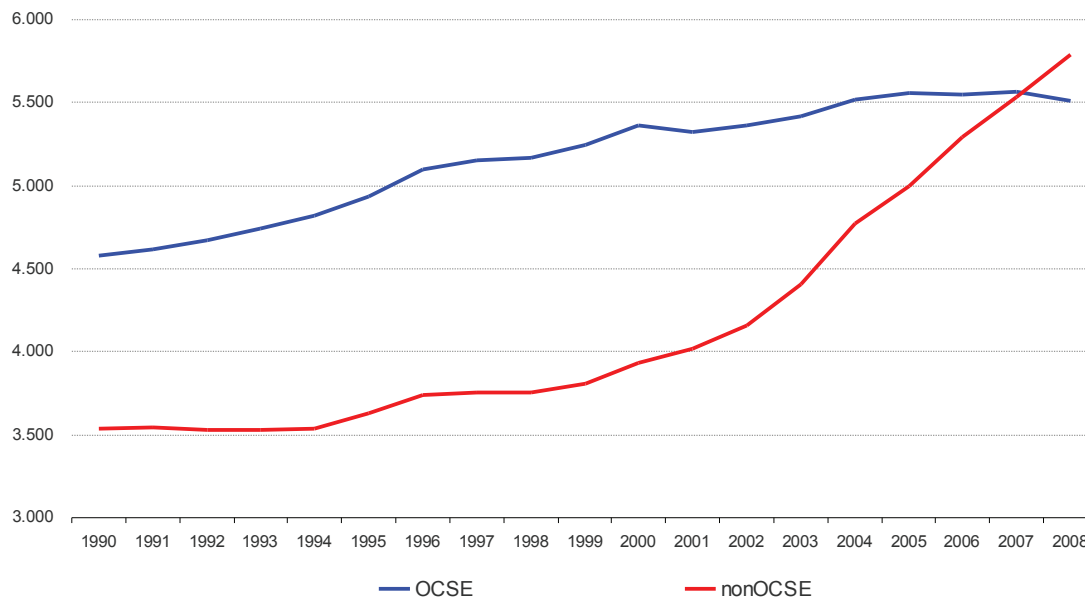


Fonte: BP, Review of World Energy, 2009

I diversi tassi di sviluppo che caratterizzano ormai da anni i paesi industrializzati e quelli di sviluppo, nonché il minor grado di efficienza energetica di questi ultimi, hanno causato il sorpasso in termini di consumi energetici dei paesi non OCSE su quelli appartenenti all'OCSE, fenomeno che sembra destinato a rafforzarsi ulteriormente nei prossimi anni.

Consumi di energia primaria nei paesi OCSE e non OCSE (Mtep)

Fig. 1.2

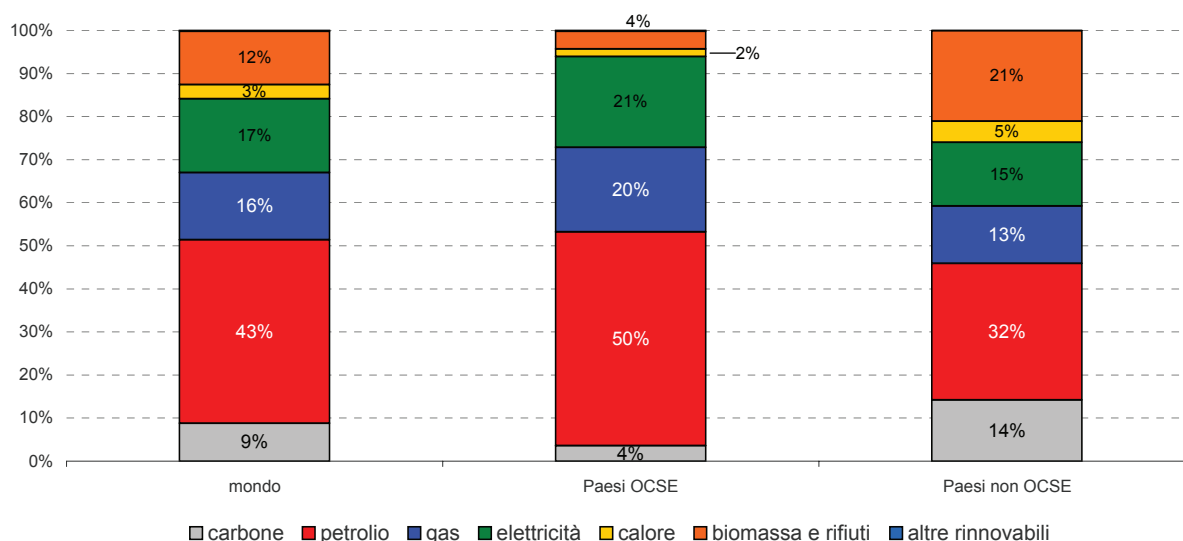


Fonte: BP, Review of World Energy, 2009

Con riferimento agli impieghi di energia, si nota una struttura diversa del mix utilizzato tra i paesi industrializzati e quelli non appartenenti all'OCSE, nei quali il carbone e le biomasse coprono un peso molto più elevato (rispettivamente il 14% e il 21%), mentre i primi registrano, in termini relativi, una maggiore dipendenza dal petrolio (50% contro 43%).

Consumi finali per commodities energetiche (2007)

Fig. 1.3



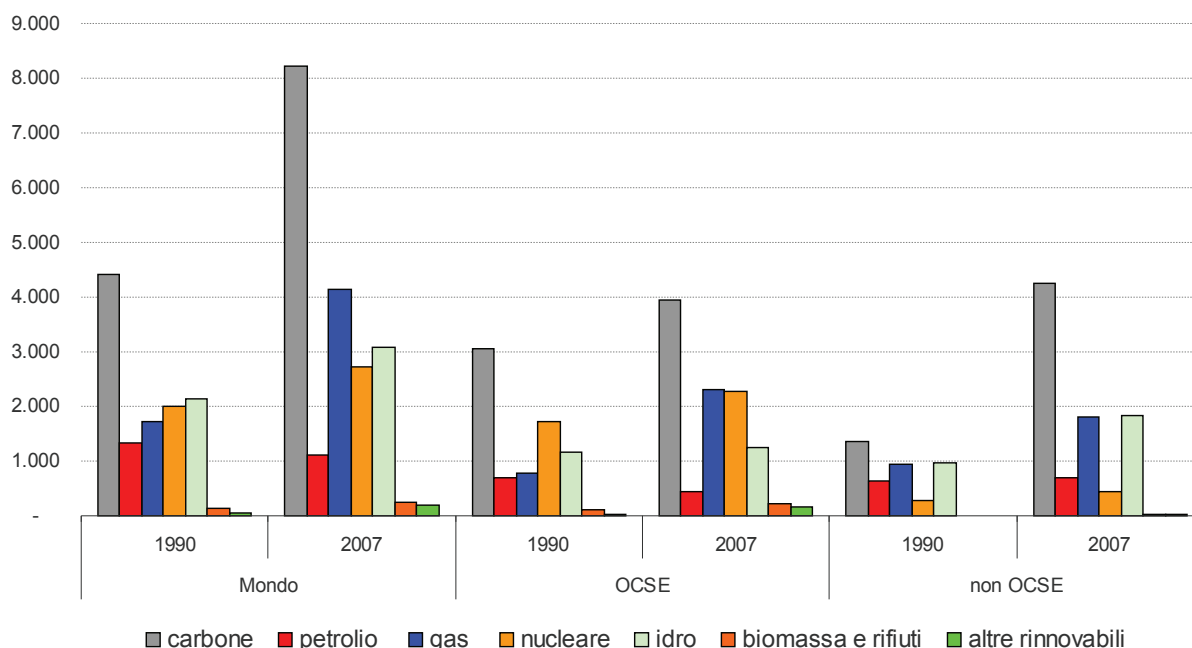
Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2009

Il carbone rimane la fonte più utilizzata a livello mondiale per la produzione di energia elettrica e il gas, quella che fa

registrare i tassi di crescita più sostenuti, soprattutto nell'area OCSE, mentre negli altri paesi si nota un forte sviluppo dell'idroelettrico.

Fig. 1.4

Produzione di energia elettrica per tipo di combustibile (TWh)



Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2009

Le proiezioni dell'*International Energy Agency* (IEA), riguardanti l'evoluzione della domanda di energia fino al 2030 nello scenario di riferimento¹, sono state riviste leggermente al ribasso rispetto a quelle dell'anno precedente. Le nuove stime tengono conto della crisi economica che, oltre a tanti effetti negativi, ha contribuito a contenere i consumi energetici e in particolare le emissioni di gas ad effetto serra. In tal modo la richiesta di energia prevista al 2030 è passata da 17.014 a 16.789 Mtep (-1,3%), che comunque risulta sempre essere in forte aumento rispetto ai livelli del 2007 (+39,8%).

Tab. 1.2

Domanda mondiale di energia primaria nello scenario di riferimento (Mtep)

	1990	2007	2015	2020	2030	2007-2030 (Diff. %)
Petrolio	3.219	4.093	4.234	4.440	5.009	22,38%
Gas Naturale	1.671	2.512	2.801	3.035	3.561	41,76%
Carbone	2.221	3.184	3.828	4.125	4.887	53,49%
Biomasse e rifiuti	904	1.176	1.338	1.428	1.604	36,39%
Nucleare	526	709	810	851	956	34,84%
Altre rinnovabili	36	74	160	224	370	400,00%
Idroelettrica	184	265	317	346	402	51,70%
Totale	8.761	12.013	13.488	14.449	16.789	39,76%

Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2009

1.3 Il mercato del petrolio

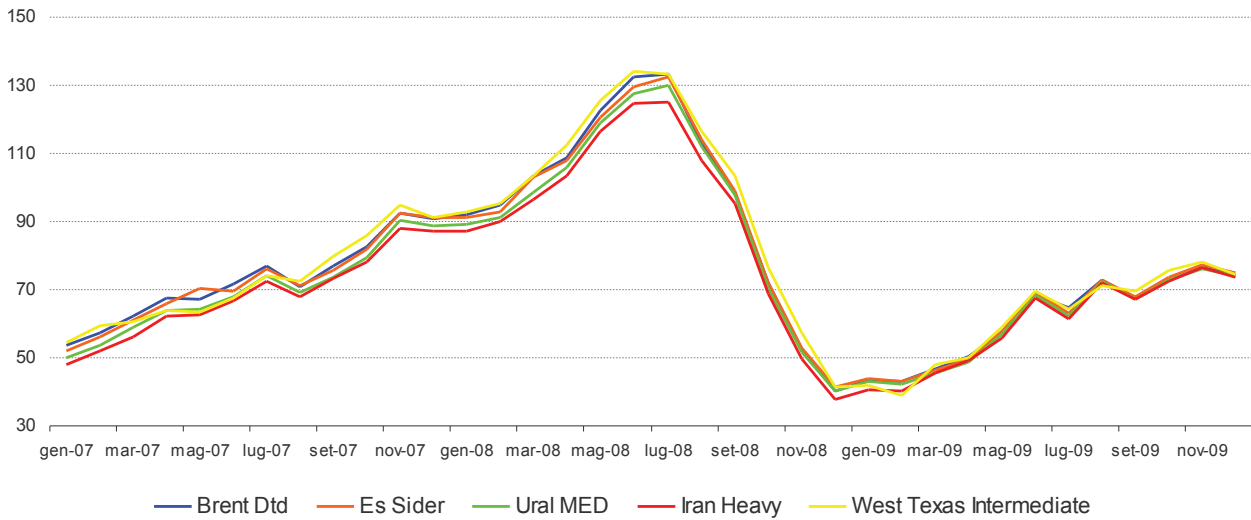
Le quotazioni del petrolio nel corso del 2008 avevano registrato un'estrema volatilità, raggiungendo nel mese di luglio i

¹ Si tratta di uno scenario sviluppato sulla base delle politiche energetiche attualmente implementate dai governi.

massimi storici a oltre 140 \$/bbl, per poi crollare sotto quota 35 \$/bbl a fine anno. Nel primo semestre 2009 si è assistito ad una risalita che ha riportato i prezzi sui 70 \$/bbl per poi mantenersi nel resto dell'anno all'interno del *range* tra 70 e 80 \$/bbl, considerato da molti analisti un livello adeguato per garantire la profittabilità degli investimenti da parte dei paesi produttori e sostenibile per le economie dei paesi industrializzati.

Prezzo medio mensile dei principali greggi (\$/barile)

Fig. 1.5

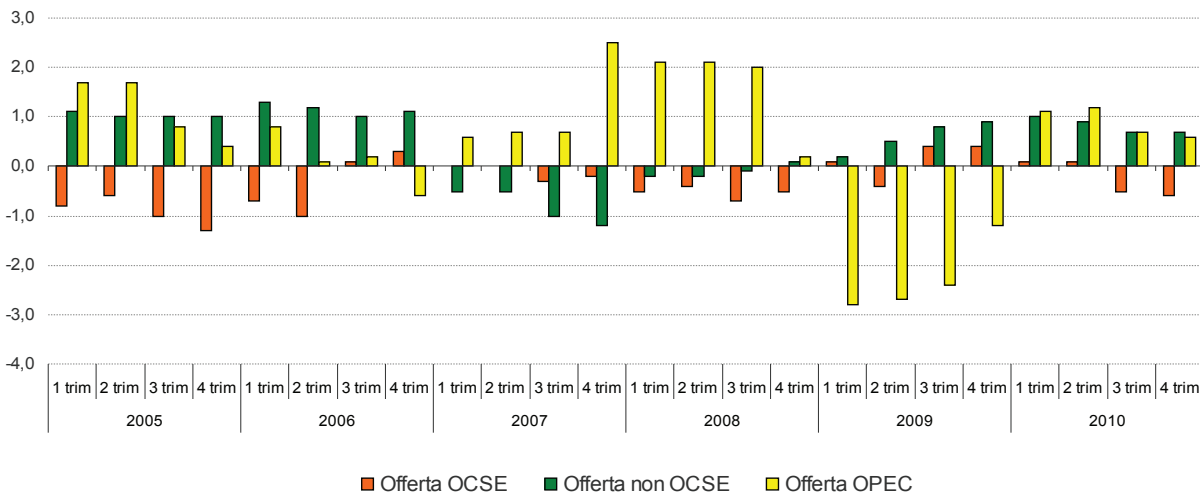


Fonte: UP

L'aumento dei prezzi che ha caratterizzato il 2009 è stato favorito anche dalla decisione dell'OPEC di ridurre l'offerta di oltre 2 milioni di barili al giorno su base tendenziale. Nella fase più acuta della recessione, fino a giugno, sono stati riversati sul mercato circa 33 milioni di barili al giorno, 2,8 milioni in meno rispetto alla stesso periodo dell'anno precedente, per poi aumentare gradualmente la produzione fino ai 33,8 milioni di barili al giorno dell'ultimo trimestre dell'anno. Gli altri paesi invece hanno accresciuto l'offerta, ma in misura troppo ridotta (0,8 milioni di barili al giorno) per compensare gli effetti indotti dalle politiche adottate dall'OPEC. Per il 2010 si prevede invece un'inversione di tendenza con incrementi compresi tra lo 0,5 e l'1%.

Variazione dell'offerta di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)

Fig. 1.6



N.B. per il 2010 dati stimati

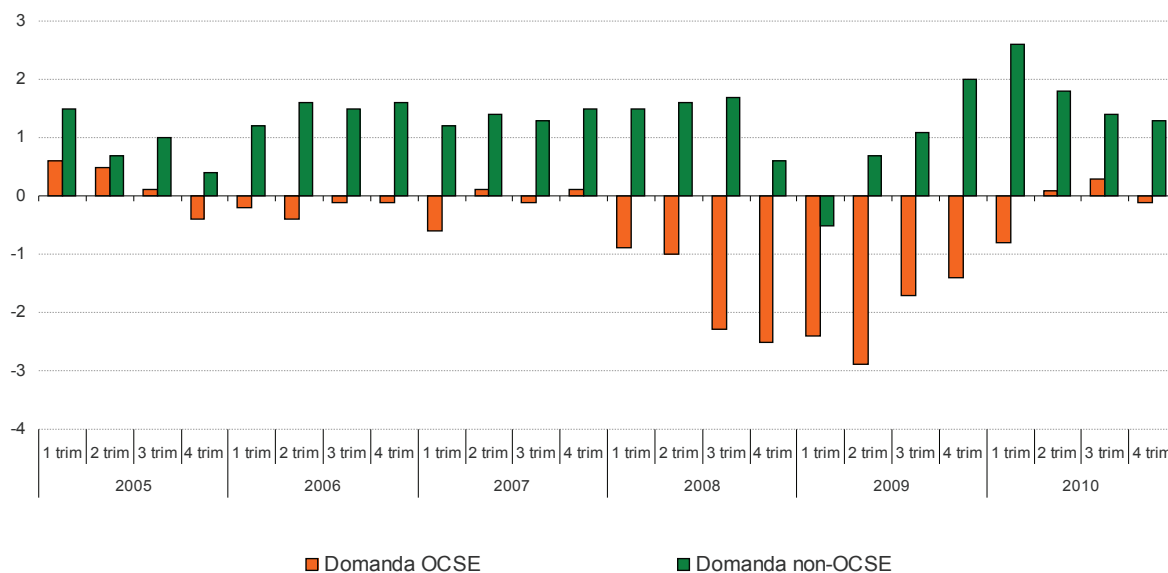
Fonte: IEA, Oil Market Report

Sul lato della domanda si sono avuti andamenti divergenti tra i paesi industrializzati e quelli non appartenenti all'area

OCSE, con i primi che hanno mostrato una riduzione superiore a 2 milioni di barili al giorno e gli altri che hanno registrato un aumento di circa 1 milione di barili al giorno. La domanda media nel corso del 2009 è stata così pari a 85 milioni di barili al giorno, un livello di 1,2 milioni più basso rispetto a quello dell'anno precedente, evento che non si verificava dai primi anni ottanta. Per il 2010 si prevede invece una generalizzata inversione di tendenza con un ritorno a 86,6 milioni di barili al giorno (+1,8%).

Fig. 1.7

Variatione della domanda di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)



N.B. per il 2010 dati stimati
Fonte: IEA, Oil Market Report

L'evoluzione del mercato del petrolio ha allentato le tensioni emerse negli anni passati consentendo alla *spare capacity*², che nel 2008 era scesa a soli 2,7 milioni di barili al giorno, di riportarsi a livelli più adeguati (6,2 milioni di barili al giorno). Anche le scorte sono risultate in generalizzato aumento. Per quanto riguarda i prodotti petroliferi, si segnala l'andamento del prezzo del gasolio che sul mercato europeo, a partire da marzo 2009, è tornato ad essere inferiore rispetto a quello della benzina, invertendo una tendenza che durava da oltre un anno e mezzo. Ciò è il risultato di un adeguamento del sistema di raffinazione all'accresciuta richiesta di gasolio.

Fig. 1.8

Prezzo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo (\$/t)

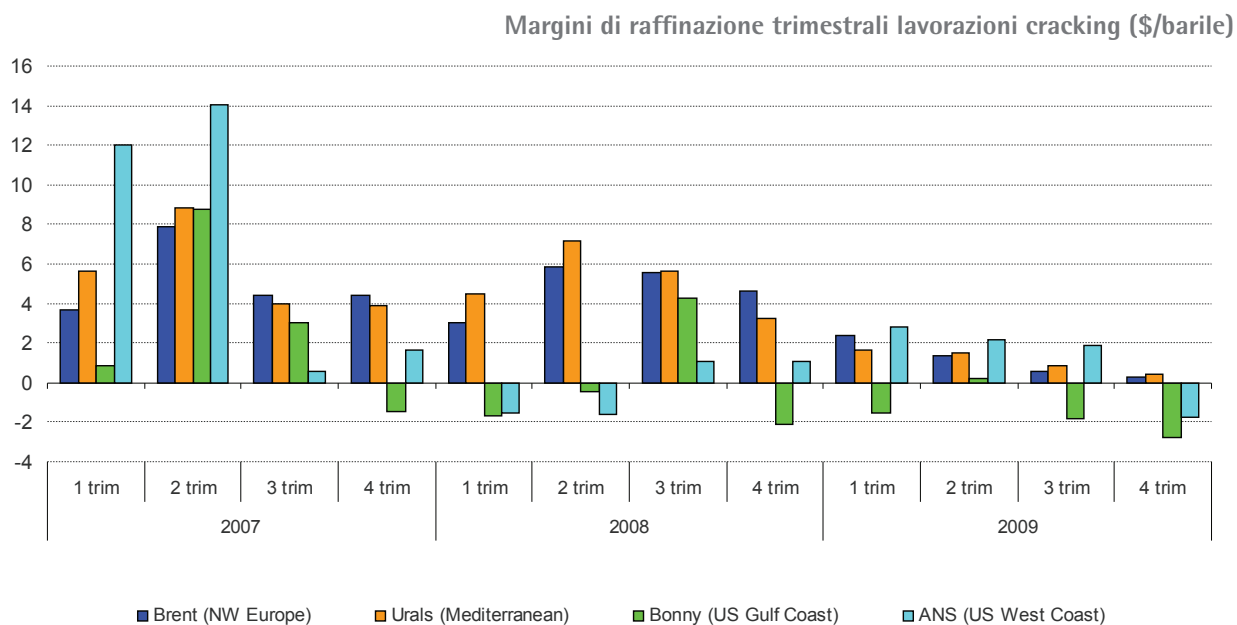


Fonte: UP

² Le *spare capacity* è un indicatore che misura la differenza tra la capacità produttiva disponibile rispetto alla domanda.

In un contesto caratterizzato da prezzi del petrolio crescenti e da una domanda di prodotti derivati del greggio molto debole, i margini di raffinazione si sono decisamente deteriorati soprattutto negli Stati Uniti, in cui l'esistenza di un elevato grado di concorrenza ha reso difficile riversare gli aumenti sui consumatori.

Fig. 1.9



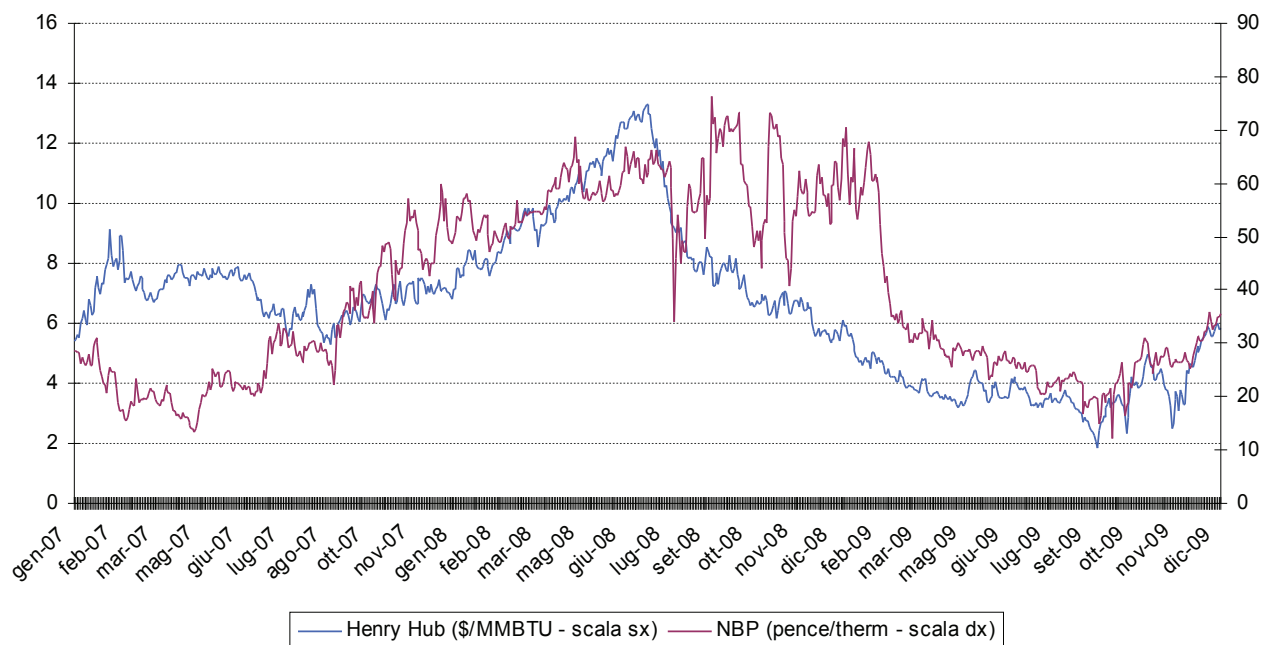
Fonte: Oil Market Report, IEA

1.4 Il mercato del gas naturale

Nel corso nel 2009 si sono manifestati con tutta evidenza gli effetti indotti dai profondi mutamenti strutturali che hanno interessato il settore del gas naturale, portando ad un progressivo disallineamento tra i prezzi di questa fonte e le quotazioni del petrolio, nonché a un maggior grado di globalizzazione del mercato che era storicamente segmentato in macro aree. Un contributo decisivo in tal senso è venuto dall'evoluzione del mercato americano, in cui lo sviluppo di nuove tecnologie per lo sfruttamento di gas non convenzionale (*shale gas*) ha liberato grossi quantitativi di gas naturale liquefatto (GNL) che, grazie agli investimenti in infrastrutture di rigassificazione, hanno avuto la possibilità di riversarsi in Europa e in misura minore nell'aria del pacifico. Si è assistito così a una consistente diminuzione dei prezzi a livello globale e a un sostanziale riallineamento delle quotazioni tra le due sponde dell'atlantico con gli *spread* attestati sui minimi storici. Le clausole di indicizzazione al petrolio, largamente utilizzate nei contratti di lungo termine, hanno perso parte della loro capacità di influenzare le quotazioni del gas, facendo emergere segnali di prezzo affidabili di breve periodo che si formano sui mercati a pronti. Ciò ha indotto molti *players* di grosse dimensioni a rinegoziare i contratti in essere con i principali produttori per modificarne le modalità di determinazione del prezzo al fine di sganciarle, almeno in parte, dall'andamento del petrolio.

Fig. 1.10

Prezzi medi all'ingrosso negli Stati Uniti e in Europa (\$/MMBtu)



Fonte: Elaborazioni GME su dati Thomson-Reuters

L'evoluzione appena descritta è stata favorita anche dalla diminuzione della domanda di gas naturale che ha riguardato tutte le aree dei paesi OCSE (-3,1%), seppur con una diversa intensità. La riduzione più consistente ha interessato l'Europa (-4,9%) dove ha pesato la minor richiesta per usi termoelettrici, essendo il gas una fonte largamente impiegata per la produzione di energia elettrica.

Tab. 1.3

Bilancio del gas naturale nelle regioni OCSE (Miliardi di metri cubi)

	2007	2008	2009	var. % 2009/2008
OCSE Nord America				
Produzione	788	809	820	1,4%
Importazioni nette	12	8	9	12,5%
Scorte	-13	-14	-3	-78,6%
Consumo (#)	803	818	800	-2,2%
OCSE Europa				
Produzione	297	307	289	-5,9%
Importazioni nette	247	249	240	-3,6%
Scorte	-6	4	5	25,0%
Consumo (#)	551	554	527	-4,9%
OCSE Pacifico				
Produzione	48	47	51	8,5%
Importazioni nette	110	118	107	-9,3%
Scorte	-1	2	-1	-150,0%
Consumo (#)	158	163	160	-1,8%
OCSE Totale				
Produzione	1133	1162	1160	-0,2%
Importazioni nette	369	376	357	-5,1%
Scorte	-20	-8	1	-112,5%
Consumo (#)	1512	1534	1487	-3,1%

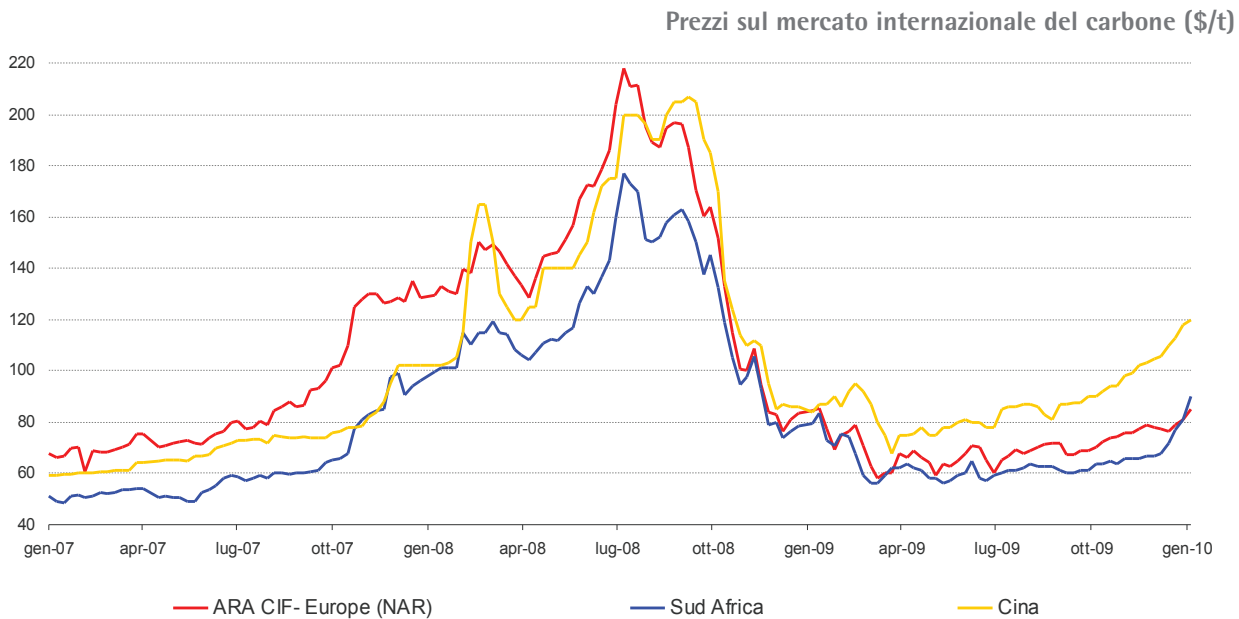
(#) Il dato include differenze statistiche non evidenziate

Fonte: IEA, Monthly Gas Natural Survey, gennaio 2010

1.5 Il mercato del carbone

Anche il mercato del carbone ha seguito le linee di tendenza che hanno riguardato le quotazioni degli altri combustibili fossili, ripiegando in modo rapido e deciso dai massimi di 220 \$/t che si erano registrati sul mercato europeo a luglio 2008. I prezzi sono infatti scesi sotto quota 60 \$/t a marzo 2009 e dopo una fase di relativa stabilità si è verificata una nuova tendenza rialzista, intensificatasi a fine anno, con una chiusura intorno agli 80 \$/t. Più sostenuta è stata invece la dinamica dei prezzi in Cina che, tra settembre e dicembre 2009, sono passati da 87 a 120 \$/t a causa di una domanda elevata, spinta dalla ripresa dei tassi di crescita dell'economia.

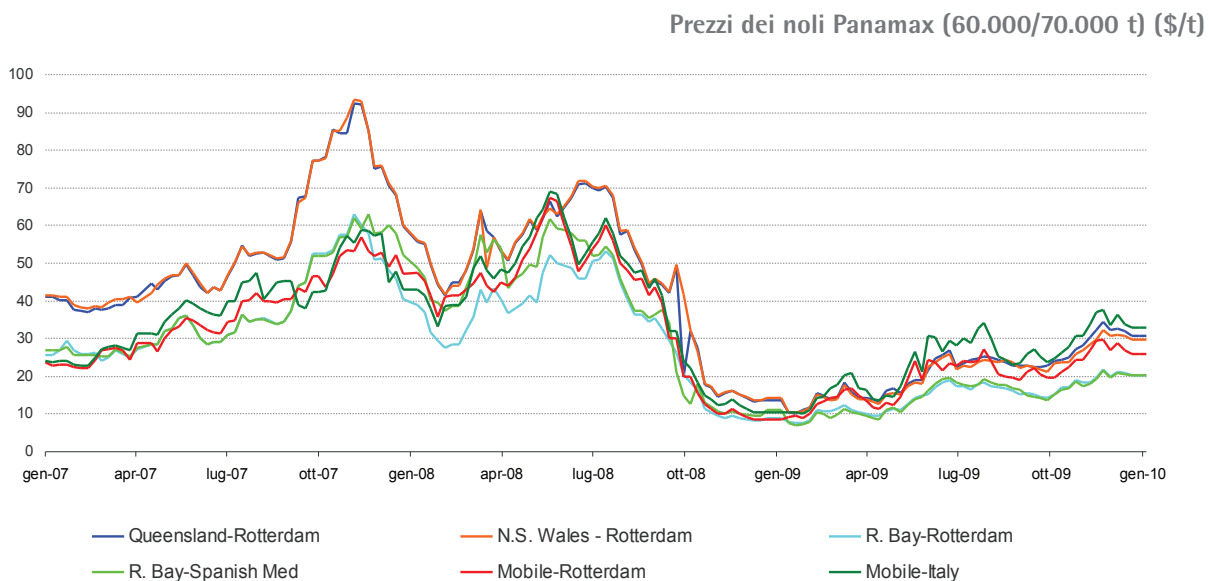
Fig. 1.11



Fonte: Elaborazioni GME su dati Thomson-Reuters

Anche il mercato dei noli è stato investito dalla crisi economica e ha visto crollare il valore delle rate di nolo su tutte le principali rotte ad inizio anno. Una leggera ripresa si è avuta solo nel secondo semestre del 2009 anche se le quotazioni si mantengono su livelli contenuti.

Fig. 1.12



Fonte: Elaborazioni GME su dati Thomson-Reuters

1.6 Politiche energetiche europee: il terzo pacchetto

La politica energetica europea si pone tra i principali obiettivi quello dell'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas, al fine di promuovere l'efficienza, la sicurezza degli approvvigionamenti e la concorrenza in tali settori, ritenuti giustamente strategici per assicurare uno sviluppo economico duraturo e sostenibile.

Molti risultati positivi sono stati raggiunti nell'ultimo decennio, grazie alle misure di progressiva liberalizzazione dei due settori, sebbene resti ancora molto da fare per arrivare alla creazione di un mercato unico europeo. Al fine di dare nuovo impulso al processo di integrazione, nell'estate del 2009 è stato adottato il cosiddetto terzo pacchetto energia, che, tenendo conto dei diversi stadi di sviluppo e delle differenze strutturali che caratterizzano i mercati dell'energia elettrica e del gas, si compone di due direttive e tre regolamenti:

- Direttiva 2009/72/EC relativa a norme comuni per il funzionamento del mercato interno dell'elettricità;
- Direttiva 2009/73/EC relativa a norme comuni per il funzionamento del mercato interno del gas;
- Regolamento CE n. 713/19 che istituisce un'agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento CE n. 714/19 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- Regolamento CE n. 715/19 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Le principali misure contenute nel pacchetto possono così essere riassunte:

- effettiva separazione (*unbundling*) delle attività di trasmissione/trasporto da quelle relative alla produzione e alla vendita. Sebbene la Commissione europea (CE) ritenga la separazione proprietaria l'opzione più efficace, sono previsti altri due modelli denominati *independent system operator* (ISO) e *independent transmission operator* (ITO);
- creazione di un'agenzia di regolazione europea (ACER);
- rafforzamento e armonizzazione dei poteri delle autorità di regolazione nazionali;
- coordinamento dei gestori di rete per assicurare un ordinato sviluppo della stessa e ottimizzare gli investimenti sulla base delle effettive esigenze del settore. Viene riconosciuto un ruolo di primo piano ai gestori di rete³ nella predisposizione dei codici di rete e di un piano di sviluppo decennale della stessa volti in primo luogo a disciplinare in maniera efficiente le interconnessioni e gli scambi transfrontalieri;
- rafforzamento dei criteri di trasparenza e di protezione dei consumatori.

Fin dall'inizio del processo di liberalizzazione del settore energetico, sono stati costituiti due importanti gruppi di lavoro per discutere le tematiche relative alla creazione di un mercato unico dell'elettricità e del gas.

Il primo è l'*Electricity Regulatory Forum* (denominato Forum di Firenze) e il secondo è il *Gas Regulatory Forum* (denominato Forum di Madrid) che si riuniscono una o due volte l'anno sulla base delle esigenze emergenti. A tali iniziative partecipano regolarmente i rappresentanti della Commissione europea, del Parlamento europeo, dei Ministeri e dei Regolatori degli Stati membri, nonché tutte le principali associazioni di settore e degli operatori di mercato (produttori, trader, consumatori, borse energetiche); queste rappresentano un ottimo punto di riferimento per capire lo stato di avanzamento dello sviluppo del mercato interno e quali sono le principali barriere ancora esistenti. Di seguito si descrivono brevemente gli aspetti affrontati nel corso dell'ultima riunione dei due fora.

1.6.1 Il Forum di Firenze

Il Forum di Firenze si è riunito il 10 e 11 dicembre 2009 e ha affrontato vari temi tra cui i progressi ottenuti nelle Iniziative Regionali (ERIs)⁴, le proposte per il coordinamento interregionale nella gestione delle congestioni, il piano

³ Alla luce delle funzioni loro assegnate nel terzo pacchetto energia i gestori di rete hanno costituito due associazioni che coinvolgono tutti i soggetti attivi in Europa. Si tratta di ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for electricity*) ed ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for gas*).

⁴ Le iniziative regionali fanno parte del progetto dell'ERGEG avviato con il sostegno della Commissione europea nella primavera del 2006, per migliorare il processo di integrazione dei mercati dell'energia sia nel settore elettrico che in quello del gas. Costituiscono un passo intermedio verso l'istituzione di un reale mercato interno e hanno come obiettivo quello di stimolare lo sviluppo dei mercati regionali attraverso la collaborazione e cooperazione degli Stati membri, della Commissione europea e di tutti gli operatori di settore. Nel caso del mercato elettrico sono state costituite 7 regioni: *Baltic* (Estonia, Lettonia e Lituania); *Central-East* (Austria, Repubblica Ceca, Germania, Ungheria, Polonia, Slovacchia e Slovenia); *Central-South* (Austria, Francia, Germania, Grecia, Italia e Slovacchia); *Central-West* (Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo e Olanda); *FUI* (Francia, Regno Unito e Irlanda); *North* (Danimarca, Finlandia, Germania, Norvegia, Polonia e Svezia); *South-West* (Francia, Portogallo e Spagna). Si noti come alcuni paesi sono inseriti in più di una regione.

decennale di sviluppo della rete, l'implementazione del terzo pacchetto energia, la regolazione di settore per il *trading* di energia, i cambiamenti climatici, i meccanismi di compensazione tra gestori di rete (TSOs) e lo sviluppo delle *smart grids* (reti intelligenti).

- **ERIs.** E' stata evidenziata la necessità di una strategia comune europea che sia in grado di coprire tutti gli aspetti necessari all'integrazione dei mercati e che riconosca l'importante ruolo che gli Stati membri, la Commissione e le associazioni di settore hanno in tale ambito.

In particolare, la Commissione, mediante l'affidamento di uno studio a Mercados/everis, ha voluto evidenziare i punti di forza ma anche le "debolezze" delle ERIs, al fine di individuarne il ruolo e gli sviluppi futuri, in relazione soprattutto alle rilevanti novità introdotte con il terzo pacchetto energia. Secondo tale studio, i principali traguardi raggiunti sono stati la predisposizione di *Report* sulla Trasparenza da parte di 5 regioni su 7, la creazione di due uffici regionali per il coordinamento delle aste di assegnazione di capacità transfrontaliera, lo sviluppo di alcuni nuovi progetti di *market coupling* (Norvegia-Olanda e Germania-Danimarca) e di un nuovo meccanismo di bilanciamento (Francia-Regno Unito). La promozione di una cultura di collaborazione regionale, la possibilità di progredire a diverse velocità a seconda del grado di maturazione dei mercati e di effettuare dei test pilota, l'opportunità di confrontare diversi approcci facilitando la diffusione di quelli migliori, sono stati individuati come punti di forza dell'approccio *bottom-up* delle ERIs. Punti deboli invece si sono dimostrati la mancanza di un comune modello di riferimento, uno scarso coinvolgimento dei Governi, un diverso livello di partecipazione degli operatori, i diversi poteri dei regolatori nazionali, un'inefficace gestione del progetto in alcune regioni e la loro struttura geografica (esistenza di sovrapposizioni tra le diverse regioni).

La soluzione proposta per sopperire a tali deficit è stata individuata in un processo che riesca a far convergere l'approccio di tipo *bottom-up* (finora seguito dalle ERIs) e quello *top-down* (dettato dal terzo pacchetto energia).

Aree tematiche come la gestione delle congestioni, la trasparenza, il sistema di bilanciamento, i meccanismi di compensazione tra i gestori di rete e la struttura delle tariffe dovranno, secondo la Commissione, essere armonizzati, al fine di limitare la possibilità di ottenere risultati non omogenei nelle diverse regioni e rendere così ancora più difficile l'integrazione dei mercati europei.

L'approccio "regionale" invece potrà essere mantenuto in settori quali gli incentivi per gli investimenti nelle infrastrutture transfrontaliere e l'integrazione delle tecnologie di produzione da fonti rinnovabili (ad es. eolico).

L'ERGEG, ribadendo l'utilità di questo processo, fondato su base volontaria, per l'individuazione dei problemi e degli ostacoli da superare, ha sostenuto la posizione della Commissione, evidenziando la necessità di un maggiore confronto tra Stati membri, Commissione, regolatori e operatori di settore per rendere efficaci gli strumenti previsti nel terzo pacchetto energia (linee guida e codici di rete).

- **Coordinamento inter-regionale della gestione delle congestioni.** Sono state presentate le conclusioni raggiunte dal *Project Coordination Group* (PCG), un gruppo di esperti costituito in una precedente riunione del Forum e incaricato di:

- proporre un *target model* (modello di riferimento) per la gestione delle congestioni a livello inter-regionale;
- preparare, in cooperazione con le ERIs, una *roadmap*, includendo un piano d'azione concreto per l'implementazione del modello di riferimento a livello sia regionale che inter-regionale.

Il PCG, diviso in diversi gruppi di lavoro (*Workstreams*), ha individuato le caratteristiche fondamentali del modello di riferimento per ciascuna area tematica (calcolo della capacità disponibile e *governance*) e segmento di mercato (a termine, a pronti, infragiornaliero), stimando nel 2015 la data entro cui completare la fase di attuazione.

Sono comunque rimaste irrisolte alcune questioni, per cui, vista la necessità di proseguire il lavoro mediante lo studio di progetti concreti, è stata decisa la costituzione di un "Gruppo di consulenza ad hoc" (AHAG – *Ad Hoc Advisory Group*), composto da tutti gli operatori di settore, con il compito di assistere i regolatori nella supervisione del lavoro e nella soluzione dei problemi che potrebbero eventualmente verificarsi durante la fase di attuazione⁵. Tre progetti di implementazione sono stati individuati come *pilots*:

- sviluppo di un "meccanismo" di calcolo della capacità basato su un modello di rete comune e su metodologie maggiormente dinamiche ed efficienti (*flow-based*) rispetto a quelle attualmente utilizzate. Il coordinamento del

⁵ Per maggiori dettagli sulle caratteristiche del modello di riferimento e sull'andamento dei lavori dell'AHAG si rimanda al capitolo 2 della sezione B.

- progetto è stato affidato ai gestori di rete;
- sviluppo del modello di riferimento del mercato *intraday* e delle sue modalità di attuazione coordinato dai gestori di rete;
- definizione di un modello di *governance* per la gestione delle congestioni sui mercati del giorno prima, su cui sarà basata l'attuazione di un meccanismo di *coupling* tra mercati, necessario alla creazione di un mercato comune europeo entro il 2015, attraverso l'utilizzo del metodo del *price-coupling*. Tale progetto è coordinato dalla Commissione europea.

Gli input forniti da questi tre gruppi di lavoro saranno utilizzati dall'ERGEG nella definizione delle linee guida in merito al calcolo della capacità e alla gestione delle congestioni.

Per coordinare il lavoro del PCG con le iniziative regionali, ERGEG ha presentato un ulteriore progetto volto a promuovere la nascita di borse elettriche anche nelle zone in cui queste non sono presenti, in modo da avere mercati a pronti sufficientemente liquidi in tutti i paesi dell'Unione e facilitare la diffusione del *market coupling*.

- **Piano decennale di sviluppo della rete.** Il terzo pacchetto energia ha previsto che tra i compiti affidati ad ENTSO-E vi sia anche la predisposizione di un piano decennale di sviluppo della rete, contenente misure atte a garantire l'adeguatezza del sistema di trasmissione e la sicurezza degli approvvigionamenti, da sottoporre alla valutazione dell'autorità di regolazione (la costituenda ACER). ENTSO-E ha presentato alcune proposte sui contenuti del piano che evidenziano, a partire dalla struttura attuale della rete, i vincoli da superare per poterne garantire lo sviluppo, i "colli di bottiglia" presenti e un elenco dei progetti pianificati per garantire l'adeguatezza del sistema.

ERGEG ha, dal suo canto, preannunciato i criteri sulla base dei quali il piano sarà valutato: non-discriminazione, concorrenza effettiva, funzionamento efficiente e sicuro del mercato elettrico interno, sufficiente livello di interconnessione transfrontaliera.

- **Terzo Pacchetto Energia: panoramica e implementazione.** In merito all'implementazione del terzo pacchetto, la Commissione ha ricordato al Forum che gli Stati membri sono responsabili del tempestivo e corretto recepimento della Direttiva sull'energia elettrica nelle rispettive legislazioni nazionali entro il termine fissato al 3 marzo 2011. Durante il periodo di recepimento, è stata garantita la massima disponibilità della Commissione per l'eventuale assistenza di cui gli Stati membri necessitassero, mediante diversi interventi quali l'emissione di note interpretative su temi chiave (*unbundling*, indipendenza e poteri dei regolatori nazionali, questioni di dettaglio) e l'organizzazione di incontri bilaterali o multilaterali con gli Stati membri per discutere di eventuali problemi di trasposizione. Un tempestivo e corretto recepimento in tutti i 27 Stati dell'Unione risulta infatti di fondamentale importanza per garantire ovunque la parità di condizioni.

Sono state inoltre discusse le priorità per la preparazione dei codici e delle Linee guida decidendo di sviluppare prima le Linee guida, e successivamente i codici di rete, nei seguenti settori:

- *grid connection* (collegamenti delle reti) come progetto pilota;
- allocazione della capacità e gestione delle congestioni;
- operazioni di sistema.

Tali progetti dovranno riflettere le conclusioni sul target model europeo presentate dal PCG, tenendo anche conto del futuro lavoro coordinato dall'AHAG.

ERGEG ha prospettato, inoltre, per l'anno 2010, di portare avanti lo sviluppo delle Linee Guida, con particolare riferimento a:

- progetto pilota per le linee guida relative a "*Electricity Grid connection*", concordato con la Commissione ed ENTSO-E;
- coordinamento con il Progetto pilota per lo sviluppo di un codice di rete relativo alla connessione alla rete degli impianti eolici (*Wind Connection*), sviluppato da ENTSO-E e con il Progetto pilota sul Gas all'interno di ERGEG;
- coordinamento con il gruppo di monitoraggio guidato dalla Commissione (*EC Monitoring Group*), al quale partecipano anche ERGEG, ENTSO-E ed ENTSO-G.

- **Regolazione di settore per il trading di energia (Trasparenza negli scambi e nei dati fondamentali).** Tema fondamentale, tenuto in grande considerazione dalla Commissione, è quello della trasparenza. Grazie a un decennio di "pacchetti di liberalizzazione", sono stati ottenuti notevoli risultati positivi, primo tra tutti lo sviluppo di mercati

all'ingrosso di energia elettrica liquidi. Oltre a produttori e fornitori, tali mercati oggi attirano una vasta gamma di attori, comprendendo *utilities*, *trader* puri, istituti finanziari e altri intermediari. Importanti mercati dei derivati sono infatti sorti attorno ai mercati dei prodotti energetici di base, divenendo così sempre più ibridi tra fisici e finanziari. La Commissione ha sostenuto che, insieme a questi sviluppi, sono stati però sollevati timori che gli aumenti dei prezzi osservati negli ultimi tempi sui mercati non siano solo e sempre il risultato del gioco tra domanda-offerta, ma possano dipendere da pratiche commerciali sleali. Ciò che sembra mancare è l'omogeneità delle legislazioni nazionali per quanto riguarda le attività di monitoraggio e controllo; questo produce situazioni in cui determinate attività commerciali sono soggette a molteplici giurisdizioni e alla supervisione di diverse autorità, eventualmente situate in diversi paesi (con una mancanza di chiarezza su chi ha la responsabilità finale) o anche situazioni in cui non esiste alcun meccanismo di vigilanza. Dalla prospettiva politica dell'Unione europea, i prezzi stabiliti a livello di scambi sui mercati all'ingrosso non riguardano, infatti, solo i partecipanti al mercato, ma servono anche come punto di riferimento per i prezzi al dettaglio per i consumatori domestici e gli utenti industriali.

A tal proposito, il CESR⁶ e l'ERGEG hanno già fornito una buona base per la creazione di un quadro normativo efficace e coerente per i mercati dell'energia elettrica e del gas, con la possibilità di includere anche il mercato delle emissioni. L'integrità dei mercati energetici, secondo la Commissione, può essere garantita al meglio se: le operazioni all'ingrosso sono soggette a un'efficace e completa sorveglianza dei regolatori e i dati che influenzano i fondamentali (*fundamental data*) del mercato sono resi sufficientemente trasparenti, tenendo conto delle legittime preoccupazioni in materia di concorrenza (ad esempio, comportamenti collusivi) giacché il settore dell'energia continua a mostrare elevati livelli di concentrazione. L'ambizione sarebbe, in ultima analisi, quella di predisporre un quadro normativo in cui i regolatori abbiano la responsabilità e la capacità di comprendere appieno il modo in cui si formano i prezzi sui mercati, individuare le pratiche illecite come l'abuso di informazioni privilegiate e la manipolazione e sanzionarle adeguatamente. Allo stesso tempo, tale quadro deve essere sufficientemente bilanciato da assicurare lo sviluppo ulteriore del mercato. La coincidenza dell'attuale dibattito sulla riforma della legislazione del mercato finanziario con i preparativi per l'attuazione del terzo pacchetto energia, potrebbe fornire una buona opportunità alla Commissione per presentare un'iniziativa legislativa che copra anche i mercati energetici e ambientali.

A tal fine, la Commissione sta studiando le opzioni possibili per la redazione di un progetto normativo idoneo a garantire la necessaria trasparenza del mercato oltre a un regime in materia di integrità che dovrebbe migliorare la fiducia nei mercati energetici, portandoli a più alti livelli di liquidità e alla loro ulteriore integrazione.

Dopo una breve introduzione sul quadro normativo attuale, composto dal 3° pacchetto energia, dalla direttiva sugli abusi di mercato (MAD) e dalla direttiva sugli strumenti finanziari (MiFID), nel documento, proposto dalla Commissione, sono elencati i settori nei quali sarà necessario fare delle scelte precise ai fini della redazione di una proposta di regolamento. Nell'esaminare le opzioni a disposizione, la Commissione evidenzia come sia necessario valutare preventivamente "cosa" si debba monitorare, da "chi" e "come". La logica sottostante a un sistema normativo efficace e coerente dovrebbe garantire omogeneità di trattamento (controllo) a tutti i tipi di operazioni a causa delle quali si ottiene un medesimo risultato sul mercato.

Gli aspetti presi in considerazione sono:

- definizione di "*insider dealing*" e "*market manipulation*" (nei casi in cui la MAD non trovi applicazione, allo scopo di garantire la certezza del diritto a tutti i partecipanti);
- ambito di applicazione (scelta tra l'applicazione solo a gas ed elettricità o l'eventuale inserimento, nella fase iniziale di studio, anche del mercato delle emissioni);
- dati sulle transazioni (eventuale previsione dell'obbligo per le imprese di fornire direttamente i propri dati ai regolatori da aggiungere ai requisiti di trasparenza già previsti nel 3° pacchetto energia);
- dati di sistema (utilizzare tutte le potenzialità offerte dagli obblighi di divulgazione previsti dal 3° pacchetto energia);
- modelli di monitoraggio (in questo caso la scelta è proposta tra due possibili opzioni: a) modello basato sulla sussidiarietà, ovvero un monitoraggio affidato ai regolatori nazionali con l'eventuale collaborazione tra gli stessi

⁶ Comitato delle autorità europee di regolamentazione dei mercati finanziari.

oppure b) modello centralizzato con l'istituzione di un nuovo ente a livello europeo che provveda a monitorare tutte le transazioni europee nei mercati spot e nei derivati o il rafforzamento dell'ACER per consentirgli di assumere tali funzioni).

- **Cambiamenti climatici – influenza sui mercati elettrici.** Nell'ambito della discussione sui cambiamenti climatici, ERGEG ha ricordato che durante il quarto Forum mondiale della regolazione dell'energia (WFER), è stata adottata la dichiarazione sul clima della Confederazione Internazionale, appena fondata, dei regolatori nazionali dell'energia (ICER), nella quale i regolatori si sono assunti l'impegno di intraprendere una serie di iniziative (otto "azioni") per contribuire alla lotta ai cambiamenti climatici⁷.

Tra le altre proposte, di grande rilevanza è risultato un documento di consultazione del CEER per l'integrazione dell'energia eolica alla rete e lo "Studio sull'Integrazione europea del Vento" di ENTSO-E.

Vi è ampia consapevolezza riguardo la necessità di studiare l'influenza delle politiche sulle energie rinnovabili e i cambiamenti climatici sul mercato dell'energia elettrica. Eurelectric ed EFET hanno sottolineato che gli obiettivi del 20-20-20 sulle rinnovabili possono essere raggiunti solo attraverso un'effettiva integrazione del mercato e tempestivi investimenti nella rete.

- **Meccanismi di Compensazione tra Gestori di rete (ITC).** E' in via di definizione una proposta per lo sviluppo di linee guida vincolanti sul meccanismo di compensazione tra gestori di rete e l'armonizzazione delle tariffe. Per il periodo transitorio, fino a quando cioè le linee guida non entreranno in vigore, ENTSO-E ha annunciato di voler implementare un contratto transitorio sulla base delle indicazioni della Commissione. A tal fine, l'associazione dei gestori di rete ha proposto di presentare stime ex ante indicative sui pagamenti netti alla Commissione e agli Stati membri, al fine di informare il *Cross-Border Committee*⁸. La Svizzera ha sottolineato l'importanza che il nuovo sistema garantisca l'equa compensazione dei costi di transito.

- **Smart Grids (reti intelligenti).** Sempre nell'ambito della discussione sui cambiamenti climatici, è stato approfondito il discorso sulle *Smart grids*. L'efficienza energetica infatti, risulta ad oggi uno dei metodi maggiormente *cost-effective* per la riduzione delle emissioni. Le *smart grids* possono ridurre la necessità di investire in nuova capacità di generazione, trasmissione e distribuzione, sia direttamente che indirettamente:

- l'ottimizzazione delle operazioni di rete e di utilizzo ridurrebbe il consumo energetico attraverso la riduzione delle perdite, migliorando la qualità del voltaggio, l'affidabilità e la sicurezza nelle operazioni di sistema;
- l'utilizzo di sistemi di misura intelligenti potrebbe sicuramente aiutare i consumatori ad utilizzare l'energia in maniera più efficiente, avendo un maggiore controllo sulle proprie bollette.

La Commissione ha poi comunicato la creazione di una *Task Force* sulle *smart grids*.

1.6.2 Il Forum di Madrid

Il 17° meeting del forum si è svolto il 14 e il 15 gennaio 2010 e si è occupato principalmente delle negoziazioni transfrontaliere del gas, rivolgendo particolare attenzione alle strutture tariffarie di trasporto tra i mercati interconnessi, all'allocazione e alla gestione della scarsità del gas alle interconnessioni, nonché al superamento delle barriere tecniche e commerciali che limitano la creazione stessa di un mercato del gas effettivamente integrato.

⁷ In dettaglio le azioni proposte sono le seguenti:

- creazione di una nuova Confederazione dei Regolatori nel settore energetico (ICER);
- supporto alla distribuzione dell'energia nei mercati in via di sviluppo;
- promozione dell'efficienza energetica;
- analisi delle politiche di promozione delle energie rinnovabili e della generazione distribuita alla luce del loro impatto sul funzionamento delle reti, sulla struttura dell'offerta e sulla concorrenzialità del settore;
- condivisione delle "best practice" a livello mondiale;
- miglioramento della cooperazione tra le autorità di regolazione nazionali;
- rafforzamento dell'impegno nelle iniziative internazionali contro i cambiamenti climatici;
- promozione della sicurezza degli approvvigionamenti contenendo al contempo i costi dell'energia per tutti i consumatori.

⁸ Comitato istituito dal Regolamento 2003/1228/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 sulle condizioni per l'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (art. 13); è composto dai rappresentanti degli Stati membri, per supportare la Commissione anche nella redazione di linee guida così come stabilito dall'art. 8 del regolamento sopracitato. La Commissione ha avviato una consultazione, nel dicembre 2008, ai fini della preparazione di Linee guida vincolanti sull'ITC. Le proposte della Commissione sono state poi presentate al Forum di Firenze di giugno 2009, con la raccomandazione, da parte di quest'ultimo, di proseguire con lo sviluppo delle Linee guida. A fine novembre 2009 le proposte sono state inviate al *Cross-Border Committee* e pubblicate sul sito web della DG TREN.

- **Terzo pacchetto energia:** analogamente a quanto visto con riferimento al mercato elettrico, la Commissione ha richiesto agli Stati membri un recepimento corretto e puntuale della direttiva gas in ciascuna normativa nazionale garantendo la propria assistenza ove necessario.

La Commissione ha inoltre presentato un *discussion paper* (DP)⁹ individuando i temi strategici da affrontare nelle linee guida e nei codici di rete nonché le misure necessarie ad assicurare il coordinamento dei due processi. Il DP evidenzia le priorità su cui è opportuno agire, quali l'allocazione della capacità di trasporto, la struttura tariffaria, il bilanciamento e l'interoperabilità tra gli Stati membri.

In tale ambito è stato presentato anche un documento tecnico¹⁰ del Comitato Europeo per la Standardizzazione (CEN), che ha il compito di individuare i requisiti di armonizzazione necessari allo sviluppo delle infrastrutture e degli scambi di gas secondo quanto previsto nella direttiva gas. Il rapporto finale verrà presentato a giugno 2010 e sarà quindi avviato un piano di lavoro operativo in coordinamento con ENTSO-G.

- **Studio sulle strutture tariffarie e sul bilanciamento.** Contrariamente a quanto stabilito nell'art 13, comma 1 del Reg. 715/2009¹¹, allo stato attuale esiste una forte eterogeneità tra le strutture tariffarie e i meccanismi di bilanciamento esistenti in Europa. Ciò porta alla creazione di barriere e di fenomeni distorsivi nel contesto degli scambi transfrontalieri e non incentiva gli investimenti in nuovi progetti infrastrutturali. A tal proposito la Commissione ha affidato alla società di consulenza KEMA uno studio¹² sui sistemi tariffari esistenti e sul loro impatto ai fini della creazione di un mercato interno del gas. Le raccomandazioni emerse dallo studio riguardano i seguenti aspetti:

- accesso alla rete e tariffe di trasmissione (*pricing*): si avverte una forte esigenza di armonizzazione delle metodologie di calcolo, allocazione e *pricing* della capacità di trasporto transfrontaliera. Ciò al fine di aumentare la flessibilità del sistema e ridurre la segmentazione dei mercati domestici, i rischi, nonché i costi di transazione;
- razionalizzazione della rete e differenze di processo regolatorio in merito alle nuove infrastrutture: la mancanza di coordinamento in quest'area pone barriere significative allo sviluppo efficiente delle reti di trasporto del gas europee. Dovrebbe perciò essere data priorità all'armonizzazione degli accordi esistenti per il finanziamento e l'approvazione delle nuove infrastrutture di rete programmate nell'ambito delle iniziative regionali. Questo compito non semplice dovrebbe essere gradualmente portato a termine per assicurare il grado di armonizzazione necessario tra il livello regionale e quello europeo;
- bilanciamento a margine: l'integrazione regionale dei meccanismi di bilanciamento e una maggiore coerenza delle disposizioni sulla liquidazione degli sbilanciamenti potrebbe essere determinante nella riduzione dei costi generali del sistema che impattano su tutti i consumatori e facilitare l'utilizzo efficiente della rete di trasporto del gas. L'introduzione di meccanismi di mercato, al posto di quelli basati su penali, è ritenuta fondamentale per sfruttare tutte le opportunità derivanti dallo sviluppo del *trading* a breve termine (*intraday*) ai fini di un utilizzo ottimale della capacità di trasporto disponibile.
- **Meccanismi di Allocazione della Capacità.** Le modalità con cui la maggior parte dei gestori di rete contrattualizzano e allocano la capacità non permettono scambi transfrontalieri efficienti. Le principali criticità riguardano:
 - l'eterogeneità dei prodotti con cui la capacità viene offerta e dei meccanismi di allocazione nei paesi europei ma anche tra differenti gestori di rete operanti in uno stesso paese;
 - le differenze (*mismatch*) di capacità disponibile in entrata e uscita presso molti punti di interconnessione rappresentano un forte ostacolo allo sviluppo degli scambi di gas transfrontalieri e comporta un utilizzo non ottimale delle infrastrutture;

9 Discussion Paper: *Third package guidelines and codes* (cod. rif. D(2008)/C2/MS/MvS/FE), CE (DG-TREN).

10 Rapporto tecnico: *Implementation guide for functional standards prepared by CEN/TC 234 - Gas supply* (cod. Rif. CR 13737).

11 "Le tariffe, o le metodologie utilizzate per calcolarle, applicate dai gestori dei sistemi di trasporto e approvate dalle autorità di regolamentazione a norma dell'articolo 41, paragrafo 6 della direttiva 2009/73/CE, nonché le tariffe pubblicate a norma dell'articolo 32, paragrafo 1 di detta direttiva, devono essere trasparenti, tenere conto della necessità di integrità del sistema e del suo miglioramento e rispecchiare i costi effettivamente sostenuti purché essi corrispondano a quelli di un gestore di reti efficiente e strutturalmente comparabile e siano trasparenti, includendo nel contempo un appropriato rendimento degli investimenti e prendendo in considerazione, ove opportuno, le analisi comparative delle tariffe da parte delle autorità di regolamentazione. Le tariffe o le metodologie utilizzate per calcolarle devono essere applicate in modo non discriminatorio. Gli Stati membri possono decidere che le tariffe possono anche essere determinate in base a procedure basate sul mercato, quali le aste, purché tali procedure e gli introiti che ne derivano siano approvati dall'autorità di regolamentazione".

12 Report: *Study on Methodologies for Gas Transmission Network Tariffs and Gas balancing Fees in Europe*, Kema.

- l'utilizzo del metodo *First Come First Served*¹³ che, in caso di congestione, si rivela un meccanismo di allocazione della capacità inappropriato.

Le proposte illustrate nel lavoro sulla CAM da parte di ERGEG¹⁴, concentrano l'attenzione sui seguenti temi:

- elaborazione di un modello di riferimento in grado di accompagnare lo sviluppo del mercato gas su un orizzonte temporale di lungo periodo. Tale modello dovrebbe garantire la coesistenza dei sistemi tariffari *entry-exit* sulle interconnessioni e degli *hub* virtuali, presso i quali dovrebbero essere concentrate le attività di *trading* per incrementare la liquidità del mercato;
- implementazione progressiva del modello di riferimento; un certo grado di flessibilità è necessario vista la complessità del sistema e l'eterogeneità della struttura del settore nei diversi paesi europei.

Aspetti chiave da tenere in considerazione nelle linee guida riguarderanno l'esigenza di procedere all'armonizzazione dei contratti con cui la capacità viene negoziata e delle procedure di allocazione tra le varie zone di mercato.

- **Modalità di Gestione delle Congestioni.** L'ERGEG ritiene urgente l'adozione di regole legalmente vincolanti, cosa che comporterebbe una serie di modifiche da parte della Commissione europea al Reg. 715/2009 nella parte in cui stabilisce i principi cui devono uniformarsi le procedure di gestione delle congestioni e la loro applicazione in relazione ai gestori dei sistemi di trasporto¹⁵ con particolare riferimento ai servizi di TPA (*Third-Party Access*), ossia alle condizioni di accesso a terzi alla rete di trasporto. Per accelerare il processo l'ERGEG ha avviato una consultazione con gli operatori per sviluppare delle linee guida da adottare attraverso il meccanismo della *Comitology* senza attendere l'entrata in vigore del terzo pacchetto energia.

- **Qualità del gas.** La Commissione europea ha dato mandato al CEN di verificare la possibilità di sviluppare uno standard comune per la qualità del gas ad alto potere calorifico (*High-Gas Quality*). Il lavoro è cominciato nel gennaio 2009 ed è stato suddiviso in due fasi:

- la prima fase, definita di pre-standardizzazione della durata di due anni, mira a verificare la struttura del mercato, nonché l'applicazione delle regole in materia di certificazioni e installazione di apparecchi che funzionano a gas, stabilite dalla cosiddetta direttiva GAD¹⁶; a ciò seguirà una valutazione dell'impatto che le variazioni di qualità del gas possono avere sulla sicurezza, efficienza ed emissioni ambientali di tali apparecchi¹⁷;
- la seconda fase, che dovrebbe durare tre anni, utilizzando i risultati ottenuti durante la fase uno, si occuperà di valutare le misure di standardizzazione utili in base ad un'analisi costi-benefici, tenendo anche conto delle *Common Business Practices* sviluppate da EASEE-gas¹⁸.

- **Stoccaggio.** *Gas Storage Europe* (GSE), l'associazione dei gestori dei sistemi di stoccaggio in Europa, ha presentato i recenti progressi fatti in termini di raccolta, elaborazione e pubblicazione dei dati sullo stoccaggio, al fine di aumentare la trasparenza del mercato. I dati attualmente disponibili con frequenza giornaliera coprono 8 *hubs* e 29 gestori e rappresentano circa il 77% della capacità di stoccaggio complessiva. Oltre alle informazioni sulle giacenze, sono state incluse quelle relative a prelievi e immissioni, mentre sono previsti ulteriori sviluppi quali l'aggiornamento del *database* sugli investimenti e della mappa dei siti di stoccaggio in Europa.

- **Piano di sviluppo decennale della rete gas.** come previsto dal Reg. 715/2009, ENTSO-G ha presentato il primo piano di sviluppo decennale europeo per i sistemi di trasporto del gas (2010-2019)¹⁹. Esso descrive le previsioni di sviluppo delle capacità di trasmissione di gas in Europa, analizzando nel contempo l'idoneità della rete di trasporto europea ad adeguarsi all'evoluzione del mercato del gas europeo prevista per i prossimi anni. Il piano, non vincolante, nel senso che non intende interferire con le decisioni di investimento nelle reti nazionali e regionali, ha lo scopo di identificare le strozzature di sistema a oggi esistenti e quelle che potrebbero emergere in futuro, individuando gli investimenti necessari per limitare questa tipologia di rischio.

¹³ Conferimento secondo l'ordine temporale di richiesta.

¹⁴ Pilot framework guideline on Capacity Allocation Mechanisms (CAMs): bozza dell'orientamento quadro quale parte del progetto pilota sull'implementazione del terzo pacchetto energia.

¹⁵ Transmission System Operators (TSOs).

¹⁶ Gas Appliances Directive.

¹⁷ Si stima che nei 16 paesi europei presi in considerazione, il parco utenza domestica ammonti a circa 178 milioni di apparecchi, cui se ne aggiungono circa 10-20 milioni per utenze non domestiche.

¹⁸ European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas.

¹⁹ Ten Years Network Development Plan (TYNDP).

La metodologia utilizzata unisce l'approccio *top-down* a quello *bottom-up* basato sui piani di investimento nazionali, tenuto conto dei piani di investimento regionali e, se opportuno, degli aspetti collegati alla pianificazione della rete su scala europea. In merito alle interconnessioni transfrontaliere, il lavoro prende in considerazione gli scenari più probabili di evoluzione della domanda e dell'offerta e gli investimenti programmati, al fine di verificare l'esistenza di capacità sufficiente per soddisfare i picchi giornalieri di domanda in tutti i paesi europei.

L'ERGEG ha fatto presente che il piano dovrebbe valutare gli impatti delle scelte di investimento sul funzionamento del mercato e assicurare la coerenza dei piani di investimento a livello nazionale, regionale ed europeo.

- **Gas Naturale Liquefatto (GNL).** In considerazione del ruolo del GNL in continua crescita nel mercato del gas in Europa sembra opportuno pervenire in tempi brevi a un regime regolatorio europeo coerente che garantisca a tutti gli operatori di poter accedere a questa risorsa a parità di condizioni.

A tal proposito ERGEG sta finalizzando un lavoro nel quale indicare i principi su cui dovrebbero basarsi le procedure di gestione delle congestioni, le misure per evitare comportamenti anticoncorrenziali nell'utilizzo dei terminali GNL, lo sviluppo di mercati secondari della capacità e la cooperazione tra gestori di rete e gestori di impianti di rigassificazione per garantire la necessaria interoperabilità tra i due sistemi.

- **Sicurezza degli approvvigionamenti.** La Commissione ha fornito un aggiornamento sulle discussioni in corso con riferimento alla regolazione della *Security of Supply (SoS)*²⁰. Attualmente gli Stati membri dispongono di un elevato margine di discrezionalità riguardo la scelta delle misure da adottare in materia di sicurezza degli approvvigionamenti. La Commissione ritiene che per far funzionare efficacemente il mercato interno del gas sia necessario dare una risposta più coordinata a livello di Stati membri e di Comunità alle situazioni di crisi degli approvvigionamenti, sia in termini di azioni preventive che di reazione a interruzioni di forniture. Inoltre ritiene fondamentale disporre di un'infrastruttura del gas adeguata all'interno dei singoli Stati membri e in tutta l'Unione, che dovrebbe rispettare standard di sicurezza comuni.

- **Le Iniziative Regionali del Gas.** Analogamente a quanto avvenuto nel settore dell'elettricità, anche con riferimento a quello del gas sono state costituite delle iniziative regionali. Le *Gas Regional Initiatives (GRIs)* create nella primavera del 2006 sono tre: Nord-Ovest²¹, Sud/Sud-Est²² e Sud²³. Visto lo scarso sviluppo dei mercati del gas rispetto a quelli elettrici, le *GRIs* stanno assumendo un ruolo sempre più rilevante nel panorama europeo, sebbene i loro risultati siano influenzati dalle condizioni di partenza eterogenee sia all'interno di una medesima regione che tra regioni diverse. Già a partire dal 2008 sono stati conseguiti progressi degni di nota, tra cui: l'introduzione di un indice dei prezzi del gas del giorno prima per l'*hub* del gas dell'Europa centrale (CEGH); lo sviluppo di progetti concreti per il miglioramento dell'interconnessione tra Francia e Spagna; le attività nella regione nord-occidentale impegnate sulle tematiche dell'armonizzazione dei sistemi di bilanciamento, della qualità del gas, del funzionamento degli *hub* e sulla trasparenza.

L'importanza della loro funzione è stata confermata durante quest'ultimo Forum di Madrid in cui, tra l'altro, sono emerse alcune debolezze:

- mancato coinvolgimento del livello politico (governi), dove vengono prese le decisioni sulle politiche comuni da adottare;
- scarso coordinamento delle attività tra le regioni;
- bassa partecipazione nei gruppi di lavoro tecnici e nelle attività di *project management*.

Tali questioni appaiono ancor più importanti se si considera che non esiste un modello di riferimento per il mercato del gas in Europa e quindi è cruciale rendere le negoziazioni il più possibile liquide, aumentando la concorrenza sia presso singoli *hub* che tra gli *hub* stessi.

A tal proposito un rapporto di Mercados/everis, pubblicato nel 2009, analizza i progressi conseguiti dalle *GRIs* e definisce una *roadmap* per convergere verso un mercato del gas europeo unico.

I progressi riguardano principalmente l'espansione e il miglioramento delle procedure di allocazione della capacità nelle tre Regioni, una maggiore trasparenza nella pubblicazione e diffusione dei dati, l'accresciuta sicurezza degli

20 Proposta di regolamento finalizzato ad abrogare la direttiva 2004/67/CE del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento (Security of Supply) di gas naturale; COM(2009) 363 def, 2009/0108 (COD) del 16 luglio 2009.

21 Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Gran Bretagna, Irlanda, Irlanda del Nord, Italia, Norvegia, Olanda, Svezia.

22 Austria, Bulgaria, Grecia, Polonia, Rep. Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

23 Francia, Portogallo e Spagna.

approvvigionamenti.

Gli ostacoli da superare, seppur gradualmente e attraverso un adeguato coordinamento inter-regionale, sono invece rappresentati dalla gestione non efficiente delle congestioni di capacità, dagli scarsi investimenti in infrastrutture di interconnessione tra *hub* e transfrontaliere, dalla scarsa standardizzazione delle procedure operative (es. regimi di bilanciamento e servizi offerti dagli *hub*) e dalla mancanza di un indice di riferimento dei prezzi del gas a livello regionale.

In un recente rapporto "*Progress Report on the GRIs*", l'ERGEG ha sottolineato i progressi raggiunti nelle varie regioni, concentrandosi anche sul ruolo che potranno avere in futuro nel contesto del terzo pacchetto energia, soprattutto in materia di sicurezza degli approvvigionamenti. In termini generali è stato fatto presente che per conseguire ulteriori progressi sarebbe necessario un maggior coordinamento per fronteggiare ostacoli alla concorrenza comuni alle diverse regioni e un livello più alto di trasparenza per favorire la diffusione delle *best practices*.

1.7 Politiche ambientali europee e mondiali

L'Europa alla fine del 2008 ha approvato il **pacchetto clima-energia con obiettivo 2020**, contenente sei proposte legislative in tema di fonti rinnovabili, efficienza energetica e riduzione delle emissioni.

Sul fronte della promozione e dell'ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili, è stata successivamente approvata la **Direttiva europea 2009/28/CE** che fissa degli obiettivi obbligatori della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo e nei trasporti.

L'obiettivo minimo di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro è coerente con l'obiettivo generale del 20% rispetto al consumo finale lordo di energia della Comunità nel 2020. Per l'Italia l'obiettivo al 2020 è stato fissato pari al 17%, considerando che al 2005 detto rapporto era pari al 5,2%.

L'obiettivo per il settore dei trasporti è invece pari al 10% del consumo finale nello Stato membro da raggiungere al 2020.

Per il conseguimento degli obiettivi, gli Stati membri possono ricorrere sia ai regimi di sostegno (*feed-in tariff*, meccanismi di mercato etc.), sia a misure di cooperazione tra Stati membri e con paesi terzi. Nell'ambito della collaborazione tra Stati membri, possono essere effettuati:

- **trasferimenti statistici** da uno Stato membro all'altro, attraverso i quali uno Stato con un surplus di quantità di energia da fonti rinnovabili trasferisce detta quantità ad un altro Stato ai fini del conseguimento del proprio obbligo nazionale. Il trasferimento non comporta alcun flusso fisico di energia da un paese all'altro, ma si sostanzia in un accordo attraverso il quale contabilmente la quantità viene sottratta dal computo di un Paese per aggiungerla ad un altro Paese;
- **progetti comuni** per la produzione di elettricità, calore e freddo da fonti energetiche rinnovabili. In tali accordi di cooperazione, ai quali possono partecipare anche operatori privati, viene individuata la quantità di energia prodotta da computare ai fini dell'obiettivo nazionale di uno o di entrambi gli Stati membri;
- **accordi di unione o di coordinamento sui regimi di sostegno** delle fonti rinnovabili, attraverso i quali si possono riconoscere ad uno Stato membro quantità di energia prodotte in un altro Stato membro.

Sono anche contemplati accordi tra Stati membri e paesi terzi su progetti comuni di produzione di elettricità da fonti rinnovabili.

Le garanzie di origine (GO) non hanno alcuna funzione in termini di conseguimento degli obiettivi, ma gli Stati membri devono garantirne il rilascio, su richiesta del produttore di elettricità da fonti rinnovabili, ai fini del *mix disclosure*, per consentire cioè di dimostrare ai clienti finali che l'energia venduta provenga effettivamente da fonti rinnovabili.

Attualmente, in Europa sono in vigore diversi schemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Alcuni Stati membri (tra cui Francia, Germania e Spagna) hanno optato per l'introduzione del cosiddetto *feed-in-tariff* (FIT), attraverso il quale si riconosce una tariffa incentivata ai produttori da fonte rinnovabile, diversificata per tipologia utilizzata, mentre altri (tra cui Italia, UK, Belgio, Polonia, Romania, Scandinavia) hanno preferito l'introduzione di un meccanismo di mercato basato sui certificati verdi. Meccanismi di FIT *ad hoc* sono stati previsti in alcuni paesi (Italia, Spagna, Germania tra i principali) per l'incentivazione della produzione di energia elettrica attraverso i pannelli

solari, tecnologia ancora nettamente più costosa delle altre e che necessita di un'adeguata incentivazione per poter avere una giustificazione economica.

Sul fronte della riduzione delle emissioni, è stato stabilito che l'attuale sistema di *Emission Trading*, introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE e che prevedeva due fasi di applicazione, la prima nel triennio 2005-2007 e la seconda nel quinquennio 2008-2012, sarà applicato anche nel periodo 2013-2020 (terza fase), estendendo al settore dell'aviazione (tutti i voli che arrivano o partono da un aeroporto situato nell'UE) l'elenco dei settori i cui impianti sono soggetti all'obbligo.

Uno degli aspetti più importanti del nuovo sistema è il crescente ricorso all'allocazione a titolo oneroso dei permessi di emissione, attraverso il meccanismo delle aste. Mentre nei primi due periodi la grande maggioranza dei permessi di emissione sono stati attribuiti a titolo gratuito, a partire dal 2013 i permessi verranno allocati attraverso un meccanismo d'asta per una quota sempre maggiore. Più precisamente, gli impianti dei diversi settori produttivi (ad eccezione della produzione di energia elettrica) potranno ottenere l'80% delle quote a titolo gratuito nel 2013, mentre il restante 20% sarà allocato mediante asta. Le allocazioni gratuite saranno gradualmente ridotte negli anni successivi, fino al 30% nel 2020 (70% assegnate attraverso l'asta). Il settore della produzione di energia elettrica (ivi incluso quello degli impianti per la cattura e sequestro del carbonio) dovrà ricorrere al sistema delle aste per il 100% dei permessi che saranno assegnati al settore.

Sul fronte infine del risparmio energetico, gli Stati membri si sono impegnati a raggiungere un obiettivo di riduzione dei consumi di energia del 20% rispetto ai livelli stimati al 2020. Non è però ancora stata implementata alcuna direttiva che disciplini le modalità con cui gli Stati membri potranno raggiungere l'obiettivo preposto. Anche in questo ambito, alcuni paesi europei, tra cui Italia, Francia e UK, hanno introdotto politiche nazionali per incentivare iniziative volte all'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, anche attraverso meccanismi di mercato basati su titoli negoziabili.

Negli Stati Uniti molte delle politiche ambientali sono state introdotte dai singoli Stati dell'Unione, con poche iniziative a livello federale. L'unica misura federale rilevante è rappresentata dall'*Energy Policy Act* del 2005, attraverso il quale sono state introdotte una serie di misure a favore degli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

In particolare, vengono forniti incentivi economici come garanzie sui prestiti per investimenti in "tecnologie alternative", crediti d'imposta per investimenti in fonti rinnovabili (*Investment tax credit*) e sull'energia prodotta (*Production tax credit*), esenzioni fiscali per iniziative di incremento dell'efficienza nelle case.

Nel 2008 e nel 2009, a seguito della crisi economica e per preservare il settore da eventuali impatti negativi, sono stati approvati due provvedimenti che hanno rafforzato le misure stabilite con l'*Energy Policy Act*, prevedendo, tra l'altro, l'estensione dei crediti d'imposta fino al 2016 e la possibilità di sostituirli con delle dotazioni di denaro in luogo dei crediti.

Oltre alle misure a livello federale, è stata costituita una *partnership* con i singoli Stati dell'Unione per incoraggiarli ad implementare misure volontarie al loro interno per incentivare le fonti rinnovabili e la riduzione delle emissioni.

Come detto, la crescita degli ultimi anni delle energie rinnovabili negli USA è merito dei singoli Stati dell'Unione. Ad oggi molti di questi hanno introdotto il cosiddetto "*Renewable Portfolio Standards (Rps)*", ovvero un programma che fissa degli obiettivi minimi obbligatori di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, con altri Stati che hanno invece introdotto degli obiettivi volontari.

Altri ancora hanno adottato la "*Feed-in law*", che favorisce la produzione di energia rinnovabile sia da parte degli agricoltori che installano turbine eoliche, che di proprietari di case che installano pannelli fotovoltaici o di grandi utenze che sviluppano progetti di rinnovabili su vasta scala con garanzie di accesso prioritario alla rete elettrica e con la garanzia di pagamenti fissi a lungo termine.

La sola California, uno degli Stati dove le rinnovabili sono più diffuse, nel 2006 deteneva da sola circa il 70% del mercato del fotovoltaico USA ed ormai si candida come principale rivale della Germania per la leadership mondiale in questo settore, puntando ad installare 3.000 MW di nuova energia solare entro il 2017, con un investimento previsto di 3,3 miliardi di dollari.

Sul fronte della riduzione delle emissioni, molti Stati hanno aderito ai "*carbon cap and trade programs*" regionali, attraverso i quali hanno introdotto sistemi di scambio di permessi di emissioni simili a quelli introdotti in Europa dalla

Direttiva 2003/87/CE sull'*Emission Trading*. Uno dei più importanti è il *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), il quale introduce un meccanismo di mercato per la riduzione delle emissioni in 10 Stati²⁴ del nord-est degli USA, e fissa come obiettivo la riduzione delle emissioni del settore elettrico del 10% entro il 2018. Analogamente 7 Stati americani e 4 province canadesi²⁵ hanno introdotto il *Western Climate Initiative* (WCI).

Per quanto riguarda gli altri paesi, lo stato australiano del New South Wales ha introdotto, dal 2007, uno schema di riduzione delle emissioni di CO₂ (*NSW Greenhouse Gas Abatement Scheme*) attraverso il quale sono stati incentivati programmi di efficienza energetica. L'attuale governo australiano ha deciso di introdurre un sistema di *cap and trade* in tutti gli Stati australiani; la sua partenza, inizialmente prevista per il 2010, è stata posticipata a metà 2011.

Infine la Nuova Zelanda ha introdotto nel 2008 il *New Zealand Emissions Trading Scheme* (*NZ ETS*), mediante il quale viene istituito un sistema di scambio di permessi di emissione. Nel 2010 è partita una fase di transizione, che durerà fino al 2012, con l'obiettivo di coinvolgere tutti i settori produttivi e tutti i gas ad effetto serra entro il 2015. Precedentemente erano stati implementati programmi di promozione degli impianti solari per il riscaldamento dell'acqua a usi sanitari e per la coibentazione degli edifici, e di regolazione diretta delle maggiori fonti d'inquinamento come l'obbligo di vendita dei biocombustibili.

24 Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New Jersey, New York, Rhode Island, e Vermont.

25 Gli Stati americani di California, Montana, New Mexico, Oregon, Utah, e Washington e le province canadesi di British Columbia, Manitoba, Ontario, e Quebec.



I RISULTATI DELLA CONFERENZA DI COPENHAGEN

Il recente meeting di Copenhagen sui cambiamenti climatici, svoltosi nel dicembre scorso, avrebbe dovuto rappresentare una tappa fondamentale nella lotta ai cambiamenti climatici, attraverso la quale i delegati di quasi tutti i paesi del mondo avrebbero dovuto trovare un accordo che estendesse gli impegni già sottoscritti con il Protocollo di Kyoto al periodo post 2012. Purtroppo, i risultati che molti speravano non sono stati ottenuti. Non è emersa, infatti, la volontà condivisa di firmare un accordo "vincolante" che costringesse le maggiori economie mondiali a dover rispettare gli impegni presi. Inoltre, le economie cosiddette "in via di sviluppo", come Cina ed India, non hanno voluto accettare l'idea di poter porre un freno alla crescita delle loro economie, caratterizzate da ritmi sostenuti di sviluppo possibili anche grazie alla quasi totale assenza di vincoli ambientali, se non gli fosse stato riconosciuto un "indennizzo" finanziario adeguato.

L'intesa raggiunta prevede che i Paesi firmatari, concordando sull'importanza di combattere i cambiamenti climatici, secondo il principio delle responsabilità differenziate e delle rispettive capacità, si pongano come obiettivo comune quello di contenere l'incremento della temperatura a livello mondiale al di sotto dei 2° centigradi. Per raggiungerlo, i Paesi industrializzati (compresi nell'elenco Annex I del Protocollo di Kyoto) e quelli in via di sviluppo (non compresi nell'elenco Annex I) si impegnano a dichiarare, entro il 31 gennaio del 2010, individualmente o a livello aggregato, il livello di emissioni da raggiungere come obiettivo entro il 2020.

Al 31 gennaio 2010, ben 61 Paesi, rappresentativi del 78% delle emissioni globali dovute all'utilizzo di energia nel mondo, hanno presentato i loro obiettivi di riduzione, seppur non vincolanti. Tra questi, si segnalano le maggiori economie industrializzate come USA ed Unione europea da un lato, e le maggiori economie dei paesi in via di sviluppo come Cina e India dall'altro.

In particolare, gli USA hanno dichiarato di voler raggiungere il 17% di riduzione rispetto al livello del 2005 entro il 2020, confermando la tabella di marcia già individuata a livello interno che prevede una riduzione del 30% entro il 2025, del 42% entro il 2030 e dell'83% entro il 2050. L'Europa, da parte sua, ha confermato gli obiettivi indicati della Direttiva 20-20-20, paventando la possibilità che il target di riduzione del 20, già stabilito dalla Direttiva europea, possa essere ulteriormente incrementato fino al 30%, rispetto ai livelli del 1990. La Cina ha indicato un target ambizioso di riduzione del 40-45% dell'intensità di CO₂^(a), rispetto al livello del 2005, entro il 2020, incrementando al contempo la percentuale delle fonti non fossili (rinnovabili + nucleare) al 15%, entro il 2020, rispetto al totale delle fonti utilizzate per la produzione di energia. L'India, infine, ha indicato un target di riduzione del 20-25%, rispetto alle emissioni del 2005, entro il 2020.

L'accordo prevede anche che i Paesi meno sviluppati possano intraprendere iniziative su base volontaria volte al contenimento delle emissioni, potendo misurarle direttamente in ambito domestico e riportando le informazioni ogni 2 anni all'interno di rapporti nazionali, senza alcun obbligo di verifica internazionale.

A livello finanziario, i Paesi industrializzati si sono impegnati a mettere a disposizione, a livello aggregato, nuove risorse per un ammontare pari a 30 milioni di \$ per il periodo 2010-2012, e per un ammontare pari a 100 milioni di \$ entro il 2020 da destinare al sostegno dei Paesi in via di sviluppo. Una porzione significativa di questi fondi verrà gestita attraverso il "Copenhagen Green Climate Fund", fondo istituito come entità operativa e gestito attraverso un "High Level Panel" che opererà sotto il controllo della Conferenza delle Parti, organo al quale viene demandato il compito di dare attuazione dei principi e degli impegni generali contenuti nella convenzione UNFCCC.

Viene fatto riferimento all'uso, tra i vari approcci possibili per il perseguimento della riduzione delle emissioni, del meccanismo di mercato, in linea con il concetto principale su cui si basa il protocollo di Kyoto. La grande innovazione ideologica introdotta dal Protocollo di Kyoto è stata infatti quella di individuare dei meccanismi flessibili (come il *Joint Implementation* ed il *Clean Development Mechanism*) che consentissero di realizzare progetti di riduzione delle emissioni laddove il costo fosse minore, invece di effettuare investimenti nei paesi industrializzati dove i costi marginali erano sicuramente più alti, ottenendo poi dei crediti di emissione che ne comprovavano lo sforzo e che erano validi ai fini del raggiungimento del target di abbattimento dei gas serra concordato in sede di ratifica del Protocollo stesso. In tal

modo si è favorita una concentrazione degli investimenti nei Paesi non industrializzati da parte di quelli industrializzati, con benefici dal punto di vista dei costi globali del sistema, e di impatto positivo sulle economie locali le quali, ospitando i progetti, hanno potuto beneficiare di un ingente afflusso di capitali e di trasferimento di *know-how*.

Anche quest'ultimo punto è stato riproposto nell'accordo di Copenhagen, laddove i Paesi firmatari hanno concordato di stabilire un "*Technology Mechanism*" per dare slancio allo sviluppo e al trasferimento della tecnologia, ancorché non ne vengano specificate le modalità di applicazione.

Le critiche mosse da buona parte degli addetti ai lavori si sostanziano nel fatto che l'accordo raggiunto non garantisce in alcun modo che gli impegni dichiarati dai Paesi firmatari siano effettivamente rispettati. I target di riduzione delle emissioni, sicuramente ambiziosi, non sono tuttavia vincolanti e ciò non garantisce sull'effettiva volontà di implementare le opportune misure che consentano di ottenere i risultati promessi, soprattutto nell'attuale scenario di congiuntura economica non troppo favorevole. L'accordo prevede tuttavia una verifica sullo stato di implementazione delle "dichiarazioni di intenti": il 2015 sarà l'anno entro cui verrà stilato il primo bilancio sui risultati raggiunti.

2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

2.1 Il bilancio energetico nazionale

Nel corso del 2008 il consumo interno lordo di fonti energetiche primarie in Italia è diminuito per il terzo anno consecutivo attestandosi a 191,3 Mtep. E' quanto emerge dai dati del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) del Ministero dello Sviluppo Economico. La contrazione è stata pari all'1,9% su base annua, mentre ha raggiunto il 3,3% rispetto al 2005 e più che a un miglioramento dell'efficienza del sistema Italia appare dovuta alla diminuzione del PIL (-1%) e al crollo (in misura superiore al 10%) della produzione industriale nell'ultimo trimestre dell'anno.

In controtendenza appare la produzione nazionale di fonti energetiche, la quale, sostenuta dalle rinnovabili (+20,3%), è passata da 27,9 a 29,7 Mtep e ha coperto il 15,5% dei consumi complessivi. Con riferimento ai combustibili fossili è continuato il *trend* discendente della produzione di gas (-4,6%) e petrolio (-10,9%), la quale ha continuato a scontare la mancanza di investimenti nelle attività di esplorazione e sviluppo di nuovi giacimenti mentre la produzione di carbone, sebbene sia risultata in leggero aumento, ha avuto un peso poco significativo.

Le importazioni nette di energia sono ammontate a 161,9 Mtep contro il 165,1 Mtep del 2007 e i 170,5 Mtep del 2006 grazie alla riduzione delle importazioni di petrolio passate da 107,8 a 101,7 Mtep, mentre in leggero aumento sono risultate quelle di gas naturale e carbone.

Bilancio di sintesi dell'energia in Italia - Anno 2008 (Mtep)

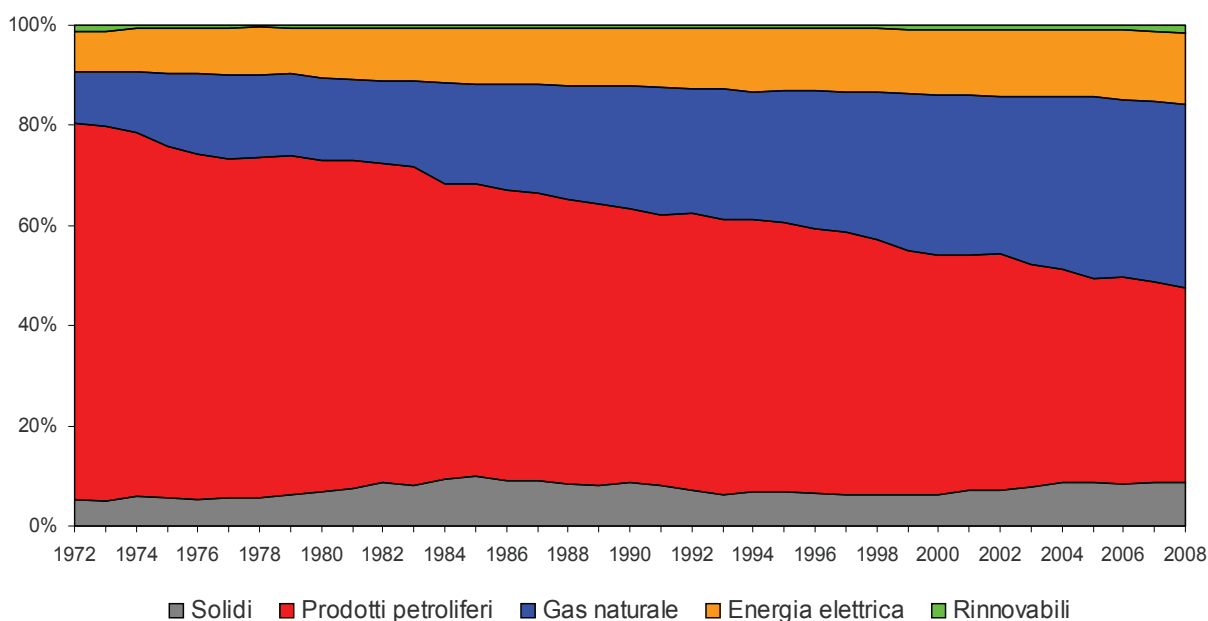
Tab. 2.1

Disponibilità e impieghi	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,5	7,6	5,2	16,3		29,7
Importazione	16,8	63,0	101,7	0,8	9,6	191,8
Esportazione	0,2	0,2	28,7	0,1	0,7	29,9
Variazione scorte	0,4	0,8	-1,0	0,0		0,3
Consumo interno lordo	16,7	69,5	79,2	17,0	8,8	191,3
Peso (in %)	8,8	36,3	41,4	8,9	4,6	
Consumi e perdite del settore energetico	-0,7	-1,2	-6,2	-0,1	-41,9	-50,2
Trasformazioni in energia elettrica	-11,9	-27,8	-6,2	-13,8	59,7	0,0
Totale impieghi finali	4,1	40,5	66,8	3,1	26,6	141,1
Industria	4,0	14,4	7,0	0,4	11,6	37,4
Trasporti		0,6	41,5	0,7	0,9	43,7
Usi Civili	0,0	24,7	5,1	1,8	13,6	45,8
Agricoltura		0,1	2,4	0,2	0,5	3,2
Usi non energetici	0,1	0,7	6,9	0,0	-	7,8
Bunkeraggi	-	-	3,8	-	-	3,8

Fonte: MSE, Bilancio Energetico Nazionale, 2008

Si conferma così la tendenza emersa negli ultimi anni che vede un peso sempre minore del petrolio, che pure rimane la fonte più utilizzata con il 41,4%, nel soddisfacimento del fabbisogno di energia primaria a favore sostanzialmente del gas naturale, che arriva a coprire il 36,3%. Resta comunque elevata la dipendenza da combustibili fossili, la cui quota sul totale ammonta all'86,5%, a fronte dell'87,3% dell'anno precedente.

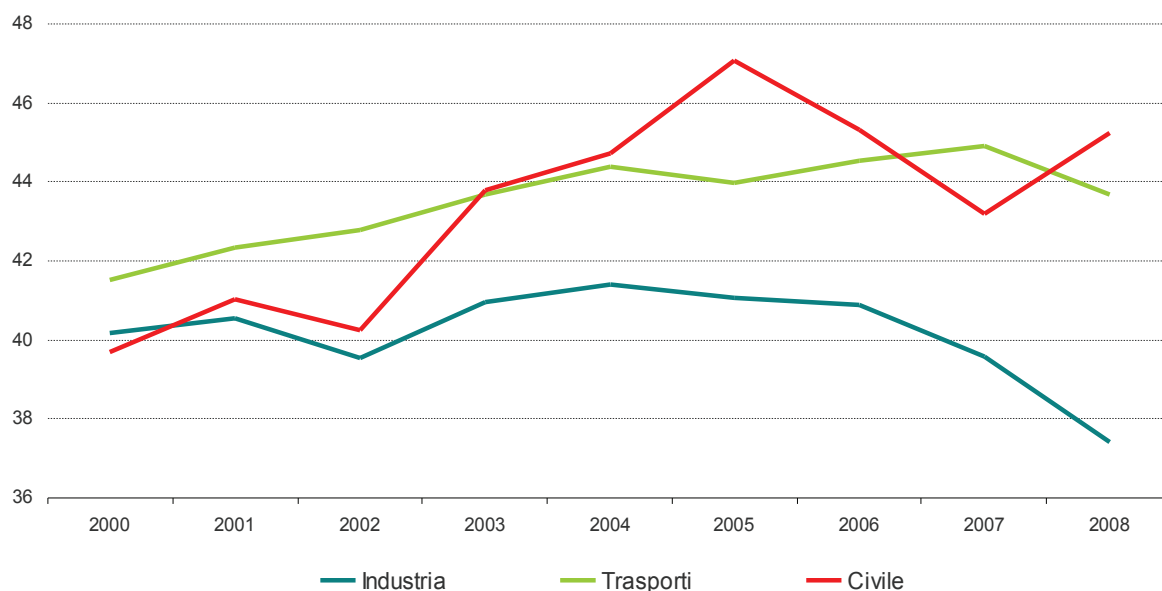
Fig. 2.1 Andamento degli impieghi delle fonti primarie



Fonte: MSE, Bilancio Energetico Nazionale

Con riferimento agli impieghi finali, la congiuntura economica sfavorevole ha contribuito a far diminuire quelli del settore dei trasporti (-2,7%) e dell'industria (-5,4%), mentre sono risaliti quelli del comparto civile (+4,8%), in risposta a fattori climatici che hanno sostenuto la domanda di gas naturale. Non sono mancate ripercussioni sulla produzione di energia elettrica che, dopo 26 anni di crescita ininterrotta, è scesa dello 0,7%.

Fig. 2.2 Impieghi finali di energia per settore (Mtep)



Fonte: MSE, Bilancio Energetico Nazionale

La crisi economica ha però dispiegato tutti i suoi effetti nel corso del 2009, provocando pesanti ripercussioni sul settore energetico. Secondo le stime dell'Associazione nazionale economisti dell'energia (AIEE), i consumi nazionali di energia sarebbero crollati del 5,8% su base annua, fermandosi a 180,3 Mtep. Tale tendenza sarebbe risultata particolarmente evidente nella prima parte dell'anno e sembrerebbero emergere alcuni segnali di un suo progressivo assorbimento a

partire dall'ultimo trimestre. La diminuzione ha coinvolto per la prima volta anche il gas naturale (-7,9%), che ha risentito della minore richiesta del comparto termoelettrico, fenomeno dovuto alla diminuzione della produzione nazionale di energia elettrica risultante dall'effetto combinato della riduzione dei consumi e dell'impennata dell'import (+11,4%). Analogo andamento hanno avuto i consumi di petrolio, in calo del 6,4%, fenomeno che ha coinvolto anche i principali prodotti derivati quali benzina e gasolio che, a dispetto di un andamento dei prezzi favorevole per buona parte dell'anno, hanno visto una diminuzione dei consumi pari rispettivamente al 4,1% e al 2,4%.

Domanda di energia in fonti primarie nel 2008 e 2009 (dati in Mtep)

Tab. 2.2

	2008	2009	Var. % 2009/2008
Combustibili solidi	16,8	13,7	-18,5%
Gas naturale	69,5	64,0	-7,9%
Importazioni di energia elettrica	8,8	9,8	11,4%
Prodotti petroliferi	79,2	74,1	-6,4%
Fonti rinnovabili	17,0	18,7	10,0%
TOTALE	191,3	180,3	-5,8%

Fonte: elaborazioni Osservatorio Energia AIEE su dati MSE

Risultano invece in forte crescita, anche grazie alle politiche di incentivazione esistenti, le fonti rinnovabili (+10%), con una quota sul totale che passa dall'8,9% al 10,3% contribuendo in tal modo a rendere maggiormente equilibrato il mix energetico italiano e a tenere sotto controllo le emissioni di CO₂, che risultano essere in progressivo ulteriore calo; quest'ultimo fattore appare particolarmente incoraggiante visti gli impegni assunti in ambito europeo¹.

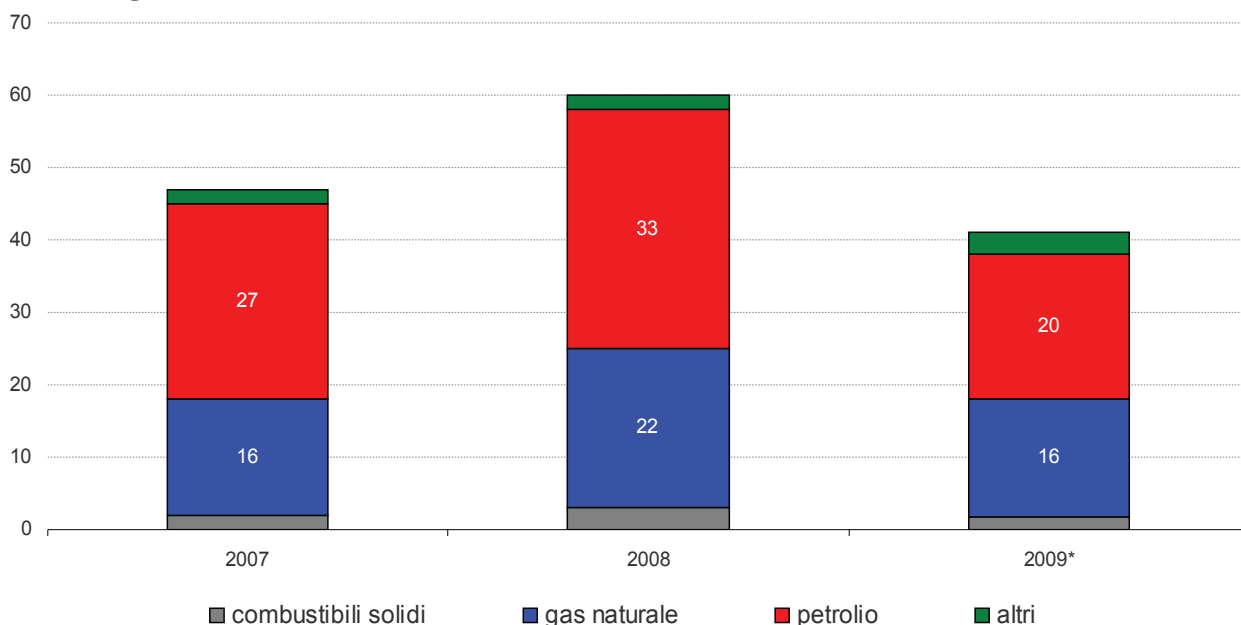
2.2 La fattura e l'intensità energetica

La recessione in atto presenta anche qualche aspetto positivo, come ad esempio una fattura energetica meno salata visto che i consumi di petrolio sono tornati ai livelli dei primi anni '70 e quelli di gas a valori che non si verificano dal 2003; un contributo prezioso è venuto anche dai prezzi medi delle *commodities* energetiche in deciso calo su base tendenziale. Stando alle stime dell'Unione petrolifera (UP), infatti, nel 2009 i costi sopportati dal Paese per importare fonti energetiche sarebbero scesi da 59,8 a 41,4 miliardi di euro (- 30,7%) e il loro peso sul PIL si sarebbe portato dal 3,8 al 2,7%. Esaminando le singole fonti si evince come la spesa per il gas sia diminuita del 25,5% e quella riguardante i prodotti petroliferi si sia ridotta del 39,4%.

¹ Si stima che nel 2008 le emissioni del settore energetico, che hanno rappresentato l'83,6% del totale, siano state pari a 453 Mt e che sulla base dei dati preliminari Ispra relativi al 2009 siano scese di un ulteriore 9% portandosi a circa 413 Mt. Si tratta di un livello addirittura inferiore a quello del 1990 (pari a 419 Mt), preso come riferimento dal protocollo di Kyoto e rispetto al quale si dovrebbe ottenere una riduzione del 6,5% entro il 2012.

Fig. 2.3

Fattura energetica (Miliardi di euro)



Fonte: Unione Petrolifera

La diminuzione dei consumi di energia primaria (-5,8%) è stata superiore a quella, seppur rilevante, del PIL (-5,1%), cosa che ha prodotto per il quarto anno consecutivo una riduzione del consumo di energia per unità di prodotto, stimabile nell'ordine dello 0,7% su base annua e del 6% rispetto al 2005.

Più incerta negli ultimi anni è stata, invece, l'evoluzione della quantità di energia elettrica richiesta per unità di PIL ottenuto, che ha presentato fino al 2008, a differenza di quanto avviene negli altri paesi maggiormente industrializzati, una tendenza moderatamente crescente. Il 2009 rappresenta in questo senso un elemento di discontinuità, in quanto l'intensità elettrica si è ridotta dell'1,6%, risultando pari a 262,6 KWh per ogni euro di PIL; appare comunque prematuro affermare che si tratta di una modifica strutturale e non dovuta esclusivamente a fattori congiunturali.

Tab. 2.3

Intensità energetica ed elettrica del PIL. Anni 2005-2009

	2005	2006	2007	2008	2009	2009/2008
Totale Domanda di fonti primarie (Mtep)	197,8	196,2	193,7	191,3	180,3	-5,8%
Richiesta di energia elettrica (TWh)	330,4	337,5	339,8	339,5	316,9	-6,7%
PIL (miliardi di euro valori concatenati 2000)	1.245	1.266	1.285	1.272	1.207	-5,1%
Intensità energetica primaria (tep/MIn € 2000)	158,9	155,0	150,7	150,4	149,4	-0,7%
Intensità elettrica (MWh/ MIn € 2000)	265,4	266,6	264,4	266,9	262,6	-1,6%

Fonte: Mse, BEN; Terna, *Bilancio elettrico nazionale*; Istat

2.3 Il bilancio elettrico nazionale

I dati provvisori del bilancio elettrico stilato da Terna evidenziano nel 2009 un pesante calo dei consumi (-6,7%), che avrebbero raggiunto 317 TWh, evento questo da considerarsi del tutto eccezionale a conferma della gravità della recessione che ha colpito il paese. Solo nell'ultimo trimestre dell'anno si è avuto un certo riassorbimento del differenziale negativo, che è sceso al 3,1% su base tendenziale.

La produzione nazionale ha sofferto in misura anche maggiore, come tipicamente avviene in un contesto di prezzi moderati quando la competitività del sistema italiano perde terreno, riducendosi del 9,4% mentre per l'import netto si è verificata una ripresa a doppia cifra (+11%).

Particolarmente colpiti sono stati gli impianti alimentati a gas naturale, la cui produzione è diminuita in un solo anno del 15,6% (- 27 TWh), tendenza che, oltre al petrolio (-6,1%), ha coinvolto per la prima volta anche il carbone (-9,5%).

Bilancio dell'energia elettrica nel 2008 e nel 2009 (dati in GWh)
Tab. 2.4

	2008	2009	Var. % 2009/2008
Produzione lorda	319.130	289.164	-9,4%
(di cui produzione CIP 6)	48.372	44.011	-9,0%
Idroelettrica	47.277	51.743	9,4%
Termoelettrica	261.328	225.987	-13,5%
Geotermoelettrica	5.520	5.347	-3,1%
Eolica	5.055	6.087	20,4%
Consumo servizi ausiliari	12.065	11.034	-8,5%
Produzione netta	307.065	278.130	-9,4%
<i>Importazione</i>	<i>43.433</i>	<i>46.570</i>	<i>7,2%</i>
<i>Esportazione</i>	<i>3.399</i>	<i>2.121</i>	<i>-37,6%</i>
Saldo estero	40.034	44.449	11,0%
Consumo pompaggi	7.618	5.727	-24,8%
Richiesta sulla rete	339.481	316.852	-6,7%

Fonte: Terna

Molto buona è stata invece la *performance* delle fonti rinnovabili con l'idroelettrico, tradizionalmente molto sviluppato e di nuovo in crescita negli ultimi due anni grazie agli elevati indici di producibilità che, a seguito delle copiose piogge verificatesi, si sono attestati nel primo semestre del 2009 a valori prossimi ai massimi storici. In risposta alle politiche di incentivazione anche l'eolico, sebbene rimanga ben lontano dai livelli raggiunti in Germania e Spagna, sta acquisendo un peso non trascurabile (circa il 2,2% sul totale), arrivando a superare 8 TWh (+25,2%). Discorso analogo vale per il fotovoltaico, che raggiunge una produzione pari a 0,75 TWh, quasi triplicata rispetto all'anno precedente.

Produzione netta da fonti rinnovabili (dati in GWh)
Tab. 2.5

	2008	2009	Var. % 2009/2008
Idrica da apporti naturali	41.135	46.929	14,1%
Termica da biomasse e rifiuti	7.025	7.227	2,9%
Geotermica	5.198	5.034	-3,2%
Eolica	4.852	6.076	25,2%
Fotovoltaica*	193	750	288,6%
Totale	58.403	66.016	13,0%
Peso % Rinnovabili su Totale	19,0%	23,7%	

* Include gli impianti fotovoltaici incentivati col conto energia

Fonte: Terna

I bassi consumi registrati durante il 2009 hanno portato anche a una riduzione del fabbisogno alla punta in misura pari al 3,8% per il periodo invernale (da 53.914 a 51.164 MW) e al 5,7% per il periodo estivo (da 55.292 a 51.873 MW). Ciò, insieme alla prosecuzione di importanti investimenti in nuova capacità di generazione, ha consentito di incrementare ulteriormente gli standard di sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica, con i margini di riserva alla punta che sono risultati eccezionalmente elevati, raggiungendo il 26,5% nel caso della punta estiva e il 36,8% per quella invernale, a fronte di valori che durante il 2008 erano stati pari rispettivamente al 13,4 e al 25,8%.

Tab. 2.6 Margine di riserva alla punta (dati in MW)

	2007	2008	2009
Punta estiva			
Fabbisogno	56.589	55.292	51.873
Capacità disponibile	64.239	62.709	65.604
Margine di riserva	13,5%	13,4%	26,5%
Punta invernale			
Fabbisogno	56.810	53.194	51.164
Capacità disponibile	64.462	66.937	70.009
Margine di riserva	13,5%	25,8%	36,8%

Fonte: Terna

2.4 Le infrastrutture energetiche

La rete elettrica continua a essere caratterizzata da strozzature che causano costi non indifferenti di congestione e distorsioni sui prezzi del mercato all'ingrosso, soprattutto nelle due maggiori isole, scarsamente collegate al continente. Per cercare di porre rimedio a questa situazione, il gestore di rete, Terna SpA, negli ultimi anni ha intensificato gli investimenti, passati tra il 2007 e il 2009 da circa 548 a 860 milioni di euro. Tali investimenti sono finalizzati essenzialmente alla costruzione di nuove linee di trasporto e stazioni di trasmissione nelle zone del paese maggiormente congestionate. Degna di nota è l'entrata in funzione a fine 2009 del cosiddetto SA.PE.I., il cavo che collega la Sardegna al continente e che dovrebbe contribuire a un riallineamento dei prezzi zionali.

Tab. 2.7 Investimenti di Terna (milioni di euro) - Anni 2007-2009

	2007	2008	2009	Var. 2009/2008
Linee di trasporto	180,2	363,0	339,5	-6,5%
Stazioni di trasmissione	221,4	315,6	377,9	19,7%
Altro	146,1	57,4	142,4	148,1%
TOTALE	547,7	736,0	859,8	16,8%

Fonte: Bilanci Terna

Il nuovo piano strategico per il periodo 2010-2014 prevede un ulteriore sforzo, portando gli investimenti programmati da 3,4 a 4,3 miliardi di euro in cinque anni. Di questi circa 3,3 miliardi riguardano lo sviluppo della rete nazionale e circa 650 milioni di euro sono destinati alle interconnessioni con l'estero. Le principali opere previste riguardano:

- linea Dolo-Camin Fusina (Veneto);
- linea Chignolo Po-Maleo (Lombardia);
- SA.PE.I. secondo cavo (Sardegna-Penisola Italiana);
- linea Santa Barbara-Castellina (Toscana);
- collegamento Sorgente-Rizziconi (Sicilia-Calabria);
- linea Foggia-Benevento (Puglia-Campania);
- interconnessione Italia-Montenegro. È stato firmato un accordo intergovernativo per la realizzazione di un cavo di 450 Km (di cui 375 in cavo sottomarino) tra Villanova e Tivat e due stazioni elettriche;
- interconnessione Italia-Francia per la quale l'iter autorizzativo è stato avviato a ottobre 2009.

Con riferimento al gas, mentre la rete nazionale non sembra presentare particolari criticità, essendo le congestioni praticamente assenti, un fattore strategico è costituito dalle infrastrutture di interconnessione con l'estero, siano esse costituite da gasdotti o rigassificatori. Ciò in virtù del fatto che le importazioni coprono ormai circa il 90% dei consumi. Già per l'anno termico in corso, il potenziamento del gasdotto TAG (che trasporta il gas russo attraverso la frontiera con

l'Austria) e l'entrata in funzione del rigassificatore *off-shore* di Cavarzere hanno consentito un aumento della capacità disponibile da 321 a 365,4 milioni di m³/giorno. In tal modo è stato possibile diminuire del 3,5% il tasso di saturazione della capacità, che era giunto al 91,5%.

Capacità di trasporto assegnata (in mil. m³/giorno)

Tab. 2.8

Punti di entrata	Anno Termico 2007/2008			Anno Termico 2008/2009			Anno Termico 2009/2010		
	Capacità	Capacità	Saturazione	Capacità	Capacità	Saturazione	Capacità	Capacità	Saturazione
	disponibile	conferita	(in %)	disponibile	conferita	(in %)	disponibile	conferita	(in %)
Tarvisio	112,6	92,2	81,9	106,0	97,8	92,3	119,7	102,8	85,9
Mazara del Vallo	90,7	80,4	88,6	101,8	93,2	91,6	103,6	98,7	95,3
Passo Gries	63,5	59,6	93,9	64,9	60,8	93,7	64,9	59,0	90,9
Gela	30,3	29,5	97,4	30,5	30,5	100,0	33,0	32,9	99,7
GNL Panigaglia	13,0	11,4	87,7	13,0	11,4	87,7	26,4	21,0	79,5
GNL Cavarzere							13,0	7,2	55,4
Gorizia	4,8	0,5	10,4	4,8			4,8		0,0
Totale	314,9	273,6	86,9	321,0	293,7	91,5	365,4	321,6	88,0

Fonte: Bilanci Snam Rete Gas

La situazione sembra destinata a migliorare ulteriormente nel prossimo futuro, essendo previsto un numero rilevante di progetti di investimento che dovrebbero apportare una capacità aggiuntiva stimabile in circa 40 miliardi di m³/anno entro il 2012 (più del 50% del consumo interno lordo italiano nel 2009).

2.5 Il prezzo dell'energia elettrica e del gas per gli utenti finali

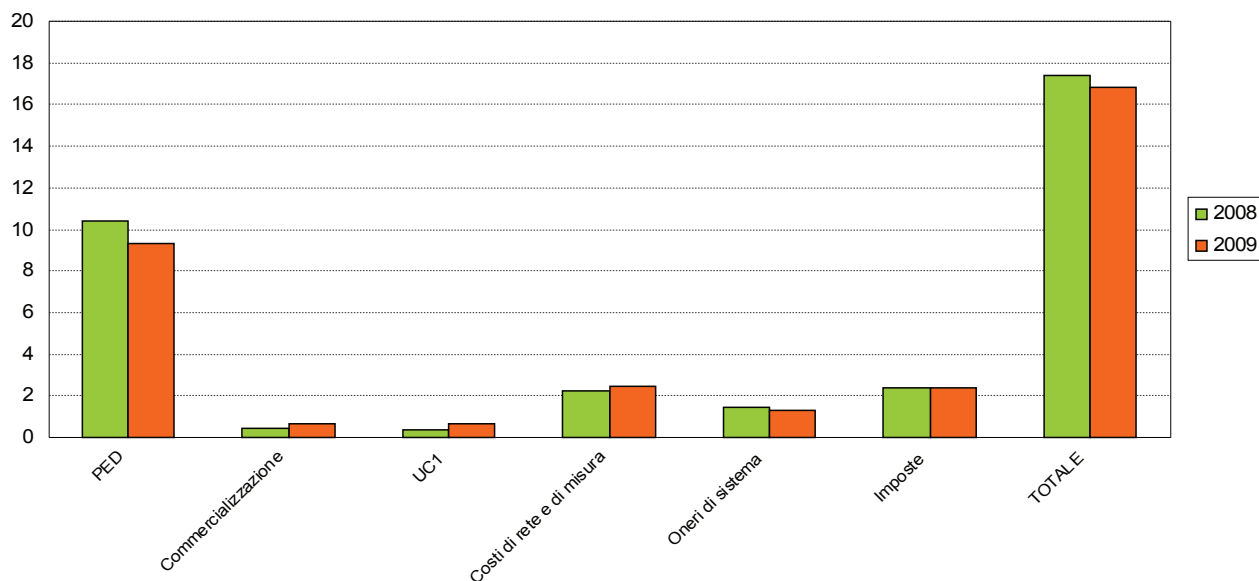
Nel 2009 i prezzi di riferimento al consumo di gas ed elettricità sono stati caratterizzati da una progressiva riduzione, che ha consentito un risparmio medio annuo sulla bolletta di fornitura elettrica di 39 euro e di 185 euro su quella del gas². Ciò è stato possibile grazie all'abbassamento sia dei consumi che dei prezzi delle materie prime. Tuttavia, già a partire dall'aggiornamento relativo al 1° trimestre 2010, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha dovuto stabilire un aumento del 2,8% per le tariffe del gas, mentre per quelle elettriche è proseguita la tendenza al ribasso (-2,2%). L'andamento divergente delle tariffe è attribuibile al diverso grado di avanzamento del processo di liberalizzazione nei due settori. Mentre per l'energia elettrica si è sviluppato un mercato all'ingrosso liquido, che ha sostenuto l'aumento dei livelli di concorrenza consentendo, attraverso l'entrata di nuovi operatori, l'emergere di prezzi rappresentativi della reale forza della domanda e dell'offerta, nel caso del gas ciò non è avvenuto e permangono una serie di rigidità che non permettono di svincolare i prezzi dall'influenza dei contratti di lungo periodo, i quali sono ancora indicizzati in larga misura al petrolio. Di conseguenza, i prezzi del gas utilizzati nelle tariffe hanno risentito, seppure con un certo ritardo, essendo utilizzata una media mobile a nove mesi, dell'inversione di tendenza del prezzo del petrolio, tornato a crescere durante gran parte del 2009. In relazione all'andamento del prezzo di riferimento³ dell'energia elettrica, per i clienti vincolati si è passati da una media di 17,43 c€/kWh, registrata nel 2008, a 16,80 c€/kWh nel 2009; la sua componente principale è formata dai costi di approvvigionamento che comprendono i costi acquisto (PE- Prezzo Energia) e dispacciamento (PD-Prezzo Dispacciamento), coperti dal corrispettivo PED. Sono compresi anche gli oneri derivanti dal servizio di interrompibilità e la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (corrispettivo CD). Il corrispettivo PED risulta in diminuzione (da 10,38 a 9,29 c€/kWh) grazie alla dinamica dei prezzi dei combustibili e il suo peso sulla tariffa totale è stato pari in media al 55,3%.

² Le utenze domestiche cui sono riferite tali cifre riguardano per l'elettricità quelle con potenza impegnata di 3 KW e consumi annui di 2.700 kWh, mentre nel caso del gas valgono per consumi annui di 1.400 m³.

³ Si tratta della tariffa pagata dagli utenti che hanno scelto di non passare al mercato libero.

Fig. 2.4

Composizione tariffa elettrica per utenti domestici (dati in c€/KWh)



La componente UC1, calcolata al fine della copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, è risultata invece in aumento, portandosi in media annua da 0,35 c€/kWh a 0,67 c€/kWh, anche se si deve considerare che dal secondo semestre 2009 comprende anche una nuova componente denominata PPE⁴.

I costi di rete e misura, rimasti costanti per tutto il 2008, hanno registrato un aumento, a partire dal primo trimestre 2009, per gli oneri derivanti dalla remunerazione degli investimenti in sviluppo e sicurezza delle infrastrutture di rete. Gli oneri generali di sistema diminuiscono invece il loro impatto sull'intera tariffa elettrica, passando da 1,44 c€/kWh nel 2008 a 1,29 c€/kWh nel 2009; tali oneri sono composti da una serie di voci, descritte nella Tab. 2,9, che producono un gettito annuo superiore a 5 miliardi di euro.

Tab. 2.9

Gettito Annuo Oneri di Sistema (milioni di euro)

	2007	2008
A3 (fonti rinnovabili)	3.390	3.160
A5 (ricerca)	58	60
A6 (stranded cost)	690	200
UC 4 (fornitura isole minori)	70	80
A2 (smantellamento centrali nucleari)	274	500
- di cui: destinati al Bilancio dello Stato		100
MCT (compensazione territoriale per nucleare)	274	500
- di cui: destinati al Bilancio dello Stato		100
A4 regimi tariffari speciali (ferrovie)	570	500
Totale	5.326	5.000

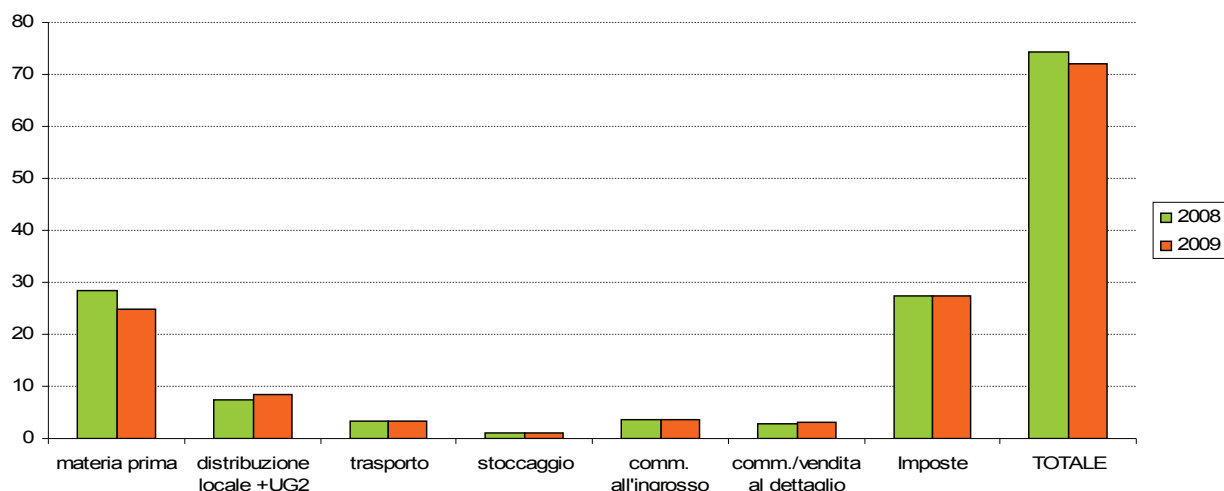
Fonte: AEEG

Si sottolinea il forte impatto degli incentivi alle fonti rinnovabili che, pur essendo diminuito nel 2008, resta superiore a 3 miliardi di euro. Sono, al contrario, saliti gli oneri per il nucleare. Per ciò che concerne la tariffa gas, la componente principale è costituita dalle imposte, con il 38,1% e in crescita di oltre 1 punto percentuale su base tendenziale. Segue il costo della materia prima, il cui peso tra il 2008 e il 2009 è sceso dal 38,4 al 34,7%.

⁴ Si tratta del prezzo perequazione energia. La componente UC1 e il corrispettivo PPE si applicano ai clienti finali cui è erogato il servizio di maggior tutela. Non è invece prevista la loro applicazione per coloro che si trovano in regime di salvaguardia o che sono passati al mercato libero.

Composizione tariffa del gas per utenti domestici (dati in c€/m³)

Fig. 2.5



NB: utenze domestiche con consumi annui di 1.400 m³

Fonte: AEEG

Infine, in relazione ai tassi di *switching*, i clienti domestici passati al mercato libero dell'energia elettrica, nel 2009, sono stati circa 2,6 milioni (il 10,5%) di cui però solo 800.000 hanno scelto un fornitore alternativo. Nel settore del gas ci si è invece fermati a 1,1 milioni, anche se in questo caso oltre 900.000 hanno cambiato fornitore.

Tassi di switching nel settore elettrico e del gas (periodo ottobre 2008–dicembre 2009)

Tab. 2.10

	Elettricità (in %)	Gas (in %)
clienti domestici	10,5	6,2
di cui:		
stesso Brand	7,2	1
diverso Brand	2,8	5,2
- più di una volta	0,8	0,5
- ritorno fornitore precedente prezzo regolato	0,2	-
non precisato	0,5	

Fonte: RIE

2.5.1 Bonus famiglie

Anche per il 2009 e per il 2010 è stato previsto un bonus volto alla riduzione delle bollette dell'elettricità e del gas per le famiglie in disagio economico (indicatore ISEE inferiore a 7.500 euro), numerose (con oltre tre figli a carico ed ISEE inferiore a € 20.000) o ammalati che utilizzano apparecchiature elettromedicali salvavita.

Il bonus può comportare una riduzione complessiva delle bollette di gas ed elettricità compresa tra 80 e 360 euro annui (l'esatto valore è determinato in ragione di vari fattori tra cui la numerosità del nucleo familiare, l'area di residenza e la tipologia di utilizzo di gas).

2.6 L'evoluzione del quadro regolatorio

Nel corso dell'anno 2009 rilevanti provvedimenti normativi sono stati emanati sia da parte del Legislatore primario, che da quello secondario, allo scopo di adeguare il quadro regolatorio disciplinante il funzionamento del mercato elettrico e dei mercati ambientali italiani, alle mutate condizioni economiche e di mercato. In conseguenza degli effetti negativi ascrivibili alla difficile congiuntura economica internazionale, manifestatasi dalla seconda metà del 2008 e

ulteriormente accentuatasi per il comparto produttivo industriale e manifatturiero nel corso del 2009, il Legislatore italiano, perseguendo una strategia di tutela economica nei confronti delle famiglie e delle piccole e medie imprese, è intervenuto sulla normativa primaria con l'obiettivo di ridurre, nei limiti posti dalle caratteristiche strutturali espresse dal comparto energetico nazionale, l'incidenza dei costi relativi e degli oneri connessi all'approvvigionamento di energia elettrica.

Nello specifico, per la normativa riguardante il mercato elettrico, appare opportuno segnalare:

- la legge 28 gennaio 2009, n.2, pubblicata sulla g.u. n. 22 del 28 gennaio 2009, recante "Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale".

In dettaglio, l'art. 3, comma 10, della legge in commento ha previsto la modifica da parte del Ministero dello sviluppo economico (MSE), sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico in conformità ai principi elencati nel medesimo comma, tra i quali si evidenziano: l'istituzione di un Mercato Infragiornaliero in sostituzione del precedente Mercato di Aggiustamento; la modifica della disciplina sul mantenimento del riserbo da parte del GME sulle informazioni relative alle offerte di vendita e di acquisto presentate sul mercato; la riforma da parte del gestore di rete nazionale del Mercato dei Servizi di Dispacciamento; lo sviluppo e l'integrazione dei mercati a termine fisici e finanziari dell'energia elettrica; la promozione del processo di integrazione dei mercati elettrici europei.

- il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 aprile 2009 pubblicato sulla g.u. n. 108 del 12 maggio 2009 recante "Indirizzi e Direttive per la riforma del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n.2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici".

In attuazione delle disposizioni normative di cui all'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2, sopra richiamata, e nell'ottica di assicurare alle famiglie e alle imprese minori costi connessi all'approvvigionamento di energia elettrica, il Ministero dello sviluppo economico, con tale atto di indirizzo, ha emanato i provvedimenti di dettaglio volti a garantire una maggiore promozione della concorrenzialità sul mercato elettrico nazionale, contribuendo in tal senso all'evoluzione del mercato elettrico verso assetti più maturi e verso una maggiore integrazione con il mercato europeo dell'energia elettrica.

Con l'atto di indirizzo in commento, il Ministero dello sviluppo economico ha delineato per fasi l'obiettivo generale di riforma del mercato elettrico italiano, individuandone puntualmente le relative scadenze temporali di attuazione.

Di seguito si riporta una breve disamina delle diverse fasi della riforma.

In una prima fase, l'attuazione del provvedimento ministeriale ha interessato la pubblicazione degli esiti delle transazioni di mercato, favorendo ancor più il regime di trasparenza riguardante le informazioni riferite alle offerte di vendita e di acquisto presentate dagli operatori sul mercato a pronti e sul mercato a termine.

A tal fine, Il GME, nel rispetto dell'art. 4 del d.m. 29 aprile 2009 di cui sopra, ha predisposto la modifica dell'art. 8 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, introducendo, attraverso la modifica del termine di riserbo della pubblicazione delle offerte - precedentemente fissato a 12 mesi - le nuove norme sulla trasparenza dei dati di mercato.

Nello specifico, sono al momento disponibili sul sito internet del GME:

- le informazioni relative alle offerte di acquisto e vendita presentate sul mercato a pronti a partire dal settimo giorno successivo all'ultimo giorno della seduta di presentazione delle medesime offerte;
- le informazioni, in forma anonima, relative alle offerte di acquisto e vendita accettate sul mercato a termine a partire dal settimo giorno successivo all'ultimo giorno di negoziazione dei contratti cui tali offerte si riferiscono.

Tale modifica è stata approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico 31 luglio 2009 recante "Approvazione delle modifiche al Testo Integrato della disciplina del mercato elettrico, ai sensi dell'articolo 4, del decreto 29 aprile 2009" pubblicato sulla g.u. n. 197 del 26 agosto 2009. Nel rispetto della relativa procedura di approvazione, l'AEEG ha espresso parere favorevole alla modifica *de qua* mediante la deliberazione PAS 8/09 del 26 maggio 2009.

In una seconda fase, nel rispetto delle tempistiche dettate dal Decreto, sono stati operati due interventi di modifica finalizzati all'istituzione di un Mercato Infragiornaliero dell'energia in luogo del precedente Mercato di Aggiustamento

e all'evoluzione dei mercati a termine con contestuale revisione del sistema delle garanzie richieste agli operatori per la partecipazione su tale mercato.

Mediante l'istituzione del Mercato Infragiornaliero, il GME ha consentito agli operatori del mercato elettrico di poter aggiornare, in prossimità del tempo reale di consegna e con una frequenza assimilabile a quella di una negoziazione continua, le offerte in vendita e in acquisto in precedenza presentate sul Mercato del Giorno Prima.

Il Mercato Infragiornaliero è stato articolato in due sessioni, organizzate nella forma di aste implicite con una regola di definizione del prezzo omogenea rispetto a quella utilizzata nel Mercato del Giorno Prima (prezzo marginale), prevedendo inoltre un meccanismo di selezione delle offerte che tiene conto della rinnovata articolazione e suddivisione zonale della rete di trasmissione nazionale per il triennio 2009-2011, proposta da Terna e approvata dall'AEEG con Delibera ARG/elt n. 116 del 5 agosto 2008.

Con riferimento all'evoluzione del mercato a termine, il GME ha introdotto la quotazione parallela di prodotti *baseload* e *peakload* con durata mensile, trimestrale e annuale e ha rivisitato, con finalità di contenimento dei costi, d'intesa con le istituzioni di riferimento, il sistema delle garanzie richieste agli operatori per partecipare alle contrattazioni su detto mercato. Il nuovo sistema di garanzie prevede, allo stato attuale, la richiesta agli operatori del MTE di una parziale copertura del controvalore del contratto in acquisto o in vendita nel corso del periodo di negoziazione e la totale copertura del controvalore delle posizioni in acquisto durante il periodo di consegna fisica.

Sul punto, l'articolo 10, comma 3, del DM 29 aprile 2009 ha inoltre disposto che il sistema di garanzie attivo su MTE "[...] può essere rafforzato applicando un meccanismo di mutualizzazione della quota residua di rischio ulteriore rispetto ad un predefinito livello massimo posto a carico del Gestore del mercato elettrico[...]"; detto meccanismo ha consentito di individuare una soluzione funzionale alla riduzione dei costi di transazione connessi alle negoziazioni a termine. In ambito di regolazione, tale previsione normativa è stata introdotta dall'AEEG attraverso le successive deliberazioni ARG/elt n.138/09, del 1 ottobre 2009, e ARG/elt n.142/09, del 8 ottobre 2009.

In materia, il GME ha altresì previsto, allo scopo di consentire una gestione più flessibile e coordinata degli strumenti di garanzia, la possibilità di utilizzare in via alternativa, a copertura delle obbligazioni complessivamente assunte dagli operatori sui diversi mercati dell'energia, lo strumento della fidejussione a prima richiesta ovvero del conto deposito in contanti.

Le modifiche relative alla seconda fase della riforma sono state approvate con decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 ottobre 2009 recante "Approvazione delle modifiche al testo integrato della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, commi 1 e 2, e dell'articolo 10, comma 4, del decreto 29 aprile 2009" pubblicato sulla g.u. n. 258 del 5 novembre 2009. Con riferimento alle modifiche in commento, l'AEEG ha espresso proprio parere favorevole mediante le deliberazioni PAS 14/09 del 4 agosto 2009, PAS 17/09 del 24 settembre 2009 e PAS 20/09 del 15 ottobre 2009.

Da ultimo, in una successiva fase di sviluppo relativa ai mercati a termine, il decreto di indirizzo del MSE ha, altresì, disposto l'avvio di forme di collaborazione tra il GME e la società che gestisce il mercato regolamentato dei prodotti derivati su sottostante elettrico (Borsa Italiana S.p.A.) al fine di favorire un'integrazione funzionale delle due rispettive piattaforme di mercato MTE ed IDEX.

A seguito, pertanto, della conclusione di un accordo di collaborazione, gli operatori partecipanti al mercato elettrico che contestualmente abbiano negoziato sulla piattaforma IDEX prodotti derivati finanziari aventi sottostante elettrico, possono dare esecuzione fisica - nel rispetto delle norme regolamentari previste al Titolo III, Capo III, del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico - ai contratti derivati mensili relativamente ai quali abbiano richiesto l'esercizio dell'opzione di consegna fisica (*physical delivery*).

Tale ultima modifica è stata approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 novembre 2009 recante "Approvazione delle modifiche al testo integrato della Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 10, comma 6, del decreto 29 aprile 2009" pubblicato sulla G.U. n. 292 del 17 dicembre 2009. Il relativo parere di conformità è stato espresso dall'AEEG con la deliberazione PAS 21/09 del 23 novembre 2009.

Infine, si riporta che, a decorrere dal 31 dicembre 2009, sono entrate in vigore le nuove disposizioni riguardanti il funzionamento del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Le modifiche apportate al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico sono state introdotte conseguentemente alle modifiche operate dalla società TERNA al

codice di rete in tema di servizi di dispacciamento, in conformità a quanto disposto in argomento dal Decreto del MSE del 29 aprile 2009.

In conclusione e a completamento della panoramica sopra esposta riferita ai principali provvedimenti normativi intervenuti nel 2009 in materia di energia, corre ulteriormente l'obbligo di segnalare l'emanazione nell'ordinamento italiano della:

- legge 23 luglio 2009, n. 99, pubblicata nella G.U. n. 176 del 31 luglio 2009, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".

Tra le numerose disposizioni apportate alla regolazione dei settori energetici da tale provvedimento di rango primario e con particolare riguardo alle attività che coinvolgono in via diretta il GME, si segnala in particolare la previsione contenuta nell'articolo 30, la quale dispone l'affidamento al GME, secondo principi di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza, della gestione economica del *costituendo* mercato italiano del gas naturale, da attuarsi mediante l'assunzione della gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi ad essa connessi secondo criteri di merito economico. Il medesimo articolo introduce, tra l'altro, un particolare regime di tutela per le garanzie prestate a copertura delle obbligazioni assunte dagli operatori ammessi ai diversi mercati organizzati e gestiti dal GME, prevedendo che le stesse, in qualunque forma prestate, non possano essere distratte dalla destinazione prevista, né possano essere soggette ad azioni ordinarie, cautelari o conservative da parte dei creditori dei singoli partecipanti o del GME, anche in caso di apertura di procedure concorsuali.

Con riferimento agli interventi normativi per la regolazione dei mercati ambientali gestiti dal GME, nel corso del 2009 le istituzioni competenti hanno intrapreso azioni volte sostanzialmente alla conferma degli attuali schemi e modelli di incentivazione.

Preliminarmente si ritiene opportuno segnalare l'approvazione, all'interno del quadro europeo per lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili - il quale indirizza e incide a livello nazionale sia sulla gestione del meccanismo dei Certificati Verdi sia sulle tematiche afferenti il risparmio e l'efficienza energetica - della:

- direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea L. 140/16 del 5 giugno 2009, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Tale direttiva comunitaria stabilisce un quadro comune per la promozione e l'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili. In particolare fissa gli obiettivi nazionali obbligatori per il raggiungimento della quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia nei settori dell'elettricità, del riscaldamento, del raffreddamento e dei trasporti.

I singoli obiettivi nazionali dovranno essere indicati, entro giugno 2010, all'interno di un piano di azione nazionale per lo sviluppo delle energie rinnovabili che ciascuno Stato membro è tenuto ad adottare seguendo il modello comune disposto dalla decisione della Commissione del 30 giugno 2009, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L 182/33 del 15 luglio 2009, comprendente tutti i requisiti minimi di cui all'*Allegato VI* della richiamata direttiva.

Il modello *de quo* predispone uno schema comune per la valutazione, la definizione e la comparazione, delle azioni poste in essere da parte dei diversi Stati membri finalizzate al raggiungimento degli obiettivi fissati in sede europea al 2020. Il *format* comunitario è volto a garantire che i diversi piani di azione nazionali per lo sviluppo delle energie rinnovabili siano completi, affrontino tutti i requisiti fissati nella direttiva e siano comparabili tra loro, sia con riferimento alle condizioni iniziali di partenza, sia con riferimento alle successive relazioni con cadenza biennale che i singoli Stati dovranno presentare sullo stato di avanzamento e sul processo di applicazione delle disposizioni contenute nella direttiva 2009/28/CE.

All'interno della regolazione nazionale per la promozione ed utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili si riporta, per completezza, l'emanazione nel 2009, della:

- disposizione di cui all'articolo 27, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99, con la quale viene stabilito che a partire dal 2011 la quota obbligatoria di produzione nazionale di energia da fonti rinnovabili è calcolata sulla base del consumo di energia elettrica e non più in base alla produzione e all'import come attualmente previsto. Tale comma sostanzialmente trasferisce l'obbligo di immettere nella rete elettrica una quota minima

di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 11 del D.Lgs n.79/99, dai produttori/importatori di energia elettrica ai soggetti che concludono con la società Terna S.p.A. - ai sensi della delibera dell'AEEG n. 111 del 9 giugno 2006, come successivamente modificata ed integrata - uno o più contratti di dispacciamento di energia elettrica in prelievo. La disposizione in oggetto è stata abrogata nel 2010 dal Decreto Legge recante "Misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione di CO₂", approvato in Consiglio dei Ministri il 30 aprile 2010 (G.U. Serie Generale n. 117 del 21/05/2010).

- deliberazione dell'AEEG ARG/elt n. 1/09 pubblicata sulla G.U. n. 54 del 6 marzo 2009, recante "Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto";

e del:

- comunicato agli operatori da parte dell'AEEG recante "Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2009", pubblicato sul sito internet dell'AEEG il 27 gennaio 2009.

Con il primo provvedimento in commento l'AEEG ha disciplinato le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica ammessa al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva secondo quanto previsto, dall'art. 2, commi da 143 a 157, della legge n. 244/07 - con la quale sono state definite le misure incentivanti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili - e le modalità attuative dello schema incentivante inerente lo scambio sul posto, emanate dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2008.

Con la seconda disposizione, l'AEEG, in forma di comunicato, ha pubblicato in ottemperanza alle disposizioni di cui all'articolo 7 della deliberazione dell'AEEG ARG/elt n. 280/07 del 6 novembre 2007, i valori puntuali, individuati per scaglioni progressivi di produzione lorda, dei prezzi minimi garantiti validi nell'anno solare 2009, da corrispondere agli operatori titolari di convenzione con il GSE per il ritiro dedicato della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. A conclusione della sezione relativa alle politiche nazionali per la promozione delle fonti energetiche rinnovabili, risulta inoltre opportuno segnalare l'emanazione, in attuazione dell'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n.99, del:

- decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, pubblicato sulla G.U. n. 296 del 21 dicembre 2009, recante "Determinazione delle modalità per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92".

Con tale decreto, il MSE, al fine di promuovere l'uscita degli impianti di produzione dal regime CIP n. 6/92 *"ritenuto scarsamente efficiente rispetto ad un assetto di mercato liberalizzato"* e con lo scopo di ridurre gli oneri complessivi incidenti sul sistema elettrico nazionale, disciplina le modalità e le finalità di intervento per la risoluzione anticipata, espressa su base volontaria da parte dei titolari, delle convenzioni CIP n.6/92. In particolare il provvedimento affida al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) l'attuazione del processo per la risoluzione anticipata delle convenzioni in essere sulla base dei criteri definiti dal Ministro, considerando che lo stesso GSE rappresenta la controparte commerciale delle convenzioni CIP n.6/92.

Passando al meccanismo riguardante i Titoli di Efficienza Energetica⁵ (TEE), non ravvisandosi nel 2009 provvedimenti di sostanziale modifica allo schema di incentivazione delineato negli anni precedenti e, conseguentemente, nell'ottica di una gestione ordinaria della regolazione di riferimento, si segnala l'emanazione da parte dell'AEEG delle seguenti disposizioni:

- delibera EEN 35/08, come successivamente modificata ed integrata, pubblicata sulla G.U. n. 28 del 4 febbraio 2009, recante la "Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2009 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007".

Con tale provvedimento l'AEEG, nel rispetto dei decreti ministeriali del 20 luglio 2004 e ss.mm.ii., ha fissato i nuovi obiettivi di risparmio energetico per il 2009 per i 75 distributori obbligati a raggiungere tali obiettivi

⁵ I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) attestano il conseguimento di risparmi energetici attraverso l'applicazione di tecnologie e sistemi energetici efficienti. Sono emessi dal GME sulla base delle certificazioni effettuate dall'AEEG. Un TEE equivale al risparmio di 1 tonnellata equivalente di petrolio (tep), che è l'unità convenzionale di misura usata comunemente nei bilanci energetici per esprimere e confrontare tutte le fonti di energia tenendo conto del loro specifico potere calorifico.

nell'ambito del sistema dei TEE.

Il livello di risparmio energetico complessivamente assegnato è pari a 3,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep), di cui 1,8 Mtep per 14 imprese di distribuzione di energia elettrica e 1,4 Mtep per 61 imprese di distribuzione di gas. Per raggiungere i singoli *targets*, le imprese potranno realizzare sia interventi diretti di risparmio energetico presso i consumatori finali, sia acquistare un quantitativo equivalente di TEE che dimostri e certifichi l'effettivo conseguimento di risparmi energetici compiuti da parte di soggetti terzi;

- Delibera EEN 36/08, pubblicata sulla G.U. n. 28 del 04 febbraio 2009, recante le "Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2009 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007".

Con la predetta deliberazione l'AEEG ha dettato disposizioni, valide per l'anno 2009, in materia di determinazione del contributo tariffario da corrispondere alle imprese distributrici a fronte dell'obbligo di conseguimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico cui le stesse sono assoggettate;

- Delibera EEN 24/09, pubblicata sul sito internet dell'AEEG il 28 dicembre 2009, recante la "Verifica del conseguimento degli obiettivi aggiornati di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati nell'anno 2008 e disposizioni alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico in materia di erogazione del contributo tariffario ai distributori risultati totalmente o parzialmente adempienti".

Con tale disposizione l'Autorità ha individuato le imprese di distribuzione risultanti totalmente o parzialmente adempienti agli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008, e, a fronte della verifica effettuata, ha contestualmente dato mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di procedere al pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato risultato totalmente o parzialmente adempiente agli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008.

Con riferimento infine allo schema di regolazione europea per la gestione e il contrasto alla produzione ed emissione dei gas ad effetto serra (*Emission Trading System*) e al relativo Mercato italiano per la contrattazione delle Unità di Emissione dei gas a effetto serra gestito dal GME (*Emission Market*), si riporta in particolare l'emanazione delle:

- Deliberazioni del Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE, n.11/2009, n.12/2009, n.13/2009, n.15/2009 e n.18/2009, approvate dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e pubblicate sulla G.U. n. 109 del 13 maggio 2009 e sulla g.u. n. 115 del 20 maggio 2009.

In dettaglio, ai sensi del decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216 e ss.mm.ii., recante "Attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità", le delibere n. 11/2009 e n. 12/2009 contengono, rispettivamente, l'aggiornamento e il rilascio delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra per il periodo di riferimento 2008-2012, mentre le delibere n. 13/2009, n. 15/2009 e n. 18/2009 definiscono le diverse tipologie di impianti "nuovi entranti" e assegnano a quest'ultimi le rispettive quote ad emettere CO₂ per il medesimo quadriennio di riferimento 2008-2012.

3 I MERCATI GESTITI DAL GME

3.1. Il GME e il disegno dei mercati

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) - già Gestore del Mercato Elettrico S.p.A., anche noto come Italian Power Exchange (IPEX) - è la società per azioni istituita dal decreto 79/1999 (c.d. Decreto Bersani) cui è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori e che assicura la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. La società, costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (attualmente Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A.), fa parte del gruppo GSE insieme all'Acquirente Unico (AU S.p.A.).

Il GME gestisce le diverse piattaforme in cui si articolano il mercato elettrico, i mercati ambientali e - a partire dal 2010 - il mercato del gas. Per questo motivo il GME ha cambiato ragione sociale in "Gestore dei Mercati Energetici". Nell'ambito del mercato elettrico il GME organizza e gestisce le seguenti piattaforme:

- **Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE).** Avviato il 1/4/2004 in attuazione dell'articolo 5 del dlgs 79/99 ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 e parzialmente ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009, è un mercato articolato in tre sottomercati:
 - a. **Mercato del Giorno Prima (MGP),** dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
 - b. **Mercato di Aggiustamento (MA),** dove i produttori, i grossisti e i clienti finali possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP: a far data dal 1/11/2009 esso è stato sostituito dalle due sessioni del cosiddetto Mercato Infragiornaliero (MI);
 - c. **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, nonché in una fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte a fini di bilanciamento (MB).
- **Piattaforma dei Conti Energia (PCE).** Affidata al GME ai sensi della Delibera AEEG n. 111/06 e avviata il 1/4/2007, è la piattaforma per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del MPE e in particolare sul MTE o su base bilaterale (c.d. *over the counter* o OTC).
- **Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE).** Avviato il 1/11/2008 ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 17 settembre 2008 e ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009, è un mercato organizzato dove gli operatori possono vendere e acquistare contratti a termine sull'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.
- **Consegna Derivati Energia (CDE).** A partire dal 26/11/2009 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, tra cui:

- **Mercato dei Certificati Verdi (MCV).** Avviato nel marzo del 2003 ai sensi dell'articolo 6 del d.m. 11/11/99, è finalizzato allo scambio tra produttori di certificati attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili, allo scopo di consentire loro il rispetto degli obblighi di immissione/importazione di energia da fonti rinnovabili previsti dal d.lgs. 79/99;
- **Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).** Avviato nel marzo del 2006, è finalizzato allo 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 energetico previsti dai dd.mm. 20/07/04 come successivamente modificati;
- **Mercato delle Unità di Emissione (EUA).** Avviato nell'aprile del 2007 nell'ambito della Direttiva europea 2003/87/CE che istituisce un sistema di *Emission Trading* in Europa, è finalizzato allo scambio dei cosiddetti

"certificati neri", rappresentativi della quantità di emissioni di CO₂ consentite nell'ambito di una serie di attività economiche espressamente regolate (es. energetiche), ed allocati attraverso i Piani Nazionali di Allocazione;

- **Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV).** E' una nuova funzionalità del MCV introdotta nel 2007 e finalizzata alla registrazione degli scambi bilaterali di certificati verdi tra operatori.

Per quanto concerne il settore gas, infine, la legge 99 del 23 luglio 2009, che mira a favorire l'introduzione e lo sviluppo di meccanismi di mercato lungo i principali punti della filiera, ha assegnato al GME nuove competenze. In particolare l'art. 30, comma 1 stabilisce che: "La gestione economica del mercato del gas naturale è affidata in esclusiva al Gestore del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Il Gestore organizza il mercato del gas naturale secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza. La disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal Gestore, è approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentite le competenti Commissioni parlamentari e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas". Inoltre il comma 2 dello stesso articolo prevede che "Il Gestore del mercato elettrico, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, assume la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico".

In prima applicazione della legge 99/09 il GME nel corso del 2010 assumerà la gestione di due piattaforme:

- **Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale.** Tale piattaforma è stata avviata il 10/5/2010 e rappresenta il luogo in cui i soggetti che importano gas prodotto da paesi non appartenenti all'Unione europea sono tenuti ad adempiere all'obbligo di offerta di quote di tale gas importato previsto dall'art. 11, comma 2 della legge 40/07.
- **Piattaforma di negoziazione per le royalties.** Una piattaforma analoga alla precedente verrà organizzata per consentire ai titolari delle concessioni di coltivazione l'adempimento dell'obbligo di cessione delle aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato.

3.2 L'organizzazione del mercato elettrico in Italia e la Piattaforma Conti Energia

L'organizzazione del mercato elettrico in Italia è sostanzialmente regolata dalla "disciplina del dispacciamento di merito economico" contenuta nella delibera AEEG n. 111/06 (come successivamente modificata e integrata). Essa prevede che nel mercato elettrico italiano la compravendita di energia possa avvenire in borsa (sul MTE o sul MPE) o attraverso contratti bilaterali (OTC) e che tale attività sia circoscritta agli "operatori del mercato", vale a dire ai soggetti che abbiano disponibilità di capacità di immissione e/o prelievo in quanto abbiano firmato con Terna un contratto di dispacciamento (c.d. "utenti del dispacciamento") o in quanto abbiano ricevuto apposita delega da un utente del dispacciamento. Più in generale si può dire che gli operatori di mercato genericamente intesi (quindi anche gli utenti di dispacciamento) sono i soggetti responsabili per le attività di commercializzazione (acquisto/vendita, registrazione dei programmi di immissione/prelievo) e per il pagamento dei relativi oneri di sistema (CCT, sbilanciamento a programma), mentre gli utenti del dispacciamento in senso stretto sono i soggetti responsabili per l'esecuzione delle attività fisiche (produzione/consumo, esecuzione degli ordini di dispacciamento emanati da Terna su MSD) e per il pagamento dei relativi oneri (oneri di sbilanciamento).

La Piattaforma Conti Energia (PCE) è finalizzata a garantire la tracciabilità dei flussi, l'esecuzione fisica dei contratti e la copertura dei rischi finanziari connessi. Ciò viene realizzato utilizzando i Conti Energia a Termine e i Conti di Sbilanciamento Effettivo, così da ottenere una gestione raccordata ma distinta degli aspetti commerciali e di quelli fisici delle transazioni di compravendita di energia.

In particolare a ciascun operatore del mercato sono assegnati un conto energia in immissione e un conto energia in prelievo, cui corrispondono i punti di offerta (e quindi la capacità) nella sua disponibilità e sui quali essi hanno titolarità a registrare contratti. Tali punti possono essere in immissione (in tal caso corrispondono sia a unità di produzione fisiche che virtuali)¹ o in prelievo (con l'eccezione di unità di pompaggio, corrispondono tipicamente

¹ 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.

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 oggetto dello stesso per ciascuna ora, indicando a quale dei conti nella loro disponibilità attribuirlo. Le quantità registrate dalle due controparti devono essere uguali e, per garantire l'eseguibilità dei contratti, devono determinare - insieme alle quantità precedentemente registrate sullo stesso conto - un saldo netto coerente con la natura del conto (una vendita netta per conti in immissione, un acquisto netto per conti in prelievo) e non superiore alla somma delle capacità disponibili delle unità afferenti il conto. 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 del conto attribuire le quantità relative a ciascuna ora². Per garantire l'eseguibilità dei contratti, le quantità registrate su ciascuna unità devono essere non superiori alla capacità disponibile della stessa e la somma delle quantità programmate deve essere non 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 da queste esplicitamente registrati sulla PCE; nel caso di contratti stipulati su MTE, il saldo netto dei contratti in capo a ciascun operatore viene automaticamente registrato dalla piattaforma stessa sulla PCE alla scadenza del "trading period", 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 registrati dalla piattaforma stessa su PCE.

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 registrati sui conti energia (automaticamente girati dalla PCE stessa) e quindi le quantità effettivamente immesse e/o prelevate come registrate dai misuratori soggiacenti i 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 saldata tra le controparti al prezzo pattuito nel contratto; l'eventuale differenza positiva tra quantità registrata da ciascuna controparte e quantità da essa programmata (c.d. "sbilanciamento a programma") rappresenti un acquisto/vendita sul MGP, da saldarsi con il GME al corrispondente valore di mercato (Pun); l'energia immessa o prelevata in variazione dei programmi relativi a detti contratti sia saldata dall'utente del dispacciamento con Terna al valore del cosiddetto "prezzo di sbilanciamento" (c.d. "double settlement")³.

Poiché i programmi registrati sulla PCE contribuiscono a creare congestioni sulla rete quanto i programmi che emergono dalle offerte accettate sul MPE, entrambi devono concorrere tra loro per l'assegnazione della capacità di trasporto disponibile, pagandone il valore di mercato in caso di eventuali congestioni. Ciò viene ottenuto organizzando il MGP come un mercato zonale e veicolando attraverso di esso tutti i programmi registrati sulla PCE, secondo modalità descritte nel 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 ma all'interno delle quali non si danno congestioni significative⁴.

² 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.

³ 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 alto prezzo a salire 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.

⁴ 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 2009 hanno rappresentato il 67% 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 2009 hanno rappresentato il 17% delle vendite complessive. Le zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Corsica, Corsica AC)

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 aumentare le congestioni, è negativo (sussidio) per l'immissione in zone importatrici in quanto contribuisce a ridurre le congestioni ed 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 nella forma del costo opportunità derivante al venditore dal percepire un prezzo zonale diverso dal Pun. 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 Terna restituisce ai clienti finali attraverso una riduzione degli oneri di sistema (c.d. *uplift*).

La PCE consente anche 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.

3.3 I mercati elettrici gestiti dal GME

3.3.1 Il Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE)

- **Mercato del Giorno Prima (MGP).** Il Mercato del Giorno Prima è il principale mercato gestito dal GME, con i suoi 213 TWh registrati nel 2009. Sul MGP si scambiano solo contratti orari con obbligo di consegna fisica e aventi il GME come controparte centrale. Il MGP si qualifica come un mercato fisico per tre ragioni: possono parteciparvi solo operatori elettrici, col vincolo di poter presentare offerte di vendita solo su punti in immissione e offerte di acquisto solo su punti in prelievo (sul MGP non è quindi consentito svolgere attività di *trading*); le offerte devono essere riferite a specifici punti di immissione, cosicché una volta accettate danno luogo a programmi di immissione/prelievo (c.d. *unit bids*); le offerte vengono accettate in ordine di merito economico, ma 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*), mentre la comunicazione degli esiti del mercato avviene alle ore 11:30. Ciascun operatore può presentare, per ciascuna ora e ciascun punto di offerta, una curva di offerta costituita di quattro coppie prezzo-quantità (c.d. *simple multiple bids*); le offerte possono cambiare di ora in ora. 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

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 2009 hanno rappresentato il 16% delle vendite complessive.

di vendita in ciascuna zona è 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 questo 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 cui 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 zone⁵. A questa regola fanno eccezione le offerte di acquisto riferite alle unità di pompaggio e quelle riferite alle unità virtuali estere, che sono valorizzate ai rispettivi prezzi zonal⁶. In attuazione della legge 02/2009, il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha stabilito che, subordinatamente alla verifica positiva da parte del Ministero dello sviluppo economico del completamento del processo di adeguamento disciplinato dalle lettere da b) ad e) dell'art. 3, comma 10, della legge n. 2/2009, a partire dal 1° aprile 2012 il prezzo dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima sia determinato in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante, da ciascun operatore di mercato in vendita ed accettati dal GME, con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento della domanda.

- **Mercato di Aggiustamento (MA).** Il Mercato di Aggiustamento è a tutti gli effetti una seconda sessione del MGP, che si tiene subito dopo quest'ultimo con apertura alle ore 10:30, chiusura alle ore 14:00 e pubblicazione degli esiti alle ore 14:30. I volumi scambiati sul MA sono molto più ridotti di quelli che caratterizzano MGP in quanto, mentre quest'ultimo ha la principale finalità di definire contratti di compravendita dell'energia e i relativi programmi di immissione/prelievo, il MA ha l'obiettivo di consentire agli operatori di modificare i programmi definiti in esito al 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 MA 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 che tutte le offerte sono valorizzate al relativo prezzo zonale, comprese quelle di acquisto. Fino alla fine del 2008 ciò non comportava problemi, essendo consentita la presentazione di offerte sul MA solo se riferite a punti in immissione. A partire dal 1/1/2009 tale vincolo è stato rimosso consentendo la presentazione di offerte sul MA anche se 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 Infragiornaliero (MI).** A partire dal 1/11/2009, in attuazione degli indirizzi contenuti nella legge 02/2009, il MA è stato sostituito dal Mercato Infragiornaliero (MI). Si tratta di un mercato articolato in due sessioni successive, la prima con apertura alle 10:30, chiusura alle 12:00 e pubblicazione degli esiti alle 12:30, la seconda con apertura alle 10:30, chiusura alle 15:00 e pubblicazione degli esiti alle 15:30. Le due sessioni utilizzano le stesse regole di funzionamento del precedente MA. La recente introduzione di tale modifica non consente di dare valutazioni definitive circa l'efficacia della novità, ad oggi si può solo verificare che, rispetto allo stesso bimestre dell'anno precedente, il MI ha registrato un incremento dei volumi del 39% e che il contributo della domanda in tal senso è pesato per circa l'1%.
- **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. Il mercato si articola in due sessioni, di cui la prima (c.d. MSD ex ante) si tiene subito dopo il MI con apertura alle ore 15:30, chiusura alle ore 17:00 e pubblicazione degli esiti alle ore

⁵ 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/Documenti/20041206UniformPurchase.pdf>

⁶ 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.

21:00. Su tale mercato Terna risolve eventuali congestioni residue a valle di MGP e MI e procura i margini di riserva sulle unità di produzione per garantirsi la possibilità di bilanciare il sistema nel 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 in relazione alle unità di produzione o di consumo da Terna definite come rilevanti. La partecipazione è peraltro obbligatoria e si sostanzia nella presentazione, per ciascuna ora e ciascuna unità, di una sola offerta di vendita (a salire) e una sola offerta 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 sua volta si distingue in mercato a salire e mercato a scendere. I volumi dei quattro mercati risultano complessivamente prossimi ai 45,44 TWh. Si fa presente che a seguito dell'approvazione della legge 02/2009, Terna ha modificato le regole di funzionamento del MSD che sono applicate a partire dal 1/1/2010⁷.

3.3.1.1 Le novità introdotte nel 2009

Il 2009 ha visto l'introduzione di diverse modifiche nel disegno complessivo del mercato, con impatti in alcuni casi rilevanti.

- **Modifica della struttura zonale.** A partire dal 1/1/2009 Terna⁸ ha modificato la rappresentazione zonale della rete rilevante in diversi modi. Anzitutto, a seguito dell'implementazione su tutte le frontiere delle modalità di assegnazione congiunta della capacità di interconnessione tra gestori esteri prevista dal regolamento 1228/2003 dell'Ergeg, sono state eliminate le zone virtuali estere Estero Nord Ovest (ENW), Estero Nord Est (ENE), Estero Sud (ESD), Estero Corsica (ECO), trasferendo i relativi punti di immissione e prelievo virtuali alle zone virtuali estere di competenza⁹. Una modifica decisamente più rilevante è invece il ridisegno della zona Sud, col passaggio alla zona Centro Sud di diversi punti di immissione e prelievo. Questa decisione si è accompagnata a quella di collegare direttamente il polo di produzione limitata di Brindisi al Sud invece che al polo di Rossano e all'abolizione della zona Calabria, con conseguente trasferimento dei relativi punti di immissione e prelievo alla zona Sud e necessità di collegare la zona Sicilia alla zona Sud attraverso il polo di produzione limitata di Rossano. L'insieme di queste modifiche ha comportato un impatto sensibile sulle dinamiche di mercato, nella misura in cui la nuova zona Sud mostra oggi un maggior eccesso di offerta a basso costo rispetto alla domanda, con l'effetto sensibile di rendere la zona Sud - dall'inizio del 2009 - la zona con i prezzi mediamente inferiori (si vedano in proposito i paragrafi 3.2.1.2 e 3.2.2). Di conseguenza è aumentato fortemente il numero di ore in cui il Sud si separa dal Centro Sud, che invece risulta quasi sempre unito al Centro Nord, con una riduzione rispetto al passato delle congestioni su quel transito. Infine, a partire dal 1/12/2009, è entrato in servizio il SA.PE.I., il nuovo cavo a corrente continua da 500 MW che collega la Sardegna con il Centro Sud. L'entrata in operatività del SAPEI non comporta la dismissione del vecchio SA.CO.I., che tuttavia verrà utilizzato solo nei periodi di chiusura per manutenzione del SA.PE.I. In questo modo sarà possibile evitare i picchi di prezzo che storicamente caratterizzavano la Sardegna nelle fasi di manutenzione di maggio, senza per questo complicare il funzionamento del mercato zonale, formalmente magliato ma di fatto gestito sempre in configurazioni "ad albero".
- **Modifica del VENF.** La delibera AEEG ARG/elt n.68/08, recepita nella disciplina del dispacciamento tramite la delibera AEEG ARG/elt n.203/2008, ha introdotto il concetto di valore dell'energia non fornita (VENF), definendolo come il valore convenzionalmente attribuito all'energia elettrica in caso di inadeguatezza della capacità produttiva. In particolare la delibera prevede che, nella risoluzione del MGP e del MA, le offerte di acquisto senza indicazioni

⁷ Si veda il box dedicato al nuovo MSD nel capitolo 4.

⁸ Terna (2008), "Individuazione delle zone della rete rilevante", 19/09/2008.

⁹ Fino a alla fine del 2007 e, per alcune frontiere, del 2008, la capacità di interconnessione con l'estero su ciascuna frontiera veniva allocata separatamente dai due TSO confinanti. A tal fine Terna prevedeva una zona estera per l'allocatione della capacità da parte di ciascun TSO confinante (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Corsica) più alcune zone per la propria assegnazione della capacità (ENW, ENE, ESD, ECO). Con l'assegnazione congiunta, non è più necessario disporre di due zone virtuali per ciascuna frontiera e quindi si è potuto procedere all'eliminazione di dette zone. In tal senso il cambiamento è stato puramente formale.

di prezzo vengano considerate come offerte con prezzo pari a VENF e che per ogni ora Terna presenti un'offerta virtuale di vendita con prezzo pari a VENF per un ammontare di energia uguale a quello oggetto di offerte di acquisto senza indicazione di prezzo: in questo modo si garantisce che MGP e MA possano sempre chiudere, sebbene con un ammanco di energia che deve essere successivamente compensato da Terna sul MSD, e viene altresì definito un *price cap* sui prezzi di borsa pari al VENF, che viene raggiunto solo in caso di inadeguatezza a programma della capacità produttiva. La stessa delibera prevede inoltre che, nei casi in cui su MSD o su MB la capacità disponibile risulti inadeguata a soddisfare la domanda e sia quindi necessario attivare il PESSE¹⁰, il prezzo di sbilanciamento sia fissato pari a VENF così come la valorizzazione dell'energia non fornita riconosciuta ai consumatori non interrompibili razionati. La delibera infine fissa il valore di VENF a 3.000 €/MWh, con ciò innalzando suddetto valore rispetto al limite di 500 €/MWh prima vigente¹¹.

- **Apertura del MA e del MI ai consumatori, abolizione della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB) ed eliminazione offerte integrative di Terna.** Come già previsto dalla delibera AEEG n.111/06, a partire dal 2009 è stata concessa anche ai consumatori e ai grossisti la possibilità di partecipare al MA (e successivamente al MI) con offerte di vendita e di acquisto. Tale cambiamento rappresenta l'ultimo passaggio di un percorso di progressivo ampliamento della partecipazione dei consumatori e dei grossisti al mercato e di progressiva responsabilizzazione circa la gestione dei propri consumi. Se nel 2004 Terna era l'unico soggetto titolato ad acquistare e i consumatori prelevavano l'energia senza doversi impegnare a rispettare alcun programma (c.d. regime di scambio), nel 2005 i consumatori e i grossisti hanno acquisito la libertà di comprare direttamente energia sul mercato all'ingrosso, assumendosi nel contempo la responsabilità di dover rispettare i programmi di acquisto registrati pena l'applicazione degli oneri di sbilanciamento. Nell'ottica di un passaggio graduale al libero mercato, tuttavia, la normativa prevedeva che Terna potesse intervenire sul MGP con "offerte integrative di vendita o di acquisto" per compensare l'eventuale differenza tra la propria stima del fabbisogno complessivo e quella espressa dalla somma degli acquisti sul mercato, non ancora considerata del tutto affidabile: di conseguenza la partecipazione degli acquirenti veniva limitata al solo MGP e non anche estesa al MA, per evitare che questi potessero modificare sul MA l'effetto delle offerte integrative presentate da Terna sul MGP. Sempre in quest'ottica di gradualità, inoltre, agli acquirenti era concessa una franchigia sui propri sbilanciamenti, al di sotto della quale gli sbilanciamenti venivano valorizzati al prezzo non penalizzante del MGP. A partire dal 2005, tuttavia, tanto la soglia dell'errore oltre la quale Terna poteva intervenire quanto la dimensione della franchigia concessa agli acquirenti sono andate progressivamente riducendosi, fino al 2009 in cui la possibilità di intervento di Terna è stata sostanzialmente eliminata¹², la franchigia sugli sbilanciamenti è stata ridotta al minimo (dall'originario 10% all'attuale 1,5%) e sul MA è stata introdotta la possibilità di partecipazione anche degli acquirenti. Di conseguenza è stata anche eliminata la PAB, la cui funzione era esclusivamente quella di fornire agli acquirenti uno strumento alternativo al MA per la gestione dei propri programmi. Vale la pena segnalare che l'eliminazione delle offerte integrative ha ridotto i volumi trattati sul MGP di circa 3-6 TWh, mentre l'apertura del MA (e successivamente del MI) alla domanda ha portato un incremento di circa 0,32 TWh, più che compensando la perdita dei 0,6 TWh scambiati nel 2008 sulla PAB. Evidentemente tutti questi dati risentono del generale calo dei consumi registrato nel 2009 a causa della crisi economica. Tuttavia esprimendoli in percentuali si ottiene che a fronte di un calo di liquidità del MGP di 1 p.p. rispetto al 2008, il peso relativo di MA su MGP è cresciuto dal 5 al 6%.

3.3.2 La Piattaforma Conti Energia (PCE)

La Piattaforma Conti Energia non è un mercato ma una piattaforma dove gli operatori di mercato registrano i contratti a termine conclusi al di fuori del MPE, senza alcuna indicazione relativa ai prezzi contrattuali. Come visto in precedenza, 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

¹⁰ Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE).

¹¹ Tale valore derivava dalla definizione del prezzo convenzionale adottato nelle verifiche di capienza finanziaria delle offerte di acquisto senza indicazione di prezzo.

¹² Ai sensi dell'articolo 70.4 della delibera 111/06 come successivamente aggiornata, Terna conserva la possibilità di presentare offerte integrative "in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale". Di fatto nel 2009 Terna non ha mai presentato offerte integrative.

che gli operatori si impegnano a 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 agli operatori di mercato iscritti a IPEX anche altre forme di flessibilità: la possibilità di registrare programmi inferiori ai saldi netti registrati sul proprio conto e la possibilità di registrare detti programmi con indicazioni di prezzo positivo, con ciò determinando un'accettazione dei programmi sul MGP solo in caso detto prezzo risulti inferiore al prezzo zonale che concorre a determinare. Entrambi questi strumenti sono consentiti solo agli operatori iscritti su IPEX perché comportano uno sbilanciamento a programma e quindi un acquisto o una vendita sul MGP. Per questo motivo, a fronte di 173 TWh di contratti registrati sulla PCE, i programmi registrati ammontano solo a 100 TWh. Si deve infine aggiungere che, in virtù di quanto previsto nella delibera AEEG n. 111/06, sulla PCE possono essere registrati solo contratti con consegna differita massima di due mesi. Ciò implica che per i contratti aventi durata più lunga si debbano eseguire una serie di registrazioni per *tranche* successive.

3.3.3 Il Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE)

Il Mercato a Termine dell'Energia è un mercato organizzato, introdotto il 1/11/2008, sul quale si possono scambiare prodotti standardizzati a termine, aventi sia profilo *baseload* che *peakload*, con obbligo di consegna fisica e in cui il GME agisce da controparte centrale. L'obbligo di consegna fisica ha suggerito, almeno in una prima fase, di integrare pienamente l'MTE con la PCE; ciò al fine di salvaguardare le esigenze di sicurezza e stabilità del sistema elettrico. E' stata così prevista la registrazione immediata sulla PCE delle posizioni fisiche derivanti da contratti conclusi su MTE, limitando di conseguenza l'orizzonte temporale massimo da questi coperto a 60 giorni, ossia il periodo massimo di consegna previsto per la registrazione degli scambi di energia elettrica sulla PCE. In ogni seduta gli operatori avevano a disposizione 4 contratti settimanali e uno mensile, cui a partire dal 16/2/2009 se ne sono aggiunti 9 giornalieri. Per effetto della legge 02/2009, a partire dal 1/11/2009 la struttura del mercato è stata allineata a quella delle principali borse elettriche europee, eliminando i contratti giornalieri e settimanali e ampliando l'orizzonte temporale coperto dai contratti offerti. Attualmente vengono quotati contemporaneamente 3 contratti mensili, 4 trimestrali e un annuale (sempre con profilo *baseload* e *peakload*), mentre con riferimento alla liquidazione dei contratti, solo quello mensile in scadenza va in consegna. Agli altri, in prossimità dell'inizio del periodo di consegna, viene applicato il meccanismo del *cascading*, in base al quale vengono suddivisi in un numero equivalente di contratti con un periodo di consegna inferiore¹³. Questa nuova struttura ha comportato, tra le altre cose, che i contratti conclusi sul MTE vengono riversati sulla PCE non più all'atto della stipula degli stessi bensì 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 continua, in cui ogni coppia di contratti viene abbinata in base al proprio prezzo contrattuale. Il prezzo di riferimento pubblicato dal GME è calcolato come la media dei prezzi dei contratti conclusi, ponderati per i rispettivi volumi. Su MTE possono essere registrate anche le transazioni concluse OTC, indicando le quantità di energia e il prezzo oggetto del corrispondente contratto bilaterale; gli operatori possono così gestire in maniera efficiente il rischio di controparte insito in tali contratti. Sebbene i volumi rimangano ridotti, nei primi due mesi di funzionamento del nuovo MTE, sono state concluse 12 transazioni per complessivi 70.824 MWh, contro le 9 negoziazioni, per un totale di 57.600 MWh registrate nell'analogo periodo dell'anno precedente.

3.3.4 Consegna Derivati Energia (CDE)

La CDE è la Piattaforma dove 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

¹³ 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.

del mercato elettrico; tuttavia possono richiedere la consegna fisica sul 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, sui 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 di cui il GME diviene controparte, la quale ha segno corrispondente ai contratti consegnati, e che viene registrata sui conti energia della PCE nella disponibilità dello stesso operatore.

3.3.5 Il sistema di garanzie del mercato elettrico

Il sistema di garanzie del mercato elettrico è stato aggiornato a partire dal 1/11/09 al fine di adeguarlo alle esigenze derivanti dalla quotazione sul MTE di prodotti aventi periodi di consegna superiori al mese, nonché per tenere conto delle partite economiche derivanti dalla CDE.

Gli operatori del mercato elettrico 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, e, qualora presentate nella forma di fideiussioni, le stesse devono essere conformi, a seconda dei casi, ai modelli allegati alla Disciplina stessa (art. 79) e possono essere aggiornate presentando una lettera di aggiornamento conforme, a seconda dei casi, ai modelli allegati alla Disciplina (art. 80).

L'articolo 79, comma 1 della Disciplina prevede che:

- gli operatori che intendono operare sui mercati dell'energia (MGP, MI, MTE e CDE) ovvero sulla PCE presentano garanzie finanziarie nella forma di fideiussioni secondo l'Allegato 3 della Disciplina;
- ai soli fini della presentazione di offerte congrue sul MPE, gli operatori presentano garanzie finanziarie nella forma di fideiussioni secondo l'Allegato 5 o, alternativamente ovvero cumulativamente, secondo l'Allegato 3 della Disciplina;
- ai soli fini della presentazione di offerte congrue sul MPE ovvero di richieste di registrazioni sulla PCE, gli operatori presentano garanzie finanziarie nella forma di fideiussioni secondo l'Allegato 7 o, alternativamente ovvero cumulativamente, secondo l'Allegato 3 della Disciplina;
- il deposito infruttifero in contanti può essere presentato a copertura dell'esposizione derivante sia dai mercati dell'energia che dalla PCE.

La fideiussione, prestata secondo l'allegato 3 della Disciplina, garantisce tutte le obbligazioni, pregresse e future, che derivano o deriveranno in capo all'operatore nei confronti del GME, in relazione alla sua partecipazione ai mercati dell'energia (MGP, MI, MTE e CDE) e alla PCE, a qualsiasi titolo, anche accessorio, salvo quelle nascenti dal mancato pagamento dei corrispettivi.

La fideiussione, prestata secondo gli allegati 5 o 7 della Disciplina, garantisce tutte le obbligazioni che derivano in capo all'operatore nei confronti del GME, in relazione alla sua partecipazione ai mercati dell'energia (MGP e MI), per l'allegato 5 e ai mercati dell'energia (MGP e MI) e alla PCE, per l'allegato 7 a qualsiasi titolo, anche accessorio, salvo quelle nascenti dal mancato pagamento dei corrispettivi.

L'operatore può decidere come suddividere le garanzie tra i diversi mercati ai quali le stesse possono essere destinate. Per quanto riguarda la definizione delle partite economiche che devono essere coperte tramite le garanzie, l'operatore deve garantire:

- il totale controvalore del debito netto, maturato in ciascun mese sul MGP e sul MI, che non sia stato ancora oggetto di pagamento;
- parte del controvalore delle posizioni contrattuali aperte sul MTE, sia in acquisto che in vendita e non ancora consegnate;
- il totale controvalore del debito netto derivante, in ciascun mese, dalle posizioni maturate sul MTE, che siano già state consegnate, ma che non siano state ancora oggetto di pagamento;

- il totale controvalore del debito netto derivante, in ciascun mese, dalle posizioni consegnate sulla CDE, ma che non siano state ancora oggetto di pagamento;
- le potenziali partite economiche per CCT, relative alle posizioni registrate sulla PCE per periodi di consegna per i quali non si sia ancora svolto il MGP;
- il totale controvalore del debito netto per CCT derivante, in ciascun mese, dalle posizioni registrate sulla PCE per periodi di consegna per i quali non si è già svolto il MGP, ma che non siano stato ancora oggetto di pagamento.

Per quanto riguarda il MTE, le posizioni contrattuali aperte, sia in acquisto che in vendita e non ancora consegnate, sono valutate ogni giorno, al termine della sessione di negoziazione, sulla base di:

- un prezzo di controllo che tiene conto dell'andamento dei prezzi sul MTE;
- la volatilità dei prezzi sul MTE;
- la correlazione tra i prezzi dei prodotti aventi lo stesso periodo di consegna ma profilo diverso (*baseload/peakload*);
- la correlazione tra i prezzi dei prodotti aventi lo stesso profilo (*baseload/peakload*) ma periodi di consegna diversi.

Le informazioni puntuali circa il calcolo delle garanzie richieste dal GME a ciascun operatore del mercato elettrico sono pubblicate nella DTF n.7 ME.

3.4 I Mercati Ambientali gestiti dal GME

3.4.1 Il Mercato dei Certificati Verdi (MCV)

Il MCV è stato organizzato dal GME in adempimento alle disposizioni di legge previste nel d.m. 11/11/99 e consente ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai produttori ed importatori di energia da fonti convenzionali soggetti all'obbligo e ai grossisti di trovare facilmente la controparte negoziale per le loro compravendite di CV.

La partecipazione al Mercato dei CV in qualità di acquirenti o venditori è consentita infatti al GSE, ai produttori nazionali o esteri, ai clienti grossisti, ai soggetti che importano energia elettrica, alle formazioni associative nelle quali i consumatori e gli utenti siano organizzati, alle associazioni ambientaliste e alle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori (art. 82, Disciplina del Mercato Elettrico). Una volta acquisita la qualifica di "operatore del mercato", al termine della procedura di ammissione prevista, gli operatori possono partecipare alle sessioni di mercato che vengono organizzate dal GME. Le regole del mercato prevedono che venga organizzata almeno una sessione settimanale nel periodo che va da gennaio a marzo di ciascun anno, ed almeno una sessione mensile nella rimanente parte dell'anno.

Da qualche tempo si è consolidata la consuetudine di organizzare una sessione settimanale in quasi tutti i mesi dell'anno, alla luce di un crescente interesse da parte degli operatori di scambiare i CV anche in periodi lontani rispetto alla data di scadenza per l'adempimento dell'obbligo (31 marzo di ciascun anno).

Le sessioni di mercato hanno luogo generalmente ogni mercoledì dalle ore 9:00 alle ore 12:00 e si svolgono secondo il metodo della contrattazione continua. Durante le sessioni di contrattazione gli operatori possono inserire in maniera continua le proprie proposte di acquisto o vendita. Al momento dell'inserimento, le proposte di acquisto vengono ordinate secondo un ordine decrescente di prezzo, mentre le offerte di vendita secondo un ordine crescente di prezzo; in caso di prezzo uguale, viene attribuita priorità alla proposta di acquisto/vendita inserita prima. La quantità minima negoziabile è pari ad 1 CV.

L'abbinamento delle proposte inserite avviene secondo i seguenti criteri definiti dalla Disciplina del Mercato Elettrico:

- nel caso di proposta di acquisto con limite di prezzo, l'abbinamento avviene a capienza con proposte di vendita a prezzo inferiore o uguale al limite fissato in acquisto e secondo l'ordine di priorità precedentemente espresso;
- nel caso di proposta di vendita con limite di prezzo, l'abbinamento avviene a capienza con proposte di acquisto a prezzi uguali o superiori al limite fissato in vendita e secondo la priorità definita;
- nel caso di proposta di acquisto senza limite di prezzo, l'abbinamento avviene a capienza con una o più offerte di vendita con prezzo uguale al migliore prezzo di vendita presente al momento dell'immissione della proposta di acquisto e secondo l'ordine di priorità espresso in precedenza;
- nel caso di proposta di vendita senza limite di prezzo, l'abbinamento avviene a capienza con una o più offerte di

acquisto con prezzo uguale al migliore prezzo di acquisto presente al momento dell'immissione della proposta di vendita, secondo l'ordine di priorità.

Per ogni transazione eseguita mediante abbinamento automatico, il prezzo è pari a quello della proposta avente priorità temporale superiore. Il GME, entro le ventiquattro ore successive al termine di ogni sessione, dà a ciascun operatore la conferma delle transazioni eseguite indicando i seguenti dati: a) tipologia della transazione; b) quantità; c) prezzo; d) giorno e ora; e) tipologia di CV acquistati o venduti; f) controvalore.

Alla fine della sessione, in virtù del ruolo di controparte centrale assunto dal GME (si veda il paragrafo sul sistema di garanzie), gli operatori venditori dovranno emettere fattura nei confronti del GME e riceveranno un unico pagamento dal GME stesso. Gli operatori acquirenti riceveranno invece un'unica fattura da parte del GME.

Lo scambio dei CV è possibile anche al di fuori della sede di negoziazione, attraverso contrattazione bilaterale tra gli operatori. Il d.m. 18/12/08 ha però previsto che, a partire dal 1 gennaio 2009, tutte le transazioni bilaterali debbano essere registrate attraverso la Piattaforma Bilaterali CV (PBCV), funzionalità del mercato CV, con comunicazione obbligatoria del prezzo.

3.4.2 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

Il mercato dei TEE è stato organizzato nell'ambito del meccanismo di incentivazione del risparmio energetico introdotto dai dd.mm. 20/07/04. I distributori di energia elettrica e gas obbligati a raggiungere un *target* di risparmio annuale, quelli non obbligati e le *Energy Service Companies* (ESCO), società che operano nel settore dei servizi energetici, hanno la possibilità di trovare la controparte negoziale nel mercato GME.

Le regole del mercato prevedono che le sessioni debbano tenersi almeno una volta a settimana nel periodo febbraio-maggio di ciascun anno, e almeno una volta al mese nella rimanente parte dell'anno, anche se attualmente vengono organizzate sessioni settimanali in quasi tutti i mesi.

Le contrattazioni avvengono, al pari del mercato dei certificati verdi, attraverso il metodo della negoziazione continua, generalmente il martedì, dalle ore 9:00 alle ore 12:00. Gli operatori ammessi al mercato possono accedere e presentare le loro proposte di acquisto e di vendita. I criteri di abbinamento delle proposte di acquisto e vendita sono del tutto analoghi a quelli del mercato dei certificati verdi descritti nel paragrafo precedente.

Alla fine della sessione, gli operatori venditori dovranno emettere fattura nei confronti di ciascun operatore acquirente controparte nelle loro transazioni, poiché il GME non opera in qualità di controparte centrale su tale mercato (si veda il paragrafo 3.4.4 inerente il sistema di garanzie dei mercati ambientali).

Oltre alla contrattazione nella sede organizzata dal GME, è possibile scambiare i TEE attraverso contratti bilaterali, i quali andranno poi registrati sul Registro TEE sempre organizzato e gestito dal GME. Su tale Registro, viene assegnato, a ciascun operatore, un conto proprietà nel quale vengono depositati i TEE emessi a fronte di progetti di efficienza energetica certificati dall'AEEG e dove, analogamente, vengono trasferiti i TEE negoziati sia tramite transazioni bilaterali sia sul mercato organizzato.

3.4.3 Il Mercato delle Unità di Emissione (EUA)

Nell'ambito della Direttiva europea 2003/87/CE che istituisce un sistema di *Emission Trading* nella Comunità europea, il GME ha organizzato una piattaforma di scambio dei permessi di emissione (EUAs) nonché dei crediti di emissione CERs relativi a progetti realizzati all'interno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto (in particolare il *Clean Development Mechanism*). Le EUAs, segnatamente, vengono assegnate agli impianti che operano in ciascuno dei settori industriali ad alta emissione di CO₂ elencati dalla Direttiva, attraverso dei Piani Nazionali di Allocazione, predisposti da ciascuno Stato membro ed approvati dalla Commissione europea. Le EUAs vengono rilasciate a favore dell'operatore e depositate su un conto proprietà aperto a favore dell'operatore su uno dei Registri nazionali organizzati all'interno di ciascuno Stato membro. Detti Registri sono poi interconnessi tra di loro attraverso il *Community Independent Transaction Log* ("CITL"), sistema centralizzato che consente sia il collegamento che la sincronizzazione di tutti i Registri, al fine di evitare, per esempio, che ci possano essere EUAs presenti nello stesso momento in due conti proprietà differenti. Alla fine

di ogni anno ciascun impianto deve riconsegnare, all'autorità nazionale designata, un numero di permessi di emissione equivalente al livello di CO₂ effettivamente immessa in atmosfera.

Il mercato delle EUAs è un mercato europeo, poiché le unità emesse da uno Stato membro a favore di uno degli impianti ubicati in quel paese possono essere scambiate e utilizzate per l'adempimento all'obbligo indifferentemente in tutti gli Stati membri. Ciò nonostante sono state avviate diverse piattaforme di scambio, organizzate spesso dai gestori delle borse elettriche europee, per offrire ai propri operatori l'opportunità di scambiare le EUAs senza doversi iscrivere a un'altra borsa.

Il mercato gestito dal GME è partito all'inizio del 2007 ed è organizzato attraverso delle sessioni generalmente settimanali. Gli scambi avvengono secondo il meccanismo della negoziazione continua con criteri di abbinamento delle proposte analoghi a quelli già descritti per il mercato CV.

Il GME garantisce il buon fine delle operazioni grazie al ruolo di controparte centrale svolto sul mercato. La fatturazione pertanto sarà a favore del GME per gli operatori venditori, mentre gli operatori acquirenti riceveranno un'unica fattura dal GME. Al fine di garantire il buon fine delle operazioni concluse sul mercato organizzato, il GME ha previsto un sistema di garanzie (si veda il paragrafo successivo).

3.4.4 Il Sistema di garanzia dei mercati ambientali

Da novembre 2008 il GME è controparte centrale sia sul mercato dei certificati verdi che su quello delle unità di emissione, garantendo il buon fine delle operazioni.

Per poter garantire il buon fine dei pagamenti, è previsto che tutti gli operatori che intendono partecipare al mercato in qualità di acquirenti devono provvedere al versamento di un deposito a garanzia totale delle operazioni su un conto corrente intestato al GME, prima dell'inizio di ciascuna sessione di mercato. In tal modo tutti gli acquisti saranno completamente garantiti.

Analogamente, per garantire la consegna dei titoli negoziati sul mercato GME, è previsto che, per il mercato dei certificati verdi, vengano ammessi alla vendita solo quei certificati presenti sul conto proprietà di ciascun operatore sul Registro GSE. Per le EUAs, invece, si richiede che le unità da vendere vengano trasferite presso il conto proprietà intestato al GME sul Registro nazionale delle unità di emissione gestito dall'ISPRA.

L'introduzione di una struttura di mercato improntata sul principio di indifferenza di controparte e, conseguentemente, di un sistema di garanzia, fatturazione e regolazione dei pagamenti basato sul GME quale controparte centrale, consente di eliminare completamente il rischio di controparte esistente in capo agli operatori e derivante dall'eventuale mancato adempimento delle obbligazioni nascenti dalla conclusione dei contratti sul mercato. Con l'introduzione della controparte centrale, il mercato diviene totalmente anonimo a tutto vantaggio della trasparenza e della formazione economicamente efficiente del prezzo dei titoli scambiati. Inoltre, comporta una semplificazione degli adempimenti amministrativo-contabili derivanti dalla partecipazione al mercato organizzato; gli operatori, infatti, hanno un unico soggetto – il GME – con cui relazionarsi. I venditori emettono una sola fattura nei confronti dell'acquirente GME, mentre, dal lato opposto, gli operatori acquirenti effettuano un unico pagamento a favore del GME a titolo di deposito a garanzia totale degli acquisti. Successivamente, alla conclusione delle transazioni di mercato, gli operatori acquirenti ricevono un'unica fattura dal GME.

A differenza degli altri due mercati ambientali, nel mercato dei titoli di efficienza energetica il GME non è controparte centrale. E' previsto, a garanzia dei venditori, che gli operatori acquirenti rendano disponibile, su un conto corrente intestato al GME, prima dell'inizio di ciascuna sessione, un ammontare a titolo di deposito in conto prezzo che copra una parte del controvalore degli acquisti. Analogamente, per garantire gli acquirenti, è previsto che i TEE vendibili siano solo quelli presenti sul conto proprietà presso il Registro dei TEE, gestito sempre dal GME.

A fine sessione di mercato, qualora il deposito in conto prezzo non fosse sufficiente a coprire l'intero valore del prezzo negoziato, l'acquirente dovrà integrare il pagamento, versando la parte rimanente direttamente all'operatore venditore, entro due giorni lavorativi successivi alla chiusura della sessione. Verificato il buon esito di detti pagamenti, il GME provvede a trasferire le somme depositate a titolo di deposito in conto prezzo a favore degli operatori venditori, che così vedranno completato il pagamento a loro favore relativo alle transazioni effettuate.

La fatturazione avverrà tra le parti, non essendo il GME controparte centrale.

3.5 Le novità introdotte in materia del mercato del gas

La creazione di una borsa del gas, affidata nel 2009 per legge al GME (cfr. paragrafo 3.1), avverrà seguendo un approccio graduale al fine di consentire anche agli operatori meno sofisticati di adattarsi alla nuova struttura del settore e di procedere in maniera per quanto possibile coordinata con la riforma di altri punti strategici della filiera, in particolare il bilanciamento, nonché la gestione delle risorse di stoccaggio.

In una prima fase, partita nel mese di maggio del 2010, è stata predisposta una piattaforma di negoziazione (P-GAS) che, pur essendo aperta a tutti, ha come finalità principale quella di consentire agli operatori l'adempimento dell'obbligo di offerta sul mercato regolamentato di una quota delle importazioni di gas prodotto in paesi non europei, previsto dalla legge 40/2007.

Il GME ha messo a disposizione degli operatori dei *book* di negoziazione in cui questi possono offrire partite di gas a condizioni contrattuali da loro stabilite, mentre i periodi di consegna disponibili sono pari a un mese e a un anno termico¹⁴. I potenziali acquirenti per poter operare, dopo aver visionato le condizioni contrattuali ed essersi impegnati ad accettarle in maniera incondizionata, devono chiedere al venditore di essere abilitati. Sebbene i contratti conclusi siano vincolanti per entrambe le parti, il GME svolge esclusivamente una funzione di intermediazione pura, lasciando ai contraenti la gestione di eventuali garanzie, la regolazione dei pagamenti e la registrazione del gas scambiato presso il Punto di Scambio Virtuale (PSV).

In una seconda fase verranno offerte, secondo quanto previsto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 18 marzo 2010, anche le aliquote di prodotto dovute allo Stato per le concessioni di coltivazione dei giacimenti nazionali. Si ricorda che in questo caso è previsto in capo ai titolari di concessione un obbligo di cessione e non di offerta come avviene invece per le quote import.

Il citato Decreto Ministeriale prevede che entro il 1° ottobre 2010 il GME assuma le funzioni di controparte centrale nella Piattaforma.

¹⁴ Non essendo prevista alcuna forma di standardizzazione verrà predisposto un *book* separato per ogni venditore e ogni tipologia contrattuale.

4 LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

Il 2009 resterà un anno eccezionale nella storia del mercato elettrico italiano, per gli effetti simultaneamente indotti dalla pesante crisi economica che ha investito il mondo intero e dallo scoppio della bolla petrolifera. Il più forte calo dei consumi degli ultimi 60 anni (-6,7%) ha riportato la domanda indietro di quasi 7 anni, affiancandosi al crollo dei prezzi del Brent (-33%) tornati a livello del 2005. Questi due fattori, congiuntamente a un ulteriore aumento della capacità installata di circa 2.000 MW, hanno avuto un forte impatto sul mercato elettrico: il Pun è sceso sotto i 64 €/MWh, tornando ai livelli del 2005 con un drastico -27%; il margine di guadagno inglobato nei prezzi, calcolato con lo *spark spread*, ha toccato il nuovo minimo storico di 15 €/MWh (-4%); il potere di mercato ha registrato un'ulteriore riduzione, portando ai minimi storici sia la quantità complessivamente scambiata in condizioni non concorrenziali (17%) sia la quota di volumi su cui il prezzo è stato fissato da uno stesso operatore (27%). In questo contesto di eccezionale trasformazione del settore e di forte riduzione delle contrattazioni, il mercato del GME ha mostrato un'ottima capacità di tenuta, mantenendo una quota dei volumi scambiati in borsa sul totale sostanzialmente costante (68%).

All'interno di questo quadro, si sono peraltro registrate variazioni significative nelle diverse zone in cui si articola il mercato elettrico. Ci si riferisce in particolare a tre fenomeni: la forte riduzione del differenziale di prezzo sul continente, a fronte del permanere di un differenziale di prezzo tra continente e isole mediamente superiore al 30%; la progressiva integrazione della Sardegna nei prezzi continentali avvenuta nell'ultimo bimestre, grazie all'apertura del nuovo collegamento tra Sardegna e Centro Sud; e soprattutto la marcata riduzione delle quotazioni nella zona Sud, diventata per la prima volta la zona caratterizzata da prezzi più bassi nel mercato italiano per effetto dell'eccesso di offerta prodotto congiuntamente dall'ulteriore incremento di capacità disponibile e dal ridisegno del perimetro della zona stessa richiesto da Terna e approvato dall'AEEG.

Il 2009 è stato tuttavia segnato anche da due altre importanti novità: l'entrata a regime dell'operatività del mercato a termine fisico (MTE), che si è affiancato al mercato a termine finanziario di Borsa Italiana (Iindex), quotando prima prodotti di durata massima mensile e lanciando a fine anno anche prodotti trimestrali e annuali; e l'approvazione della legge 02/2009 di riforma del mercato elettrico, che ha introdotto il nuovo Mercato Infragiornaliero (MI), promuovendo al contempo la riforma del Mercato a termine e la sua integrazione con Iindex. Se la prima novità ha manifestato i propri effetti, in termini di volumi, solo a partire dall'inizio del 2010, la seconda ha prodotto subito un riscontro positivo portando all'aumento sia dei partecipanti al MI (+43%), grazie anche all'apertura di tale mercato ai consumatori introdotta dal 1 gennaio 2009, sia dei volumi scambiati (+3%), che pur restando ridotti rappresentano l'unico dato in controtendenza nel panorama di generale contrazione delle negoziazioni.

4.1 Partecipazione al mercato

Nonostante la crisi economica generale, il numero di operatori iscritti al mercato è cresciuto anche nel 2009 raggiungendo il nuovo massimo di 161 società. Come già negli anni passati, una quota sensibile dell'aumento si è concentrata sul MGP, dove gli operatori iscritti sono diventati 116 (+10), tuttavia la novità è che per la prima volta si è registrato un aumento sensibile di partecipazione anche al MA, dove gli operatori sono saliti a 53 (+16) per effetto sia dell'apertura di tale mercato alla domanda dal 1/1/2009 sia dell'introduzione, a partire dal 1/11/2009, di una seconda sessione del MA (rinominato MI e articolato in MI1 e MI2). L'incremento è stato tale da compensare la chiusura della PAB seguita all'apertura alla domanda del MA e la lieve diminuzione del numero di operatori attivi sul MSD (20) (Tab. 4.1).

	La partecipazione al mercato				
	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Operatori iscritti</i>	161	151	127	103	91
PCE (incluso MTE)					
<i>Operatori con offerte</i>	88	101	108	-	-
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	68	76	94	-	-
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	65	71	73	-	-
IPEX					
MTE					
<i>Operatori con offerte</i>	16	8	-	-	-
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	13	8	-	-	-
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	15	6	-	-	-
MGP (escluso PCE)					
<i>Operatori con offerte</i>	116	106	89	80	69
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	92	85	71	54	42
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	92	91	74	68	61
MA					
<i>Operatori con offerte</i>	53	37	32	34	23
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	48	34	29	29	23
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	49	36	32	31	23
MSD					
<i>Operatori con offerte MSD ex-ante</i>	20	22	19	18	17
<i>Operatori con offerte MSD ex-post</i>	20	21	19	18	17
PAB					
<i>Operatori con offerte</i>	-	10	37	48	52

La crisi economica ha invece pesato sui volumi scambiati, sebbene con effetti non omogenei tra le diverse piattaforme. Dal canto loro, i mercati a termine hanno registrato modesti incrementi sia per quanto riguarda MTE che PCE. In particolare, su MTE l'aumento degli scambi a 0,12 TWh riflette soprattutto la maggior durata dell'operatività rispetto al 2008 e in parte il lancio in novembre di nuovi prodotti (trimestrale e annuale) che già nei primi mesi del 2010 hanno incontrato un interesse sensibilmente maggiore¹; viceversa l'incremento sensibile dei contratti registrati sulla PCE che sono arrivati a 173 TWh (+14%) non riflette la tendenza manifestatasi sul sottostante (calato a 100 TWh per effetto della crisi), quanto un aumento dell'attività di *trading*, testimoniato dall'ulteriore incremento del "*churn ratio*" (Tab. 4.2)².

La crisi di domanda si è invece fortemente riflessa sui mercati a pronti, come attestano sia la già citata riduzione dei programmi in esecuzione dei contratti bilaterali registrati sulla PCE attestatisi a 100 TWh (-4%), sia il calo dei volumi scambiati su MGP che sono stati pari a 213 TWh (-7%). La riduzione proporzionalmente maggiore registrata dal MGP rispetto alla PCE riflette probabilmente il diverso ruolo del MGP, che raccogliendo i volumi destinati alla modulazione del sistema è il primo a risentire di un calo della domanda; tuttavia un fattore rilevante è certamente attribuibile all'effetto

1 MTE ha iniziato la propria operatività il 1/11/2008. Nella stessa data del 2009 è avvenuto il lancio dei nuovi prodotti.

2 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.

della crisi economica sui prezzi di borsa, che ha prodotto per la prima volta prezzi annui in borsa inferiori ai prezzi registrati sul mercato OTC, inducendo i produttori a spostarsi parzialmente dalla prima al secondo nel tentativo di contenere la riduzione dei propri profitti: significativo in tal senso verificare come la riduzione della liquidità sia stata progressivamente più alta col passare dell'anno, mano a mano che i margini di produzione si riducevano (Fig. 4.2, Fig. 4.6). In questo contesto spicca il modesto aumento dei volumi scambiati sul MA (sostituito nell'ultimo bimestre dai due MI), attestatisi a 12 TWh (+4%). Tale dato non riflette la maggior partecipazione al mercato determinata dalla sua apertura alla domanda quanto piuttosto gli effetti dell'avvio del MI, come dimostra il fatto che la crescita media annua compensi una riduzione netta nei primi 10 mesi di MA da 9,8 a 9,3 TWh (-5%) con una sensibile crescita, da 1,9 a 2,6 TWh (+42%), nell'ultimo bimestre dell'anno (Tab. 4.2). Relativamente al mercato di dispacciamento, infine, va registrata la modesta crescita dei volumi scambiati, pari a 45 TWh (+4%), che compensa forti riduzioni sul MB con forti incrementi sul MSD. A tale proposito merita rilevare come la crescita del MSD si sia concentrata soprattutto sul MSD a scendere, a testimonianza dei problemi di rispetto dei vincoli di minimo tecnico indotti sul sistema dalla forte crisi di domanda (Tab. 4.2).

Tab. 4.2

Volumi scambiati su Ipx (TWh)

	2009*		2008*		2007		2006		2005
	TWh	delta %	TWh	delta %	TWh	delta %	TWh	delta %	TWh
Mercati energia (a+b+d+f+l)	397,97	0,5%	397,26	18,6%	334,05	55,5%	214,87	-3,5%	222,70
Contrattazioni a termine (a+b)	173,01	13,8%	152,42	57,2%	96,70				
(a) MTE	0,12	** 117,3%	0,06						
(b) PCE netto mte	172,88	13,8%	152,36	** 57,1%	96,70				
Contrattazioni spot (a+f+l)	325,36	-6,6%	349,16	0,6%	346,01	-0,6%	348,16	1,5%	342,90
(c) MGP (d+e)	313,43	-6,7%	336,96	1,8%	329,95	0,0%	329,79	2,0%	323,18
(d) MGP netto pce	213,03	-8,2%	232,64	4,8%	221,29	12,6%	196,50	-3,2%	202,99
(e) PCE/bilaterali	100,39	-3,5%	104,32	-4,3%	108,66	-18,5%	133,29	10,9%	120,20
(f) MA/MI (g+h+i)	11,93	2,7%	11,65	-8,8%	12,74	28,1%	9,94	-4,9%	10,45
(g) MA	9,30	** -19,9%	11,65	-8,8%	12,74	28,1%	9,94	-4,9%	10,45
(h) MI1	1,68								
(i) MI2	0,95								
(l) PAB			0,55	-83,5%	3,33	-60,5%	8,43	-9,0%	9,26
Mercati dispacciamento (m+n+o+p)	45,44	4%	43,83	-6,2%	46,57	2,5%	45,45	7,1%	42,43
(m) MSD a salire	12,52	8,4%	11,58	-20,8%	14,58	19,8%	12,17	5,0%	11,59
(n) MSD a scendere	14,65	30,4%	11,26	-6,6%	12,03	-15,8%	14,27	9,2%	13,07
(o) MB a salire	7,80	-19,0%	9,66	3,4%	9,31	-15,4%	11,00	12,0%	9,82
(p) MB a scendere	10,47	-7,3%	11,33	6,0%	10,66	33,1%	8,01	0,8%	7,95

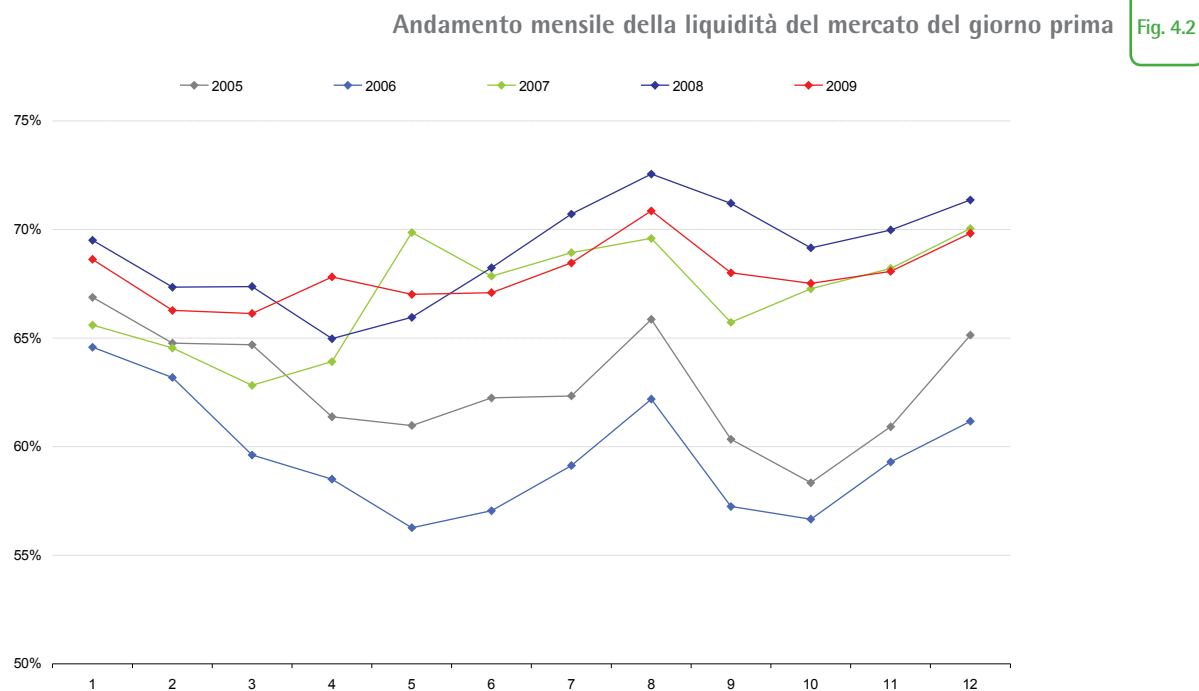
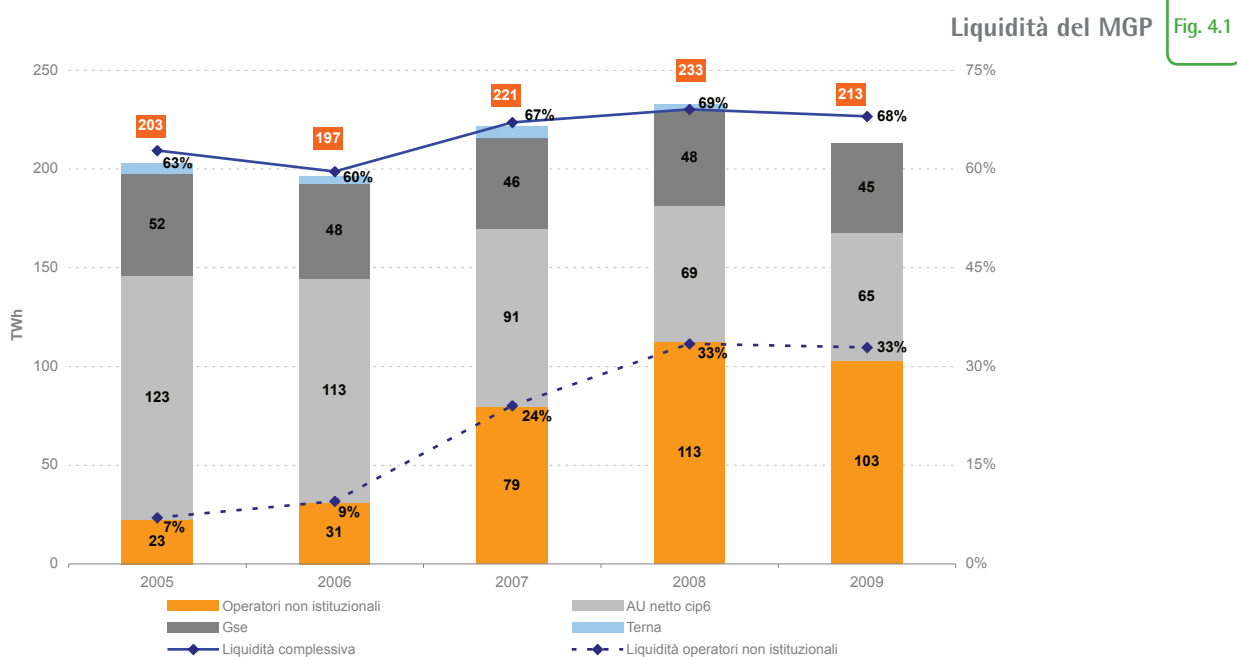
(*) le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

(**) le variazioni percentuali risentono della diversa durata dei periodi di operatività delle piattaforme, con riferimento al 2007 per PCE, 2008 per MTE e 2009 per MA

Il confronto tra il calo dei volumi scambiati sul MGP in senso stretto (213 TWh) e il calo dei volumi complessivi (313 TWh) evidenzia che, pure in una fase di forte contrazione della domanda, il mercato ha mostrato una notevole tenuta, come conferma il dato della liquidità attestato al 68%, in lieve flessione rispetto al picco del 2008 ma comunque al secondo livello più alto dall'avvio del mercato³. La tenuta del mercato è confermata anche dal fatto che i volumi scambiati in borsa da operatori non istituzionali (diversi cioè da Terna, GSE e AU) hanno rappresentato solo metà della riduzione complessiva, essendo calati da 113 a 103 TWh ed essendosi confermati stabili al picco del 33% raggiunto nel 2008 (Fig. 4.1). I restanti 10 TWh in meno sono invece da attribuirsi a fattori di natura "regolatoria": la scomparsa delle offerte integrative di Terna (-3,4 TWh), azzerate dalle modifiche introdotte con la delibera ARG/elt 203/08; l'ulteriore calo delle

³ La liquidità del MGP è calcolata come rapporto tra scambi eseguiti sul MGP e il totale degli scambi eseguiti su PCE e MGP.

vendite del GSE (-2,5 TWh) giunte al minimo degli ultimi cinque anni e ormai pari al 22% dei volumi di borsa; l'ennesima contrazione degli acquisti dell'AU, i cui volumi in borsa al netto del CIP6 sono scesi di ulteriori 4 TWh. Sotto questo profilo merita rilevare due fenomeni: da un lato l'apparente stabilizzazione dei volumi acquistati da AU, scesi da 99 a 95 TWh, facendo registrare un ribasso piuttosto modesto se confrontato con i quasi 60 TWh ceduti negli ultimi tre anni; dall'altro la ripresa dei volumi scambiati su PCE (+5 TWh) e la contestuale riduzione dei volumi scambiati su MGP (-9 TWh) segnala un cambiamento nella strategia di approvvigionamento di AU il cui peso sulle negoziazioni in borsa scende sotto il 33% rappresentando per la prima volta solo il 75% del fabbisogno complessivo dell'AU stesso. In questo contesto si consolida il *trend* di riduzione del ricorso allo sbilanciamento a programma su PCE, determinato da sbilanciamenti lato immissione che sono scesi attorno a 5 TWh, mentre gli sbilanciamenti lato prelievo salgono a 1,1 TWh (Tab. 4.3, Tab. 4.4).



Tab. 4.3

Composizione della domanda su MGP (TWh)

	2009	2008	2007	2006	2005	2009-2008	Struttura 2009
Borsa	213.034.688	232.643.731	221.292.184	196.535.249	202.986.064	-8,2%	68,0%
<i>Acquirente Unico</i>	70.700.952	79.448.673	106.570.141	132.230.746	139.179.980	-10,8%	22,6%
<i>Altri operatori</i>	134.481.029	137.922.614	99.756.337	49.717.421	47.682.936	-2,2%	42,9%
<i>Pompaggi</i>	2.891.281	5.108.149	6.340.347	7.443.272	8.087.174	-43,2%	0,9%
<i>Zone estere</i>	3.825.739	6.699.056	3.057.474	3.346.408	2.773.208	-42,7%	1,2%
<i>Saldo programmi PCE</i>	1.135.686	91.994	161	-	-	1137,9%	0,4%
<i>Offerte integrative</i>	-	3.373.245	5.567.723	3.797.402	5.262.767	-	-
Contratti bilaterali	100.390.479	104.317.566	108.657.023	133.254.781	120.198.786	-3,5%	32,0%
<i>Bilaterali esteri</i>	436.389	559.701	726.452	1.285.567	1.143.298	-21,8%	0,1%
<i>Bilaterali nazionali AU</i>	24.246.640	19.502.059	16.166.432	20.768.233	25.153.421	24,7%	7,7%
<i>Bilaterali nazionali altri operatori</i>	76.843.137	84.347.800	91.764.300	111.200.980	93.902.066	-8,6%	24,5%
<i>Saldo programmi PCE</i>	- 1.135.686	- 91.994	- 161	-	-	1137,9%	-0,4%
VOLUMI ACQUISTATI	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	-6,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	25.790.543	17.357.054	5.475.885	7.299.180	834.401	49,0%	
DOMANDA TOTALE	339.215.709	354.318.351	335.425.092	337.089.209	324.019.251	-4,0%	

(*) Le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

Tab. 4.4

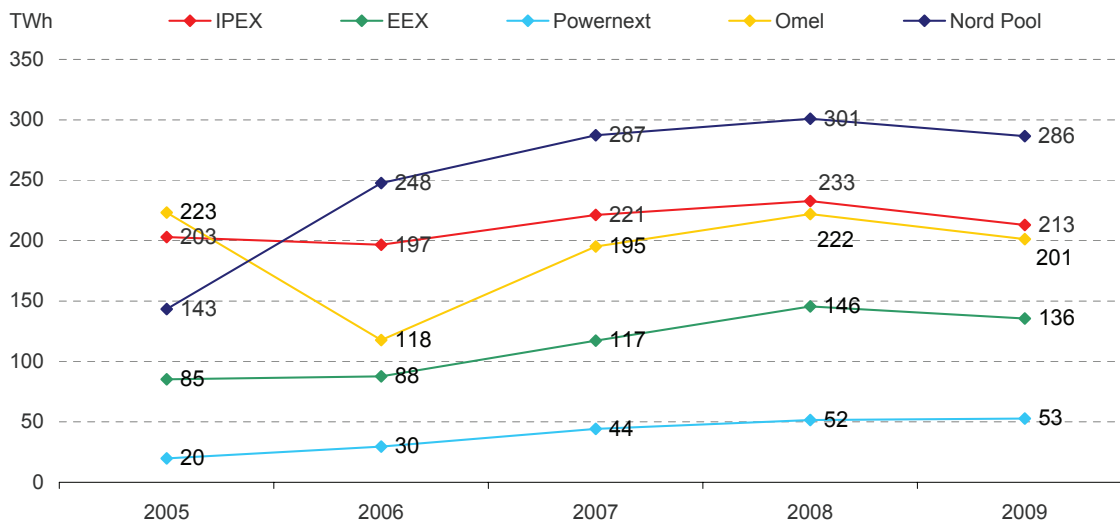
Composizione dell'offerta su MGP (TWh)

	2009	2008	2007	2006	2005	2009-2008	Struttura 2009
Borsa	213.034.688	232.643.732	221.292.184	196.535.249	190.203.057	-3,5%	68,0%
<i>Operatori</i>	131.158.116	147.438.784	142.990.379	123.564.850	133.900.904	-8,0%	41,8%
<i>GSE</i>	45.353.277	47.808.312	45.828.980	48.403.285	51.922.522	-0,8%	14,5%
<i>Zone estere</i>	31.215.502	21.788.559	16.786.271	7.969.332	931.017	86,5%	10,0%
<i>Saldo programmi PCE</i>	5.307.793	7.985.871	12.528.950	13.581.232	-	-57,5%	1,7%
<i>Offerte integrative</i>	-	7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.614	-	-
Contratti bilaterali	100.390.479	104.317.565	108.657.023	133.254.781	132.981.793	-7,4%	32,0%
<i>Bilaterali esteri</i>	19.108.051	26.013.295	33.782.919	42.000.374	51.831.818	-43,3%	6,1%
<i>Bilaterali nazionali</i>	86.590.221	86.290.141	87.403.054	104.835.639	81.149.975	-0,7%	27,6%
<i>Saldo programmi PCE</i>	- 5.307.793	- 7.985.871	- 12.528.950	- 13.581.232	-	-57,5%	-1,7%
VOLUMI VENDUTI	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	-4,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	185.806.695	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.970	24,0%	
OFFERTA TOTALE	499.231.861	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.820	4,2%	

(*) Le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

Confrontando il dato dei volumi scambiati su IPEX con quello relativo ai volumi scambiati sulle altre principali piazze europee, emerge come il calo dei consumi di elettricità registrato nel 2009 in tutta Europa abbia trainato al ribasso ovunque i volumi scambiati in borsa, penalizzando tuttavia di più le borse più grandi. In termini percentuali, infatti, le riduzioni più forti si sono registrate su Omel (-9%), IpeX (-8%) e EEX (-7%), mentre ha tenuto meglio Nord Pool (-5%) e Powernext (2%) si è mosso in controtendenza, facendo segnare una leggera crescita. In termini generali quindi si è ridotto il *gap* che separava le borse più grandi, tornate all'incirca ai valori di tre anni fa, da quelle più piccole che sono rimaste sostanzialmente stabili; di conseguenza il *ranking* internazionale, ancora dominato da Nord Pool (286 TWh), IpeX (213 TWh) e Omel (201 TWh), vede avvicinarsi EEX (136 TWh) e Powernext (53 TWh) (Fig. 4.3).

Liquidità del mercato del giorno prima sulle principali borse europee Fig. 4.3



4.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

4.2.1 I prezzi

4.2.1.1 Il prezzo di acquisto unico nazionale (Pun)

Sui mercati elettrici internazionali il 2009 è stato caratterizzato da una forte ondata di ribassi dei prezzi all'ingrosso, per l'effetto congiunto del crollo dei prezzi dei combustibili e del drastico rallentamento dei consumi di energia indotto dalla crisi economica. Questo andamento ha segnato anche il Pun, che ha registrato il ribasso più marcato dall'avvio delle contrattazioni, tornando a quotazioni prossime a quelle del 2005. La riduzione dei prezzi non è stata solo nominale, accompagnandosi invece a una riduzione dei margini di produzione incorporati nei prezzi e confermando il *trend* al ribasso evidenziato dallo "spark spread" dal 2005 in poi. In questo scenario va, tuttavia, rilevata la capacità degli operatori di mantenere uno *spark spread* positivo e addirittura in crescita per buona parte del 2009, cedendo margini solo nell'ultimo trimestre dell'anno, quando l'effetto congiunto di costi al rialzo, domanda stagnante ed eccesso di offerta crescente ha spinto lo *spark spread* a valori estremamente ridotti. Inoltre, si segnalano l'ulteriore incremento della volatilità del Pun, che conferma anche in questo caso un *trend* pluriennale, e il persistere di differenziali sensibili con le quotazioni delle borse estere.

Il prezzo medio di acquisto nel 2009 si è attestato a 63,72 €/MWh, secondo prezzo più basso dopo quello del 2005, con una caduta di intensità mai registrata sul mercato italiano (-26,8%). La contrazione dei prezzi ha interessato tutti i mesi dell'anno, con una serie di dodici ribassi tendenziali consecutivi, nonché tutti i gruppi di ore. In particolare, le ore di picco hanno registrato le riduzioni più forti, attestandosi a 83,05 €/MWh con un calo di oltre 31 €/MWh (-27,4%), mentre cali più contenuti si sono sperimentati nelle ore fuori picco e festive, in cui i prezzi sono scesi di circa 19 €/MWh attestandosi rispettivamente a 48,29 €/MWh (-28,7%) e 59,27 €/MWh (-23,9%). Di conseguenza il differenziale tra prezzi di picco e fuori picco ha toccato il suo minimo storico scendendo sotto i 35 €/MWh, confermando l'inversione di *trend* già manifestatasi nel 2008 (il rapporto è stabile ai suoi minimi con un valore di 1,72) e confermando la crescente estensione della concorrenza anche alle ore di picco già emersa nel 2008. Per contro il differenziale tra prezzi festivi e prezzi fuori picco ha segnato l'ennesimo massimo storico di quasi 11 €/MW (il rapporto sale al massimo di 1,23), confermando questa autentica particolarità dei prezzi italiani nel contesto internazionale riconducibile a livelli di concentrazione dell'offerta strutturalmente più alti nelle ore festive, più che a fattori di domanda o di costo. Interessante rilevare che proprio nell'ultimo trimestre, caratterizzato da margini sui costi ridottissimi, il livello dei prezzi in tutti i gruppi di ore è sceso addirittura sotto i corrispondenti livelli del 2005 (Tab. 4.5).

Il crollo dei prezzi, che ha interrotto un *trend* pluriennale di crescita, si è accompagnato ad un ulteriore aumento della loro volatilità, secondo una tendenza consolidata dall'avvio della borsa. In particolare sebbene la volatilità si sia ridotta in termini assoluti per effetto del forte calo nominale dei prezzi (10 €/MWh), in termini relativi, essa raggiunge il valore più alto dall'avvio del mercato (17%), con punte massime nelle ore festive (19%) (Tab. 4.6).

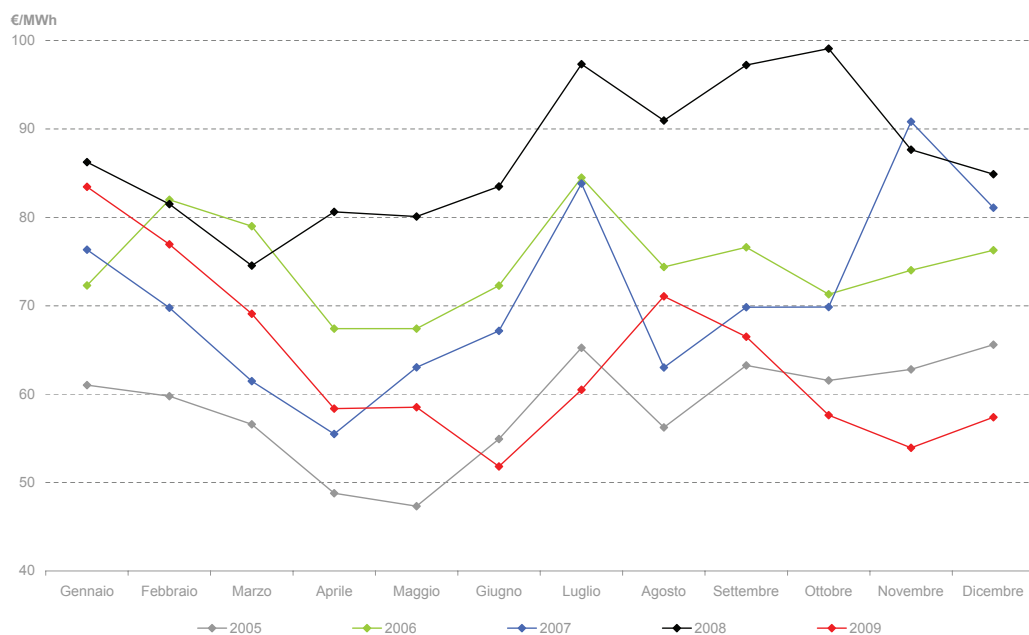
Tab. 4.5 Pun medio annuale per gruppi di ore (€/MWh)

	2009		2008		2007		2006		2005	
	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%
Totale	63,72	-26,8%	86,99	22,5%	70,99	-5,0%	74,75	27,6%	58,59	-
<i>Picco (a)</i>	83,05	-27,4%	114,38	9,0%	104,90	-3,5%	108,73	23,8%	87,80	-
<i>Fuori picco (b)</i>	53,41	-26,4%	72,53	36,8%	53,00	-7,1%	57,06	32,1%	43,18	-
- <i>Lavorativo (b1)</i>	48,29	-28,7%	67,75	41,0%	48,06	-11,2%	54,12	28,4%	42,15	-
- <i>Festivo (b2)</i>	59,27	-23,9%	77,88	33,0%	58,58	-2,8%	60,25	35,9%	44,33	-
<i>a/b1</i>	1,72	1,9%	1,69	-22,6%	2,18	8,6%	2,01	-3,6%	2,08	-
<i>b2/b1</i>	1,23	6,8%	1,15	-5,7%	1,22	9,5%	1,11	5,8%	1,05	-

Tab. 4.6 Volatilità annuale del Pun per gruppi di ore

	IVA (€/MWh)					IVR (%)				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Totale	10,2	12,0	11,2	9,1	7,3	17%	15%	16%	12%	13%
<i>Picco</i>	13,3	15,1	17,3	13,5	9,6	16%	13%	16%	12%	11%
<i>Fuori picco</i>	9,2	11,3	9,1	7,7	7,2	17%	15%	16%	13%	15%
- <i>Lavorativo</i>	6,9	8,7	6,5	5,5	5,1	17%	14%	14%	11%	12%
- <i>Festivo</i>	10,2	12,1	9,5	8,0	7,2	19%	16%	17%	13%	16%

Fig. 4.4 Pun medio mensile (€/MWh)



L'evoluzione dei prezzi mensili nel mercato italiano è storicamente determinata da tre fattori principali: l'evoluzione dei costi di produzione, che ne segna il *trend* di fondo secondo una relazione ritardata di alcuni mesi per effetto della struttura contrattuale dei costi di approvvigionamento e dei prezzi di vendita sul mercato a termine; l'evoluzione della domanda, che definisce la stagionalità della curva mensile del Pun dandole la classica forma a "W" con picchi invernali ed estivi (il massimo a luglio) e prezzi inferiori in primavera e autunno; e l'andamento della concentrazione, che incide

puntualmente nel determinare picchi di prezzo relativi (si veda il Box 2). Anche nel 2009 tale relazione ha trovato conferma, ma in un contesto di evoluzione di queste variabili tale da rendere molto più sfumata la tipica stagionalità delle serie mensili dei prezzi (Fig. 4.4).

Sotto il primo profilo, il 2009 è stato caratterizzato da una netta riduzione delle quotazioni dei prodotti petroliferi. Il Brent, nonostante una serie quasi ininterrotta di rialzi congiunturali che ha visto le quotazioni passare da 43 a 75 \$/bbl, su base annua ha registrato un calo sensibile (-36%) attestandosi a 61,88 \$/bbl. Tale andamento è stato solo parzialmente compensato dall'evoluzione del tasso di cambio (1,39 \$/€), anch'esso in netto calo tendenziale sul 2008 (-5%) a dispetto della crescita costante durante l'anno, cosicché la variazione del Brent corretta per il tasso di cambio è stata del -33%. Tale contrazione si è riflessa interamente sui costi di generazione seppur con un certo ritardo temporale: l'ITEC ccgt corretto per un rendimento al 53%, tradizionale indice di riferimento dei costi generazione a ciclo combinato per il mercato italiano, si è, infatti, attestato a 51,21 €/MWh, con un calo del -32% su base annua, ma con uno sfasamento temporale di circa 3 mesi rispetto alle quotazioni dei prodotti petroliferi. Così, mentre nel primo semestre l'ITEC ha registrato sei cospicui ribassi congiunturali (da 69,38 €/MWh a 41,01 €/MWh) con una riduzione tendenziale più contenuta (-24%), nel secondo semestre, nonostante sei rialzi congiunturali (da 44,56 €/MWh a 55,92 €/MWh), ha registrato un ribasso tendenziale più sensibile (-39%) (Tab. 4.7, Fig. 4.5).

Variazioni del Pun e delle sue determinanti

Tab. 4.7

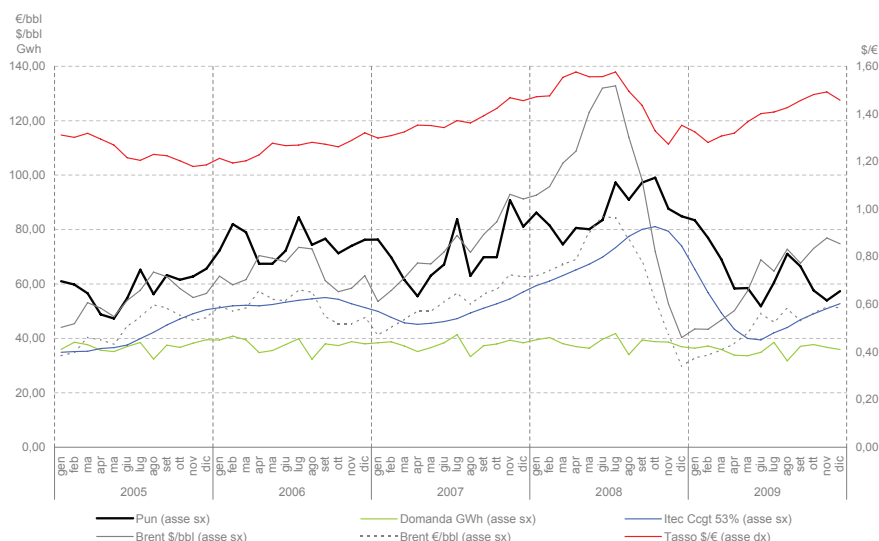
	2009		2008		2007		2006		2005	
	Valore	Delta%	Valore	Delta%	Valore	Delta%	Valore	Delta%	Valore	Delta%
Pun (€/MWh)	63,72	-27%	86,99	23%	70,99	-5%	74,75	28%	58,59	-
Domanda (GWh)	35.779	-7%	38.361	2%	37.665	0%	37.647	2%	36.893	-
Brent (\$/bbl)	61,88	-36%	97,24	33%	72,86	12%	64,91	19%	54,41	-
Brent (€/bbl)	44,37	-33%	66,12	24%	53,16	3%	51,67	18%	43,76	-
Tasso \$/€	1,39	-5%	1,47	7%	1,37	9%	1,26	1%	1,24	-
Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh)	60,78	-29%	86,18	52%	56,77	-14%	65,91	21%	54,32	-
- Itec Ccgt (€/MWh)**	51,21	-32%	75,21	44%	52,34	-7%	56,11	30%	43,29	-
- CV (€/MWh)	4,61	38%	3,35	-20%	4,18	24%	3,38	30%	2,60	-
- CO2 Ccgt (€/MWh)	4,96	-35%	7,61	3038%	0,24	-96%	6,43	-24%	8,42	-
Spark Spread (€/MWh)*	15,41	-4%	16,03	-26%	21,61	-1%	21,82	23%	17,75	-

(*) lo Spark Spread è calcolato come media ponderata dei valori mensili

(**) l'Itec Ccgt è stato ricalcolato considerando un rendimento superiore e pari al 53%

Andamento mensile del Pun e delle sue determinanti

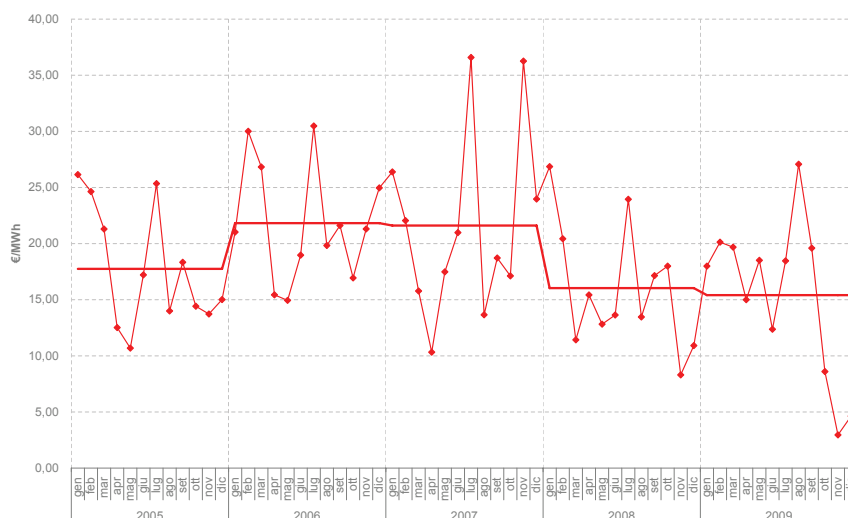
Fig. 4.5



Sotto il profilo della domanda, anche la forte recessione degli acquisti, che ha cumulato su base annua un incredibile -6,7%, ha seguito una traiettoria a "U", con una fase più acuta nel primo semestre (sei ribassi tendenziali consecutivi progressivamente più ampi, da -10% a -13%) e una fase di inizio rientro nel secondo semestre (da -7% a -5%). L'effetto congiunto di tali variazioni sul Pun ha indotto nel primo semestre un'inedita sequenza di sei ribassi congiunturali e tendenziali consecutivi, con un complessivo -18% rispetto all'analogo periodo del 2008, seguita da un secondo semestre che ha registrato i ribassi tendenziali più acuti (-34% sull'analogo semestre '08), pur in un contesto di quotazioni crescenti, risultando sempre inferiore anche alle quotazioni del 2005 (Fig. 4.5). Sotto il terzo profilo, il 2009 ha registrato un'ulteriore sensibile riduzione di tutti i principali indici di concentrazione del mercato, con la quota di mercato non contendibile (IOR) scesa al 17%, con l'indice di operatore marginale (IOM) sceso al 27% e con l'indice di tecnologia marginale del ciclo combinato (ITMccgt) salito al 47,5%. Questi risultati riflettono l'impatto dell'incremento della capacità installata di circa 2.000 MW, che si aggiunge ai 24.000 MW già entrati in servizio dal 2004, determinando un drastico eccesso di offerta e una forte pressione competitiva al margine tra operatori. La forza di tale fenomeno è stata peraltro accentuata dal contesto di forte contrazione della domanda e di incremento delle vendite da fonti rinnovabili e dell'import netto, che hanno riequilibrato il mix produttivo, riducendo i costi di generazione. La rilevanza del fattore concentrazione è dimostrata dal fatto che le maggiori riduzioni di prezzo si sono registrate nelle zone che hanno visto i maggiori incrementi di capacità installata (Centro Sud e Sud*)⁴ e che i mesi più anomali sono stati segnati da nette differenze nel livello degli indici di concentrazione. Così il mese di giugno, sotto la pressione congiunta del più elevato ribasso degli acquisti e dei costi, nonché di un valore tra i più bassi dello IOR e dello IOM, per la prima volta si segnala per la quotazione minima annua e per la terza quotazione mensile più bassa in assoluto dal gennaio 2005; di contro le quotazioni di agosto e settembre, per la prima volta superiori a luglio, svettano tra le più alte dell'anno per l'effetto di un eccezionale calo di offerta indotto dalle massicce manutenzioni, che hanno spinto ai massimi annui lo IOR e lo IOM favorendo politiche di prezzo rialziste da parte degli operatori⁵; infine il forte ribasso dello *spark spread* registrato nell'ultimo trimestre riflette l'effetto congiunto dell'entrata di nuova capacità sostanzialmente concentrata in questa fase. Ciò conferma la rilevanza della concentrazione nello spiegare differenziali di prezzo puntuali (si veda a tale proposito il modello econometrico presentato nel Box 2). L'effetto netto di questi cambiamenti è un'ulteriore seppur modesta riduzione del margine sui costi, con lo *spark spread* che si attesta a 15,4 €/MWh (-4%). Merita rilevare, tuttavia, che tale riduzione si è concentrata esclusivamente nell'ultimo trimestre, quando valori dello *spark spread* mediamente bassi (5,4 €/MWh) hanno più che compensato un valore medio sui precedenti nove mesi pari a circa 18,8 €/MWh. Ciò ha confermato la difficoltà degli operatori a difendere i propri margini quando al mix congiunto di bassa domanda e costi crescenti si è aggiunto un aumento dell'offerta tale da rendere insostenibile ogni politica di sostegno ai prezzi: proprio nell'ultimo quadrimestre si è infatti verificata l'entrata in servizio della maggior parte della nuova capacità di generazione (Tab. 4.7, Fig. 4.6).

Fig. 4.6

Andamento mensile dello spark spread (€/MWh)



4 Per la spiegazione del significato del simbolo * dopo il nome di una zona si rimanda alla Tab. 4.18.

5 In particolare nel mese di agosto il calo della potenza mediamente offerta (-11.500 MW) è risultato maggiore di quello della domanda (-6.800 MW), spingendo al minimo annuale un margine di potenza inutilizzata comunque rilevante (18.500 MW). Ciò ha indotto un peggioramento del mix produttivo (-2.000 MW di import, -2.500 MW di ciclo combinato, -1.800 MW di rinnovabili, a fronte di vendite da termico convenzionale stabili), ma soprattutto ha spinto ai massimi annui sia la percentuale di fissazione del prezzo delle tecnologie più costose (ITM del termico tradizionale al 21%) sia lo IORq (22%). In questo contesto si è peraltro registrato un incremento dei prezzi offerti. Da segnalare come il picco di prezzo di agosto non sia riconducibile a fattori locali, essendosi registrato in tutte le zone un analogo aumento del prezzo rispetto al mese precedente nell'ordine del 10%.



LE DETERMINANTI DEL PUN

In linea di principio il prezzo di borsa dell'energia elettrica dovrebbe riflettere le dinamiche seguite da alcune variabili esogene, rintracciabili in prima battuta nelle interazioni tra domanda e offerta, nella struttura dei costi e nei vincoli di rete, nonché dalle strategie d'offerta endogene adottate dagli operatori per conseguire i propri obiettivi di profitto. Gli effetti prodotti da tali variabili si riflettono sui prezzi dell'energia con intensità e frequenze differenti, definendo:

- una tendenza di lungo termine, tracciata rispettivamente dai costi di generazione, per natura soggetti a contratti di approvvigionamento di lungo periodo, e dal livello d'offerta, in ragione di ampliamenti o adeguamenti del parco produttivo;
- oscillazioni di medio termine, originate dalla tipica stagionalità della domanda e dalla conseguente modulazione dell'offerta;
- movimenti di breve e brevissimo periodo, legati a fenomeni puntuali di indisponibilità del parco impianti e a problemi sulla rete di trasmissione.

Trasversali su differenti orizzonti temporali appaiono, invece, le azioni prodotte dal comportamento d'offerta tenuto dagli operatori al fine di una massimizzazione dei profitti e dallo scambio di energia con l'estero che, originato dall'esistenza di un differenziale di prezzo alla frontiera, comporta variazioni di domanda e offerta nei sistemi elettrici limitrofi, innescando un "effetto traino" sui prezzi stessi.

Il modello econometrico presentato nella Relazione Annuale del 2008^a, pur nella sua semplicità, riusciva con buona approssimazione a riprodurre le dinamiche sottostanti ai prezzi dell'energia, simulando il *trend* di lungo termine attraverso i movimenti del Brent, le fluttuazioni stagionali attorno a questo *trend* attraverso l'andamento degli acquisti nazionali a programma e i movimenti più puntuali e occasionali legati sostanzialmente all'interazione con i sistemi elettrici limitrofi attraverso il flusso di energia scambiato a programma con l'estero. Completava il modello, migliorandone le prestazioni e la robustezza statistica, una componente autoregressiva di ordine 1, atta a rappresentare la dipendenza del prezzo dai livelli raggiunti nella sua storia recente.

L'estensione al 2009 conferma sostanzialmente le valutazioni dello scorso anno, segnalando tuttavia un peggioramento della bontà di adattamento del modello (R^2), riconducibile presumibilmente ad una decrescente capacità esplicativa dei fondamentali utilizzati per spiegare la variabilità del fenomeno in esame (Tab. I). Tutto questo appare in maniera evidente nell'ultimo trimestre del 2009 quando il Pun, dopo l'inconsueto picco di agosto, vira bruscamente verso valori decisamente più bassi, inusuali per il periodo e non riconducibili completamente allo schema interpretativo del modello. Come analizzato nel par. 4.2.4, le dinamiche mostrate dal Pun in tale fase tendono a manifestarsi proprio in corrispondenza del significativo ridimensionamento subito dallo *spark spread* in conseguenza di un'accresciuta competitività del mercato. In effetti, l'aumento della capacità produttiva, la crescita del numero degli operatori e l'adeguamento tecnologico garantito dall'ingresso di impianti progressivamente più efficienti hanno sicuramente operato nella direzione di una graduale riduzione del potere di mercato degli operatori, sceso su livelli tali da rendere le sue variazioni potenzialmente rilevanti nel processo di determinazione del prezzo.

Tab. I Modello mensile

Specifiche	
Variabile dipendente	Pun
Metodo di stima	Minimi quadrati
Profondità del campione	1/2005 - 12/2009
Granularità del dato	Mensile
N° osservazioni	60

Variabili esplicative	Descrizione	Unità di misura	Coeff	p-value t-test
Domanda nazionale	Quantità totali-Export	MWh	0,002	0,000
Brent (-3)	Brent ritardato di 3 mesi	€/bbl	0,252	0,009
Import netto	Import-Export	MWh	-0,002	0,071
Pun (-1)	PUN ritardato di 1 mese	€/MWh	0,509	0,000
Costante			-42,650	0,002

Statistica	Valore
R-quadro	0,837
R-quadro aggiustato	0,825
p-value Statistica F	70,631
Durbin-Watson stat	1,933
p-value Jarque-Bera test	0,187

Un'opportuna valutazione degli impatti di tale fenomeno sui prezzi può essere effettuata prendendo in considerazione l'evoluzione mostrata nel tempo dalla quota complessiva delle vendite necessarie, che per semplicità (sebbene impropriamente) indicheremo di seguito come IOR. Questo indice, costruito a partire dal livello dell'offerta dei competitors e delle vendite complessive a programma, misura, infatti, la quota di mercato non contendibile, fornendo una buona approssimazione sia del potere unilaterale di mercato.

L'inclusione nel modello prima presentato di tale variabile, che manifesta i suoi effetti tipicamente nel breve periodo, ha suggerito l'impiego di un modello a granularità più fine, settimanale nella fattispecie; inoltre, la drastica riduzione da essa subita nel corso del tempo ha suggerito di calibrare il modello su un periodo limitato agli ultimi 2 anni (2008 e 2009), ritenendo quest'ultimo il periodo in cui l'interazione tra concorrenza ed esiti di borsa risulta significativamente apprezzabile. Le *performance* del modello così modificato risultano in generale piuttosto confortanti, mostrando un'elevata bontà di adattamento del modello settimanale ($R^2 = 90\%$) - peraltro maggiore di quella del modello mensile - e una distribuzione degli errori adeguatamente approssimata da una curva normale (Tab. II).

Specifiche	
Variabile dipendente	Pun
Metodo di stima	Minimi quadrati
Profondità del campione	1/2008 - 12/2009
Granularità del dato	Settimanale
N° osservazioni	105

Variabili esplicative	Descrizione	Unità di misura	Coeff	p-value	t-test
Domanda nazionale	Quantità totali-Export	MWh	0,001		0,000
Brent (-4)	Brent ritardato di 4 settimane	€/bbl	-0,149		0,005
Brent (-12)	Brent ritardato di 12 settimane	MWh	0,255		0,000
Pun (-1)	PUN ritardato di 1 mese	€/MWh	0,506		0,000
IOR	Quota di mercato non contendibile	%	133,247		0,000
Costante			-45,331		0,000

Statistica	Valore
R-quadro	0,903
R-quadro aggiustato	0,898
p-value Statistica F	184,681
Durbin-Watson stat	1,676
p-value Jarque-Bera test	0,665

Infine, per confrontare le prestazioni del modello nelle sue due diverse specificazioni si è proceduto ad aggregare su base mensile i risultati forniti dal modello settimanale attraverso semplici medie aritmetiche. Gli esiti confermano le aspettative, sottolineando il rilievo crescente assunto dal potere di mercato nel processo di formazione del prezzo, con una qualità previsiva del nuovo modello nettamente maggiore nei mesi in cui lo IOR tende ad allontanarsi più marcatamente dal suo valore medio annuo (Fig. II): esplicativi in tal senso sono gli esempi relativi al mese di agosto e all'ultimo trimestre del 2009, in cui il modello settimanale risulta notevolmente più performante, riuscendo a riprodurre con apprezzabile approssimazione sia l'inusuale picco estivo delle quotazioni, indotto prevalentemente dal ridotto grado di concorrenza del mercato, sia la successiva depressione dei prezzi autunnali, favorita dalla progressiva compressione ai minimi storici del potere di mercato unilaterale (Fig. I).

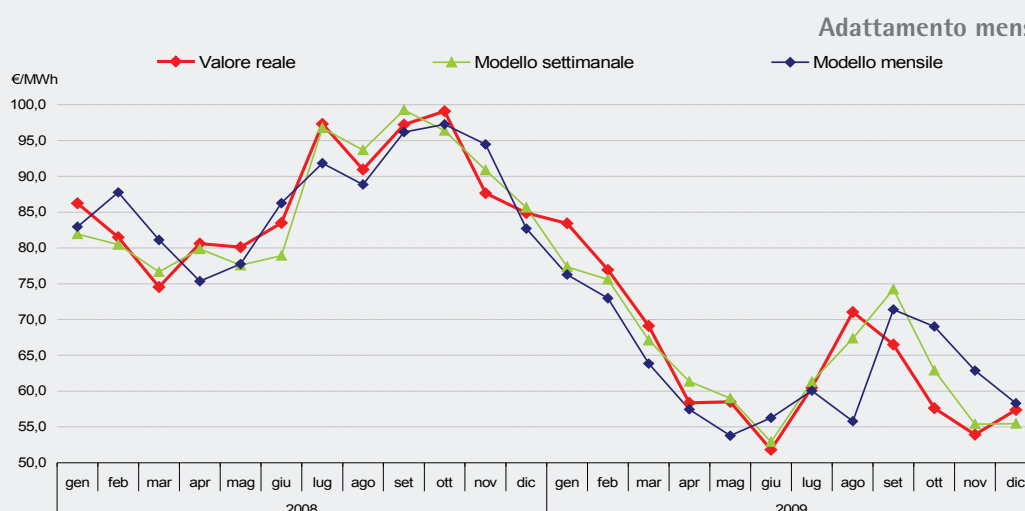
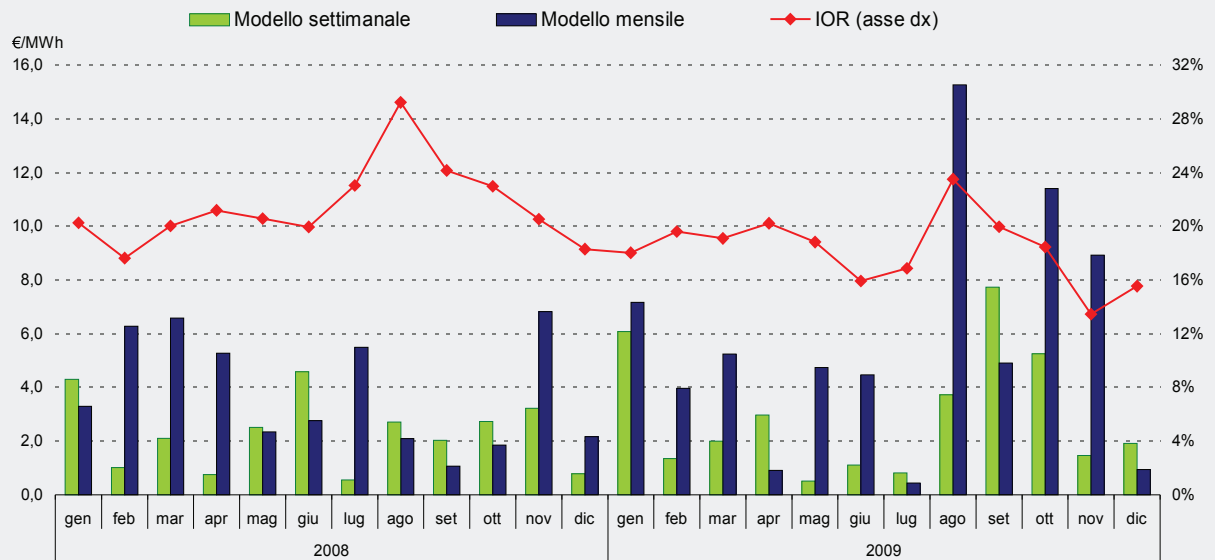


Fig. I

Fig. II IOR ed errori assoluti dei modelli



L'analisi fin qui condotta ha interessato esclusivamente l'ambito nazionale, in cui vanno inevitabilmente a sovrapporsi e a mediarsi fenomeni locali di differente entità. In tal senso, il modello settimanale è stato successivamente esteso ed applicato alle singole zone componenti la struttura del mercato elettrico italiano, al fine di esaminare un eventuale diverso comportamento delle variabili finora considerate a livello nazionale e di far emergere l'esistenza di significative peculiarità locali.

Gli esiti dell'indagine hanno mostrato una piena adattabilità alle zone continentali delle impostazioni e dei fondamentali utilizzati a livello nazionale, confermando, o addirittura migliorando, i risultati del modello, sia in termini di prestazioni che di significatività statistica. Per contro, sulle isole lo schema interpretativo fornito dal modello funziona solo parzialmente, ponendo l'accento sulla dipendenza del prezzo da variabili ulteriori e specifiche, ravvisabili, in primis, nella ripidità della curva di offerta al margine per la Sicilia e nella piena disponibilità del cavo di collegamento con la penisola per la Sardegna.

Note Box 2
(a) si veda il Box 4 della Relazione Annuale del 2008 del GME.

4.2.1.2 I prezzi zionali di vendita (Pz)

L'analisi dei prezzi di vendita zionali registrati nel 2009 pur confermando le indicazioni di fondo fornite dal Pun (forte riduzione tendenziale, marcato *trend* infra annuale, aumento della volatilità) segnala alcune novità di rilievo. In particolare in un contesto che conferma il prevalere di prezzi più bassi e omogenei sul continente a fronte di prezzi più alti sulle isole, il Sud si distingue per la prima volta quale zona meno costosa (59,49 €/MWh) in forza di una riduzione superiore alla media nazionale (-32%), superando al ribasso le altre zone continentali che fanno registrare prezzi compresi nel range 60-62 €/MWh (-27/29%); per contro la Sardegna per effetto di una riduzione dimezzata rispetto alle altre zone (-11%) si attesta a 82,01 €/MWh, avvicinandosi al primato della Sicilia, dove i prezzi hanno raggiunto 88,09 €/MWh (-26,4%) (Tab. 4.8).

L'analisi dei prezzi per gruppi di ore evidenzia come il differenziale di prezzo sul continente si concentri quasi solo nelle ore di picco, con prezzi al Sud di 74,01 €/MWh contro i 79-81 €/MWh nelle altre zone, risultando invece molto contenuto nelle ore festive (prezzi compresi tra 56 e 58 €/MWh) e minimo nelle ore fuori picco con prezzi prossimi a 47 €/MWh. Viceversa la diversità dei prezzi delle isole interessa tutti i gruppi di ore, risultando massima nelle ore di picco (con prezzi che raggiungono i 108 €/MWh in Sardegna e i 124 €/MWh in Sicilia), minore nelle ore festive (quando si registrano 73 €/MWh in Sardegna, 79 €/MWh in Sicilia) e nelle ore fuori picco lavorative (64 €/MWh in Sardegna, 60 €/MWh in Sicilia) (Tab. 4.9).

€/MWh	2009		2008		2007		2006		2005	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
PUN	63,72	-26,8%	86,99	22,5%	70,99	-5,0%	74,75	27,6%	58,59	-
NORD	60,82	-26,7%	82,92	21,1%	68,47	-7,0%	73,63	27,6%	57,71	-
CENTRO NORD	62,26	-26,7%	84,99	16,7%	72,80	-2,9%	74,98	27,9%	58,62	-
CENTRO SUD	62,40	-28,8%	87,63	20,0%	73,05	-2,6%	74,99	27,0%	59,03	-
SUD	59,49	-31,9%	87,39	19,6%	73,04	-2,6%	74,98	27,0%	59,03	-
SICILIA	88,09	-26,4%	119,63	50,5%	79,51	0,7%	78,96	25,8%	62,77	-
SARDEGNA	82,01	-10,7%	91,84	22,5%	75,00	-6,9%	80,55	33,4%	60,38	-
Delta totale	28,60		36,71		11,04		6,92			
Delta continente	2,91		5,07		4,75		2,04			

Tab. 4.8

€/MWh	Totale		Picco		Fuori picco		Fuori picco lavorativo		Fuori picco Festivo	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
PUN	63,72	-26,8%	83,05	-27,4%	53,41	-26,4%	48,29	-28,7%	59,27	-23,9%
NORD	60,82	-26,7%	79,06	-27,4%	51,09	-26,1%	46,61	-28,5%	56,22	-23,7%
CENTRO NORD	62,26	-26,7%	81,26	-28,3%	52,13	-25,6%	46,94	-29,1%	58,06	-21,9%
CENTRO SUD	62,40	-28,8%	81,36	-29,5%	52,28	-28,3%	46,90	-31,1%	58,44	-25,4%
SUD	59,49	-31,9%	74,01	-35,5%	51,75	-29,0%	46,42	-31,7%	57,85	-26,2%
SICILIA	88,09	-26,4%	123,85	-23,3%	69,01	-29,2%	60,62	-30,0%	78,61	-28,3%
SARDEGNA	82,01	-10,7%	108,3	-8,4%	67,99	-12,7%	63,70	-13,7%	72,89	-11,7%
Delta totale	28,60		49,84		17,92		17,28		22,39	
Delta continente	2,91		7,35		1,19		0,52		2,22	

Tab. 4.9

Le differenze esibite dal livello e dall'andamento dei prezzi nelle diverse zone trovano riscontro anche nella loro volatilità. L'aumento della volatilità in termini relativi registrata dal Pun, pur a fronte di una sua riduzione nominale, caratterizza anche i prezzi delle diverse zone continentali, dove la volatilità si attesta in ribasso nominale a valori compresi tra 10-12 €/MWh e in rialzo relativo al 18-20%. Inoltre le isole confermano anche in termini di volatilità la propria diversità rispetto al resto del mercato e l'andamento particolarmente anomalo registrato nell'ultimo anno. Così se la Sicilia

evidenzia una volatilità molto superiore alla media sia in termini assoluti (19 €/MWh) che relativi (26%), la Sardegna si distingue per i valori massimi e nettamente superiori (30 €/MWh, 37%) con incrementi assolutamente eccezionali rispetto al 2008. Infine trova conferma la tendenza delle ore di bassa domanda e in particolar modo delle ore festive a esibire una volatilità relativa più alta, con punte assolute in Sicilia la cui maggior volatilità rispetto ai prezzi continentali è concentrata esclusivamente in queste ore (Tab. 4.10, Tab. 4.11).

Tab. 4.10

Volatilità dei prezzi zonal medi annui

TOTALE	IVA (€/MWh)					IVR (%)				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
NORD	10,4	12,7	12,3	9,6	7,8	18%	16%	17%	13%	14%
CENTRO NORD	11,5	13,0	11,2	9,0	7,4	19%	16%	16%	12%	13%
CENTRO SUD	11,8	13,9	11,2	9,0	7,1	20%	17%	16%	12%	13%
SUD	11,2	13,9	11,2	9,0	7,1	19%	17%	16%	12%	13%
SICILIA	19,4	30,6	15,3	13,4	10,5	26%	29%	20%	18%	17%
SARDEGNA	29,8	20,5	16,7	16,9	9,1	37%	23%	23%	20%	16%

Tab. 4.11

Volatilità dei prezzi zonal medi 2009 per gruppi di ore

2009	IVA (€/MWh)					IVR (%)				
	Totale	Picco	Fuori	Fuori Picco	Fuori picco	Totale	Picco	Fuori	Fuori Picco	Fuori picco
			Picco	Lavorativo	Festivo			Picco	Lavorativo	Festivo
NORD	10,4	14,3	9,0	6,7	9,9	18%	18%	18%	17%	20%
CENTRO NORD	11,5	15,8	10,3	7,1	11,6	19%	19%	19%	18%	21%
CENTRO SUD	11,8	16,2	10,7	7,2	12,0	20%	20%	20%	18%	22%
SUD	11,2	14,6	10,5	7,2	11,8	19%	18%	20%	18%	22%
SICILIA	19,4	22,2	20,4	16,0	20,5	26%	18%	29%	31%	29%
SARDEGNA	29,8	35,8	26,9	26,4	26,5	37%	34%	36%	41%	35%

Oltre che per il livello e la volatilità dei prezzi, le diverse zone si distinguono anche per il diverso ruolo che ricoprono nella definizione dei prezzi delle altre zone: per effetto delle configurazioni zionali che si determinano ora per ora, infatti, i prezzi prevalenti in ciascuna zona sono spesso determinati da altre zone. Sotto questo profilo emergono alcuni dati interessanti che consolidano un *trend* iniziato nel 2005. Anzitutto le zone periferiche tendono a determinare endogenamente il proprio prezzo e a farlo con sempre maggiore intensità anno dopo anno, con il Nord* in crescita al 58% (+3 p.p.), la Sicilia* al 77% (+4 p.p.) e la Sardegna al 54% (+23 p.p.). Per contro le altre zone continentali, centrali nella topologia di rete, vedono i propri prezzi fissati prevalentemente dal Nord*, cosa che avviene per il 53% dei volumi del Centro Nord (+9 p.p.) e del Centro Sud (+19 p.p.) e per il 36% del Sud* (+2 p.p.). Infine, cresce per il quinto anno consecutivo la quota di volumi complessivi su cui il prezzo è fissato dalle zone estere (16%, +3 p.p.), un dato che risente certamente dell'adozione dei meccanismi di assegnazione congiunta della capacità con l'estero, i quali impediscono la separazione formale di queste ultime dal sistema italiano, ma che riflette anche una maggior integrazione economica tra i mercati limitrofi. A questo proposito va tuttavia segnalato che mentre la crescita del dato relativo all'estero, pur confinato ai due trimestri a cavallo d'anno e alle ore fuori picco, rappresenta una tendenza strutturale, i dati relativi alla Sardegna potrebbero risentire in futuro della piena entrata a regime del Sapei, evidenziando una riduzione della percentuale di determinazione autonoma dei prezzi (Tab. 4.12, Fig. 4.7).

Percentuale di determinazione del prezzo per zona e anno (IZM)

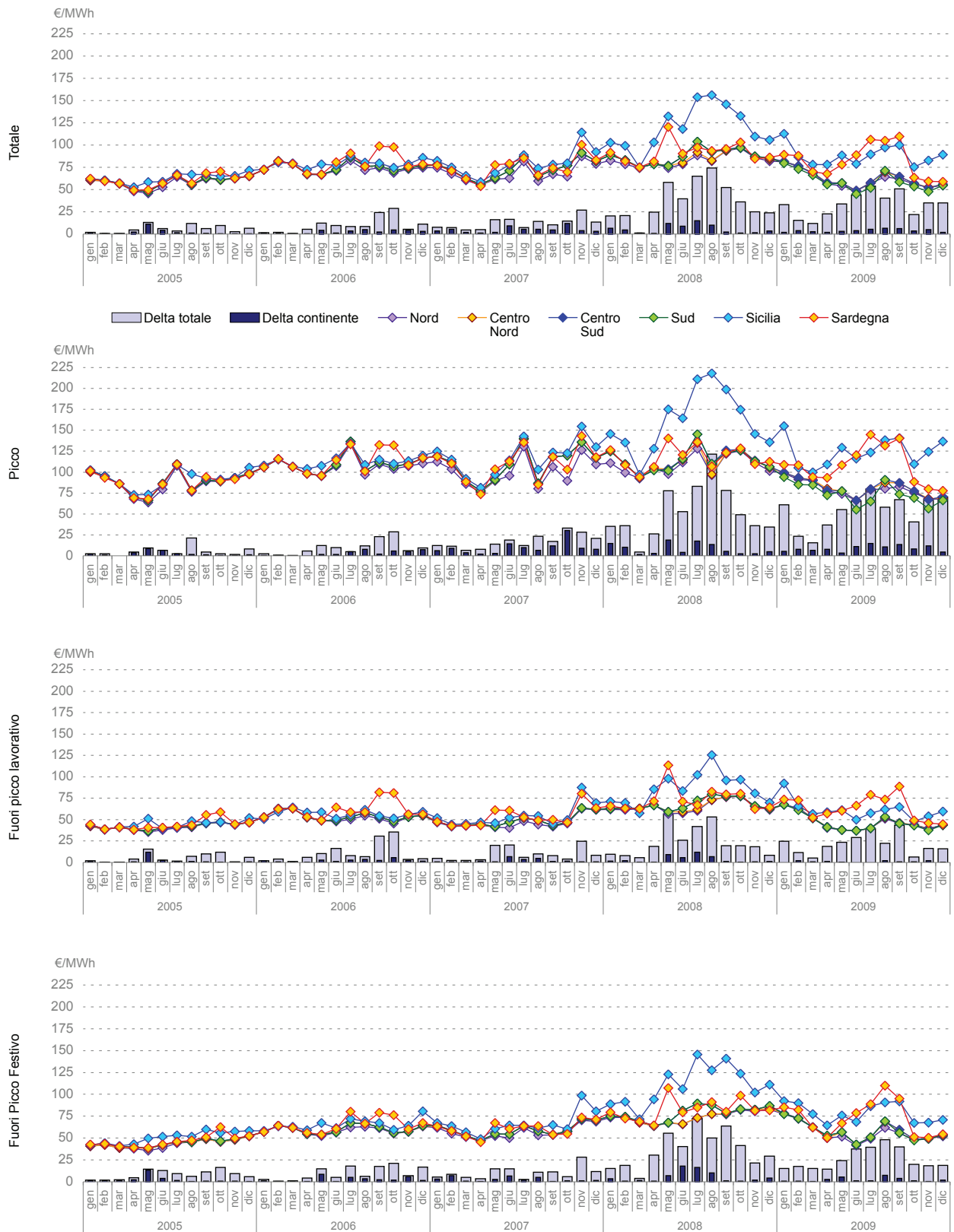
Tab. 4.12

Zona price maker	Anno	Zona price taker							
		Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
Estero	2009	16%	18%	16%	17%	16%	19%	7%	10%
	2008	13%	15%	15%	13%	11%	11%	4%	10%
	2007	4%	19%	3%	1%	1%	1%	0%	0%
	2006	2%	11%	1%	0%	0%	1%	0%	0%
	2005	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nord*	2009	51%	58%	61%	53%	53%	36%	10%	24%
	2008	46%	55%	56%	44%	34%	34%	10%	32%
	2007	48%	53%	66%	31%	26%	27%	11%	23%
	2006	47%	57%	66%	30%	28%	22%	10%	22%
	2005	48%	58%	60%	41%	30%	30%	12%	26%
Centro Nord	2009	2%	2%	2%	3%	3%	2%	1%	2%
	2008	7%	7%	7%	11%	8%	7%	2%	8%
	2007	8%	6%	6%	15%	12%	12%	5%	11%
	2006	6%	5%	5%	11%	9%	7%	3%	7%
	2005	6%	6%	6%	9%	8%	7%	3%	6%
Centro Sud	2009	8%	8%	8%	10%	12%	8%	2%	5%
	2008	11%	8%	8%	12%	23%	19%	4%	9%
	2007	14%	8%	9%	22%	28%	23%	9%	16%
	2006	18%	12%	13%	31%	34%	27%	12%	23%
	2005	24%	20%	20%	30%	38%	35%	15%	27%
Sud*	2009	12%	9%	8%	10%	11%	30%	4%	4%
	2008	13%	10%	10%	14%	20%	24%	6%	10%
	2007	16%	10%	12%	22%	25%	28%	9%	17%
	2006	16%	11%	10%	21%	22%	35%	14%	16%
	2005	12%	10%	9%	14%	18%	20%	8%	13%
Sicilia*	2009	7%	2%	2%	3%	2%	0%	77%	2%
	2008	6%	2%	1%	2%	2%	0%	73%	1%
	2007	8%	3%	3%	6%	6%	0%	65%	5%
	2006	7%	2%	2%	4%	4%	0%	60%	3%
	2005	7%	3%	3%	4%	5%	0%	61%	4%
Sardegna	2009	4%	3%	2%	3%	3%	3%	1%	54%
	2008	4%	3%	3%	4%	3%	3%	1%	31%
	2007	3%	1%	1%	4%	3%	7%	1%	28%
	2006	3%	2%	2%	3%	3%	7%	1%	29%
	2005	2%	1%	1%	2%	2%	5%	1%	24%

In generale, i differenziali di prezzo tra zone riflettono differenze strutturali di fondo, cui in alcune zone si sommano gli effetti di fenomeni contingenti. Così il minor livello dei prezzi storicamente evidenziato dal Nord riflette i minori costi di generazione garantiti dall'idroelettrico e dal carbone che qui raggiungono quote più alte della media nazionale, il minor livello di concentrazione dell'offerta e il rilevante contributo delle importazioni che spiazzano circa 7.000 MW di generazione locale costosa e concentrata. Il progressivo rinnovamento del parco nelle zone Centro Sud e Sud ha tuttavia significativamente contribuito a ridurre il differenziale di queste zone con il Nord, riducendo la quota della produzione a olio combustibile e gli indici di concentrazione fino a rendere il Sud la zona con prezzi più bassi nel sistema. Nel caso del Sud tuttavia il fattore decisivo è certamente rappresentato dalla modifica delle zone adottata da Terna a partire dal 1/1/2009, come conferma la decorrenza istantanea dell'inversione della forbice dei prezzi tra il Nord e il Sud all'indomani di tale data.

Fig. 4.7

Andamento mensile dei prezzi zionali (€/MWh)



Diversa è la condizione delle isole, la cui strutturale diversità di prezzo rispetto al continente riflette sostanzialmente la loro limitata interconnessione con lo stesso, che impone di equilibrare domanda e offerta su base locale. Questo fattore, insieme alla limitata dimensione del mercato interno, ostacola lo sviluppo dell'offerta interna mantenendo elevato il livello di concentrazione e il potere di mercato e rendendo l'andamento dei prezzi estremamente sensibile a minime

variazioni nella domanda, nell'offerta o nella capacità di interconnessione col continente⁶.

In quest'ottica, va rilevato come il drastico peggioramento del prezzo della Sardegna nel 2009 sia imputabile principalmente proprio alla restrizione dell'interconnessione con il continente, solitamente concentrata nei mesi di maggio e giugno per motivi di manutenzione, ma quest'anno estesa da aprile a settembre, in ragione dei lavori di realizzazione della nuova interconnessione tra Sardegna e Centro Sud (c.d. Sapei). A questo fenomeno si sono sommati frequenti riduzioni dell'offerta di GSE, Enel ed E.On, con l'effetto di spingere ai livelli massimi il contributo dei più costosi impianti termici convenzionali sia nella copertura della domanda che nella fissazione dei prezzi, e di incrementare la concentrazione del mercato con conseguente aumento dei prezzi offerti dagli operatori. Non è un caso che il ritorno alla normalità del cavo con il Centro Nord sia coinciso con una drastica riduzione dei prezzi dell'isola e che la sua sostituzione dal 1 dicembre col SAPEI abbia portato a un sostanziale riallineamento dei prezzi dell'isola con quelli prevalenti sul continente (per un approfondimento si veda il Box 3).

Parzialmente diverso è il contesto della Sicilia, dove a partire dal 2007 i prezzi hanno esibito livelli e andamenti sempre meno correlati con il resto del mercato. In questo caso, il livello basso ma stabile dell'interconnessione ha imposto come condizione normale un equilibrio domanda-offerta locale, il cui costo è tuttavia cresciuto nel tempo con due fattori: la progressiva divaricazione tra continente e Sicilia in termini di tecnologie marginali, progressivamente spostate verso il ciclo combinato nel primo caso e persistentemente ancorate all'olio combustibile nel secondo; e la graduale divaricazione nei costi di combustibile delle due tecnologie (rispettivamente gas e olio) per effetto della differente velocità con cui questi riflettono le drastiche variazioni intervenute nelle quotazioni del petrolio. In questo contesto, le periodiche riduzioni nella capacità disponibile, con le conseguenti variazioni nei costi al margine e nel potere di mercato, hanno indotto forti oscillazioni nei prezzi isolani da un mese all'altro (per un approfondimento si veda il Box 3).

Un'analisi a parte, infine, meritano i prezzi delle zone virtuali estere e dei poli di produzione limitata. Le prime (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia) rappresentano le interconnessioni con i paesi confinanti e sono finalizzate alla gestione delle congestioni con l'estero, secondo modalità definite da normative comunitarie e nazionali che possono variare di anno in anno. A partire dal 2008, per effetto del recepimento del Regolamento 1228/03 CE, le congestioni transfrontaliere tra paesi sono risolte tramite assegnazione della capacità disponibile mediante aste esplicite periodiche (annuali, mensili, giornaliere). Il risultato è che da allora tali zone non si separano mai dalle zone nazionali limitrofe (il polo di Brindisi nel caso della Grecia e il Nord in tutti gli altri casi) e conseguentemente il differenziale di prezzo con le stesse è nullo. Addirittura, per effetto di questa sostanziale integrazione delle zone virtuali estere nelle zone nazionali limitrofe, le zone virtuali estere risultano fissare il prezzo per vaste porzioni del mercato nazionale in un numero crescente di ore (16% nel 2009)⁷.

I poli di produzione limitata (Monfalcone, Foggia, Brindisi, Rossano, Priolo) rappresentano invece singole unità di produzione servite da un'insufficiente capacità di trasporto della rete, appositamente isolate da Terna in zone di sola produzione per risolvere a programma i relativi problemi di congestione⁸. L'efficacia di tale soluzione è dimostrata dalla bassissima frequenza di saturazione dei relativi limiti di transito e dai trascurabili differenziali di prezzo esibiti rispetto alle relative zone limitrofe, entrambi solitamente prossimi allo zero. Unica parziale eccezione nel corso del 2009 è rappresentata dal polo di Brindisi, separatosi dal Sud in un 10% delle ore con un differenziale di 2,46 €/MWh in corrispondenza di una limitazione per manutenzione del relativo limite di transito (Tab. 4.13).

6 In particolare il rapporto tra la ridotta domanda interna e l'elevata dimensione dei pochi impianti principali utilizzati per soddisfarla rendono la curva di offerta estremamente rigida al margine, determinando una più alta volatilità dei prezzi a fronte di una minore volatilità della domanda. Se a ciò si aggiunge che la capacità di interconnessione con il continente non rappresenta in questi casi una capacità equivalente bensì una singola linea fisica, è evidente come per Terna risulti più difficile il rispetto delle condizioni di sicurezza N-1, imponendo talora di accompagnare le riduzioni di capacità di transito con limitazioni nella capacità di generazione disponibile sull'isola.

7 Una parziale eccezione è rappresentata dalla zona Corsica che, a differenza delle altre zone estere, non rappresenta una porzione di interconnessione con l'estero, essendo invece collegata solo al mercato italiano attraverso il cavo Sacoì. Risultando quindi una zona di transito tra le zone Sardegna e Centro Nord, la sua capacità di interconnessione con il mercato italiano non è assegnata in aste annuali ma è gestita come capacità di interconnessione tra zone italiane. Fino al 31/11/2009 la Corsica è risultata sempre commercialmente integrata con una o con entrambe le zone limitrofe (Sardegna e Centro Nord). A partire dal 1/12/2009, invece, per effetto dell'entrata in servizio del cavo che collega direttamente la Sardegna con il Centro Sud (c.d. Sapei), la Corsica risulta solitamente separata sia dal Centro Nord, per effetto dell'inibizione del relativo cavo, sia dalla Sardegna, per effetto della costante saturazione in import del relativo cavo.

8 A causa dei propri inferiori costi di produzione, tali impianti genererebbero strutturalmente congestioni di rete, con i conseguenti oneri di dispacciamento. Per risolvere tali problemi direttamente sul MGP, Terna ha isolato dette unità in apposite zone di sola produzione, in modo da limitarne la domanda di potenza alla capacità massima di assorbimento della rete e all'eventuale richiesta da parte degli impianti di pompaggio inclusi nei poli stessi. In questo modo il meccanismo dei prezzi zonali induce i titolari delle unità in questione ad offrire spontaneamente quantità di potenza compatibili coi limiti di transito al fine di non separarsi dalla zona limitrofa e accedere al suo prezzo più remunerativo.

Tab. 4.13

Differenze di prezzo zonale tra zone geografiche e poli di produzione

Zona di riferimento	Polo	Percentuale di ore in cui i prezzi sono stati diversi (%)					Differenza media di prezzo (€/MWh)				
		2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Nord	Monfalcone	0,0%	0,3%	0,6%	1,3%	0,0%	0,00	0,02	0,11	0,14	0,00
Sud	Rossano	2,7%	3,4%	2,3%	17,3%	2,6%	0,74	0,40	0,04	0,37	0,04
	Brindisi	9,8%	3,9%	3,0%	21,4%	3,3%	2,46	0,45	0,07	0,70	0,09
	Foggia (*)	0,4%	0,7%	4,9%	3,7%	-	0,19	0,60	3,09	2,61	-
Sicilia	Priolo	0,3%	3,4%	14,3%	15,3%	5,1%	0,14	1,17	1,07	2,28	0,60

* i valori calcolati sono circoscritti al periodo in cui il polo ha fatto parte della rete rilevante, con particolare riferimento all'anno 2006

La rilevanza dei poli di produzione nel definire l'equilibrio domanda-offerta nelle relative zone geografiche, congiuntamente alla sostanziale assenza di differenziali di prezzo rispetto alle stesse, ha suggerito negli anni l'adozione di una rappresentazione del mercato semplificata in quattro macrozone (MzNord, MzSud, MzSicilia e MzSardegna), costituite dalle zone geografiche caratterizzate da prezzi simili e dai relativi poli di produzione limitati. In questo schema l'intera penisola continentale a meno del Nord e del relativo polo di Monfalcone risultava unita nella MzSud. Tuttavia l'emergere di un rilevante differenziale di prezzo tra zone continentali indotto dalla modifica delle zone richieste da Terna, ha suggerito di modificare la tradizionale rappresentazione per "macrozone", mantenendo il principio di aggregare i volumi di ogni polo di produzione limitata a quelli della zona geografica limitrofa ma rappresentando separatamente le diverse zone geografiche. Di conseguenza le zone Centro Nord e Centro Sud, fino al 2008 aggregate nella Macrozona Sud insieme alla zona Sud e ai poli di Rossano Brindisi e Foggia, dal 2009 vengono presentate separatamente secondo lo schema in Tab. 4.18.



I PICCHI DI PREZZO IN SICILIA E IN SARDEGNA

Nel 2009 i prezzi di vendita in Sicilia hanno confermato la strutturale differenza rispetto alla media nazionale già esibita nel corso del 2008 e oggetto di un apposito approfondimento nella Relazione Annuale del GME 2008 (Box 5): in particolare i prezzi si sono attestati a 88,09 €/MWh, un livello superiore del 38% alla media nazionale. Come già nel 2008, la differenza dei prezzi siciliani riflette sia prezzi mediamente più alti in tutti i gruppi di ore, con differenze più marcate nelle ore di picco (123,85 €/MWh, +49%) e festive (78,61 €/MWh, +33%) e meno nelle ore fuori picco (60,62 €/MWh, +26%), sia picchi di prezzo assoluti, con valori orari che hanno superato i 150 €/MWh in 513 ore contro il massimo di 47 ore sul continente. Oltre che più alti i prezzi sono risultati anche più volatili, con una volatilità assoluta di 19 €/MWh quasi doppia rispetto a quella prevalente sul continente. Infine il differenziale di prezzo rispetto al Pun ha caratterizzato tutto l'anno, con un CCT sempre compreso tra 20-32 €/MWh, ad eccezione dei mesi di febbraio, marzo e ottobre quando è risultato compreso tra 10-20 €/MWh.

Ripetendo sui dati 2009 l'analisi condotta nel 2008 sui prezzi siciliani si ottengono risultati sostanzialmente analoghi. Tuttavia, il perdurare di questo fenomeno, che ormai si protrae da circa 19 mesi, suggerisce di valutare la presenza di fattori strutturali di più lunga durata rispetto all'analisi puntuale dei dati di domanda, offerta e comportamento di offerta. In particolare, l'ipotesi fatta è che il distacco del prezzo siciliano dal Pun, iniziato nel maggio 2008 e da allora sostanzialmente mai rientrato a meno di episodi puntuali, rifletta nella sua dinamica di fondo, una netta divaricazione nei costi di generazione al margine tra Sicilia e continente, generata a sua volta da due fattori:

- una frattura tra costi di generazione a olio e a ciclo combinato, innescata dall'avvio della fase esplosiva dei prezzi petroliferi e dalla diversa velocità temporale con cui i contratti di approvvigionamento olio e gas riflettono tali variazioni;
- la forte evoluzione del ruolo dell'olio combustibile quale tecnologia *price maker*, divenuto progressivamente più residuale sul continente per effetto dell'entrata di nuovi impianti a ciclo combinato e risultato per contro sempre più alto in Sicilia, accentuando per questa via l'impatto dei differenziali di costo al margine tra l'isola e il continente.

Per verificare questa ipotesi si sono confrontate: in Fig. I, le serie storiche quinquennali del prezzo siciliano e del Pun, dei costi di generazione a olio (rappresentati dall'ITEC oil) e a ciclo combinato (rappresentati dall'ITEC ccgt) e della riserva in Sicilia; e in Fig. II, le serie storiche quinquennali della percentuale di fissazione del prezzo da parte dell'olio in Sicilia e nell'intero sistema. L'analisi congiunta delle due Figure evidenzia quindi tre fasi:

- una prima fase di relativa omogeneità tra prezzi siciliani e Pun durata fino a tutto il 2006, riconducibile a valori relativamente omogenei dell'ITM dell'olio in Italia e in Sicilia e a valori simili dell'ITEC oil e dell'ITEC ccgt;
- una seconda fase di iniziale differenziazione verso l'alto dei prezzi siciliani, durata dal 2007 alla primavera del 2008, segnata da un crescente distacco tra ITEC oil e ITEC ccgt e da una simultanea prima riduzione del ruolo dell'olio quale tecnologia marginale sul continente;
- infine, la terza fase di netta separazione tra prezzi siciliani e Pun, segnata da un distacco ormai marcato tra ITEC oil e ITEC ccgt e da una netta differenza tra tecnologie al margine in Sicilia (dove esplose l'olio) e nell'intero sistema (dove ormai prevale il ciclo combinato).

All'interno di questo schema di riferimento hanno giocato puntualmente un ruolo rilevante le variabili esogene e endogene. Così, in particolare, la fase di restrizione e inversione dei differenziali di costo di generazione tra olio e ciclo combinato tra novembre '08 e aprile '09 non ha indotto un rientro del prezzo siciliano (se non nei mesi successivi a febbraio) per effetto del simultaneo crollo della capacità disponibile, che ha determinato l'aumento della quota di generazione a olio combustibile e del potere di mercato unilaterale, favorendo nel contempo un aumento dei prezzi offerti (si tratta del trimestre coperto dall'indagine sui prezzi VIS 03/09 condotta dall'AEEG e che ha portato a una segnalazione all'Antitrust). D'altra parte i successivi valori massimi registrati ad Agosto e Settembre hanno risentito di un basso livello di capacità disponibile e del nuovo allargamento della forbice tra costi di generazione al margine in Sicilia e nel resto del

siema. Infine merita notare come nell'ultimo trimestre dell'anno i prezzi siciliani si siano sostanzialmente schiacciati sul livello dei costi di produzione a olio anche per l'effetto di un livello di riserva ai massimi storici, favorito da un forte aumento delle vendite da fonti rinnovabili in un contesto di marcata riduzione delle vendite complessive (come verificabile nel testo in Figura 4.16)

Fig. I Variabili strutturali rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sicilia*

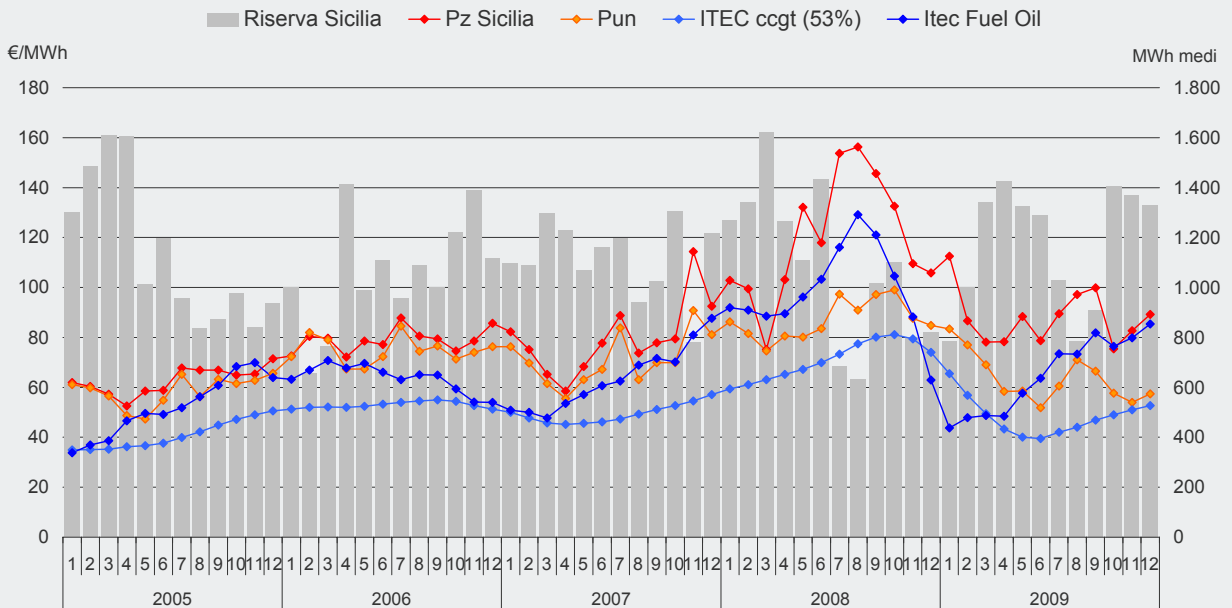
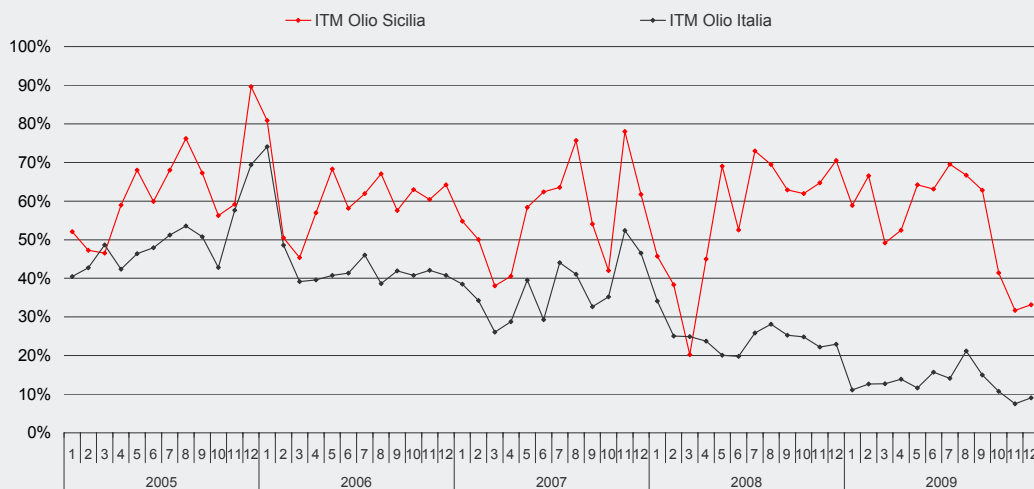


Fig. II ITM dell'olio combustibile in Italia e in Sicilia*



Il 2009, tuttavia, si è caratterizzato anche per una notevole crescita dei prezzi di vendita registrati in Sardegna che hanno sostanzialmente eguagliato il primato siciliano. Il prezzo medio è stato, infatti, superiore a quello nazionale del 29%, attestandosi a 82,01 €/MWh. Anche nel caso della Sardegna il prezzo è stato superiore in tutti i gruppi di ore, in misura maggiore nelle ore fuori picco (63,70 €/MWh; +32%) quando è risultata zona più cara, e minore nelle ore di picco (108,30 €/MWh; +30%) e festive (72,89 €/MWh; +23%). L'isola si è distinta, inoltre, per il più alto numero di picchi di prezzo superiori ai 150 €/MWh, pari a 1025 ore, e per la maggior volatilità assoluta, pari a 30 €/MWh.

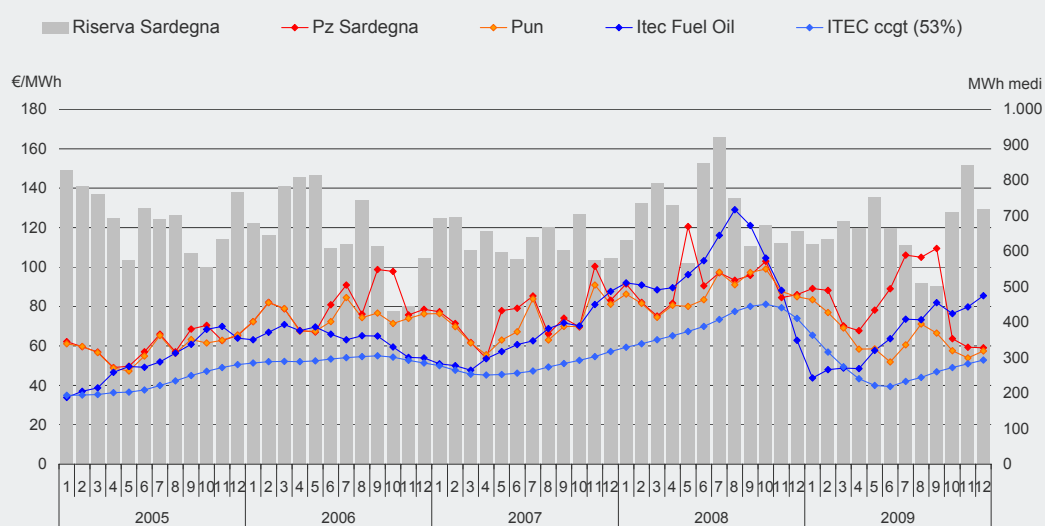
La genesi di questi incrementi, tuttavia, appare profondamente diversa da quella siciliana, così come diversa è la loro durata temporale, circoscritta ai mesi compresi tra maggio e settembre 2009, come si desume dall'esame della Fig. III. La serie mensile dei CCT mostra, infatti, un valore sempre inferiore agli 11 €/MWh ad eccezione del succitato periodo, in

cui esplose variando tra i 20 e i 46 €/MWh.

Il fattore determinante di tale rialzo sembra essere la lunga restrizione del Saco, visibile nella Fig. IV, che ha riguardato il periodo aprile – novembre, cui si sono sommate nei mesi critici diverse indisponibilità di capacità produttiva. L'esame della Fig.V mostra che il periodo maggio – settembre è stato caratterizzato da un basso livello di vendite da fonti rinnovabili, con minimo a luglio e agosto, da minor disponibilità di impianti a carbone a maggio e giugno, e da un livello di offerta dimezzato dell'impianto a ciclo combinato del Gse a settembre, mese in cui si è registrato il picco massimo (vedi anche Fig. 4.16). E' peraltro evidente come le suddette dinamiche di scarsità di offerta, che hanno favorito l'aumento puntuale delle vendite degli altri termici e di impianti idrici di punta, si vadano a sommare con l'adozione da parte degli operatori di strategie di prezzo variabili nel tempo, non necessariamente relazionate all'andamento dei costi dei combustibili, che hanno contribuito a sostenere i prezzi sull'isola (Figura V).

Variabili strutturali rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sardegna

Fig. III



Andamento del limite di transito tra la Sardegna e il Continente

Fig. IV

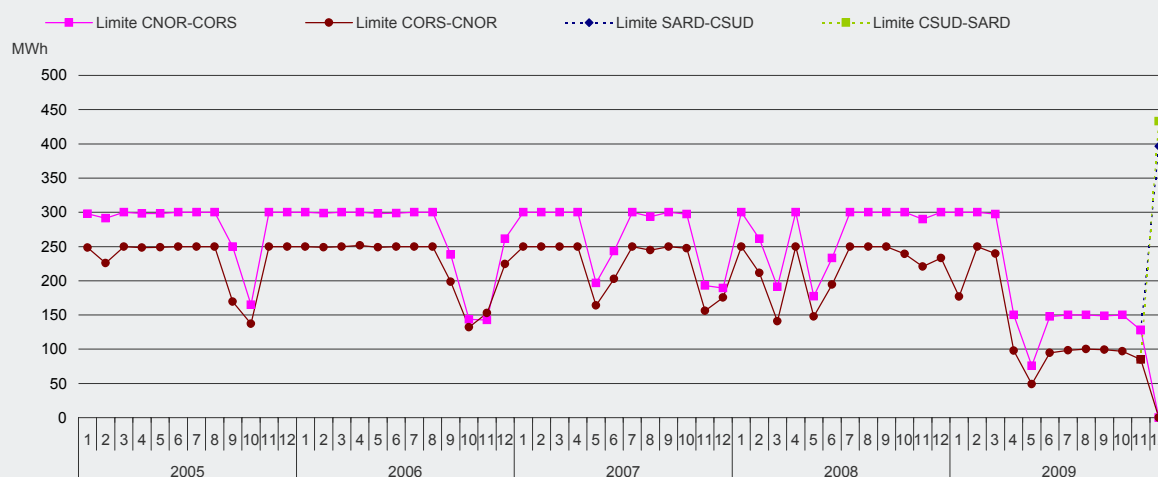
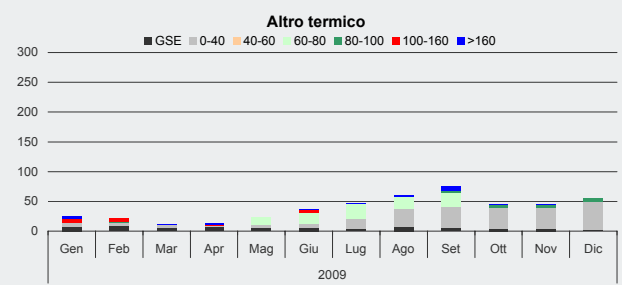
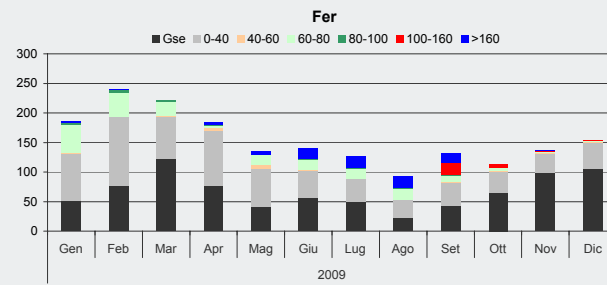
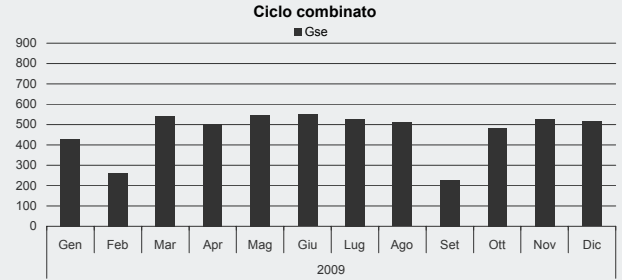
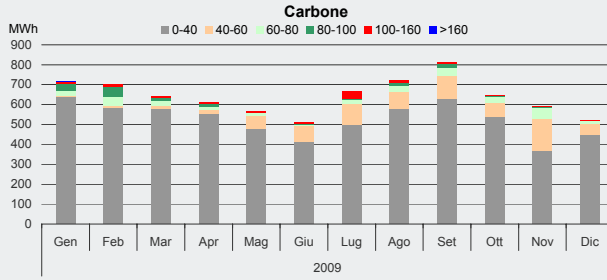


Fig. V Vendite per fonti e classe di prezzo offerto



4.2.1.3 Confronti internazionali di prezzo

Il 2009 si connota come un anno di forte discesa delle quotazioni registrate sui mercati elettrici europei, tornate sui livelli del 2007 dopo gli exploit osservati nel corso del 2008.

Come già analizzato in precedenza, la repentina inversione di tendenza trova la sua origine nella drastica contrazione della domanda, dovuta alla fase di profonda recessione economica, e nella contemporanea vistosa riduzione dei costi variabili di generazione, indotta dal ridimensionamento delle quotazioni dei combustibili.

In virtù di tali dinamiche tutte le borse si caratterizzano per una spiccata tendenza ribassista che riporta i prezzi nell'Europa Centrale tra i 38,85 €/MWh di EEX e i 47,92 €/MWh del riferimento svizzero, evidenziando un accresciuto differenziale tra i listini francese e tedesco, alimentato soprattutto nei periodi di alta domanda dalla scarsa flessibilità del parco di generazione transalpino, fortemente dipendente dalla tecnologia nucleare. Nella penisola iberica le quotazioni si fermano invece poco sotto i 37 €/MWh, tracciando una convergenza sul valore minimo di 35,02 €/MWh, anche quest'anno registrato su NordPool, in virtù di un parco produttivo sottostante imperniato sui più convenienti impianti idroelettrici. Le variazioni tendenziali che ne conseguono mostrano diminuzioni cospicue e sostanzialmente omogenee in tutti i gruppi di ore, attestate attorno ai 26-27 €/MWh (-35/-42%), in Spagna e in Europa centrale, dove proprio lo scorso anno si erano registrati gli incrementi di maggior rilievo, facendo invece segnare riduzioni inferiori e prossime ai 20 €/MWh (-21%) in Scandinavia.

In questo contesto, a fronte di una discesa al valore minimo degli ultimi 4 anni, IPEX si conferma anche nel 2009 la borsa con i prezzi più elevati (63,72 €/MWh), per effetto di una generazione sbilanciata sulla produzione da gas e in cui risulta marginale, sebbene crescente, il ruolo del carbone e delle fonti rinnovabili. Inoltre, la diminuzione tendenziale del prezzo italiano, per quanto consistente (-26,8%), si mantiene inferiore ai tassi di riduzione espressi dalle borse dei paesi limitrofi, determinando un aumento del divario esistente tra Pun e Prezzo Medio Europeo (PME), salito a 23,85 €/MWh (+17%), con un conseguente calo delle possibilità di arbitraggio alla frontiera settentrionale (-7/-9 p.p.) e del livello delle esportazioni (-41,1%) (Tab. 4.14, Tab. 4.15, Tab. 4.16).

Prezzi medi annuali sulle principali borse europee (€/MWh)

Tab. 4.14

	2009		2008		2007		2006		2005	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
TOTALE										
IPEX	63,72	-26,8%	86,99	22,5%	70,99	-5,0%	74,75	27,6%	58,59	-
EEX	38,85	-40,9%	65,76	73,1%	37,99	-25,2%	50,79	10,5%	45,98	-
Powernext	43,01	-37,8%	69,15	69,2%	40,88	-17,1%	49,29	5,6%	46,67	-
EXAA	38,95	-41,1%	66,18	69,8%	38,97	-23,5%	50,97	9,8%	46,43	-
NordPool	35,02	-21,7%	44,73	60,2%	27,93	-42,5%	48,59	65,7%	29,33	-
OMEL	36,96	-42,6%	64,44	63,8%	39,35	-22,1%	50,53	-5,9%	53,68	-
PzSvizzera (EEX)	47,92	-35,6%	74,38	61,7%	45,99	-	-	-	-	-
PUN-PME	23,85	17,0%	20,38	-36,8%	32,24	32,8%	24,28	95,3%	12,43	

Lo scarto Pun-PME si conferma anche quest'anno non omogeneo nei singoli gruppi orari, ribadendo l'esistenza di differenze strutturali evidenziate dal mercato italiano sia in termini di dinamiche di domanda/offerta che di ridotta competitività, con quest'ultima sempre più circoscritta alle sole ore festive. In dettaglio la forbice, minima seppur in crescita nelle ore di fuori picco lavorativo (14,62 €/MWh, +29,5%), raddoppia nelle ore festive e di picco, raggiungendo i 27-30 €/MWh (rispettivamente +4,2% e +23,9%) e rispecchiando andamenti ben riprodotti dal rapporto tra i prezzi nei singoli gruppi di ore. Anche nel 2009 questo valore tocca il suo livello massimo su IpeX, tanto al picco (1,72 contro valori al più pari a 1,69) quanto nel festivo (1,23 contro 1,05), riflettendo nei giorni lavorativi sia la più ampia modulazione della domanda, sia la maggiore rigidità della curva d'offerta al margine del mercato italiano e in quelli festivi condizioni di elevata concentrazione dell'offerta e di conseguente accentuato potere di mercato (Tab. 4.15).

Tab. 4.15

Prezzi medi 2009 per gruppi di ore sulle principali borse europee (€/MWh)

2009	Totale		Picco		Fuori picco		Fuori picco lavorativo		Festivo	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
IPEX	63,72	-26,8%	83,05	-27,4%	53,41	-26,4%	48,29	-28,7%	59,27	-23,9%
EEX	38,85	-40,9%	51,56	-42,3%	32,07	-39,8%	33,28	-40,4%	30,69	-39,1%
Powernext	43,01	-37,8%	58,67	-36,9%	34,66	-38,7%	34,78	-40,2%	34,52	-36,9%
EXAA	38,95	-41,1%	52,01	-42,5%	31,97	-40,1%	32,51	-41,9%	31,35	-37,8%
NordPool	35,02	-21,7%	38,37	-23,5%	33,23	-20,6%	33,49	-21,8%	32,94	-19,2%
OMEL	36,96	-42,6%	40,37	-43,4%	35,14	-42,2%	34,3	-42,3%	36,1	-42,1%
PzSvizzera (EEX)	47,92	-35,6%	61,24	-36,8%	40,81	-34,7%	39,81	-36,8%	41,95	-32,1%
PUN-PME	23,85	17,0%	29,90	23,9%	20,62	12,0%	14,62%	29,5%	27,49	4,2%

La drastica riduzione delle quotazioni ha favorito, inoltre, una decisa contrazione della loro volatilità in termini assoluti, crollata nell'Europa centrale sui 6-8 €/MWh con la sola eccezione di Powernext dove sale a 14,4 €/MWh, in conseguenza di forti oscillazioni concentrate nelle ore di picco. Il dato normalizzato mostra tuttavia un rinnovato e generalizzato incremento dell'indice di volatilità relativa che torna a riallinearsi nella maggior parte dei casi ai valori del 2007, confermando peraltro una maggiore dispersione attorno alla media annua delle quotazioni espresse dalle borse centro-europee (20/27%). La sostanziale stabilità del livello italiano (17%) riflette, invece, una peculiarità del nostro mercato, caratterizzato da oscillazioni ridotte, per quanto crescenti dal 2007, sia rispetto a valori medi elevati (vedi ad esempio il 2008), sia in relazione a prezzi di gran lunga più contenuti (come nel 2009) (Tab. 4.17).

Tab. 4.16

Percentuale di ore con prezzi esteri superiori al PzNord

TOTALE	2009		2008		2007		2006		2005	
	Media	Var. tend. (p.p.)	Media	Var. tend. (p.p.)	Media	Var. tend. (p.p.)	Media	Var. tend. (p.p.)	Media	Var. tend. (p.p.)
EEX	6,7%	-6,7	13,5%	7,9	5,5%	-3,8	9,3%	-12,8	22,1%	-
Powernext	9,0%	-9,0	18,1%	10,6	7,5%	-4,2	11,7%	-11,9	23,6%	-
EXAA	4,7%	-7,9	12,6%	7,3	5,3%	-3,8	9,2%	-13,1	22,3%	-
NordPool	11,8%	4,9	6,8%	2,7	4,1%	-15,0	19,2%	9,5	9,6%	-
OMEL	10,7%	-8,2	18,8%	7,5	11,3%	-6,8	18,1%	-29,3	47,5%	-
PzSvizzera (EEX)	17,2%	-9,8	27,0%	11,1	15,9%	-	-	-	-	-

Tab. 4.17

Volatilità sulle principali borse europee (€/MWh)

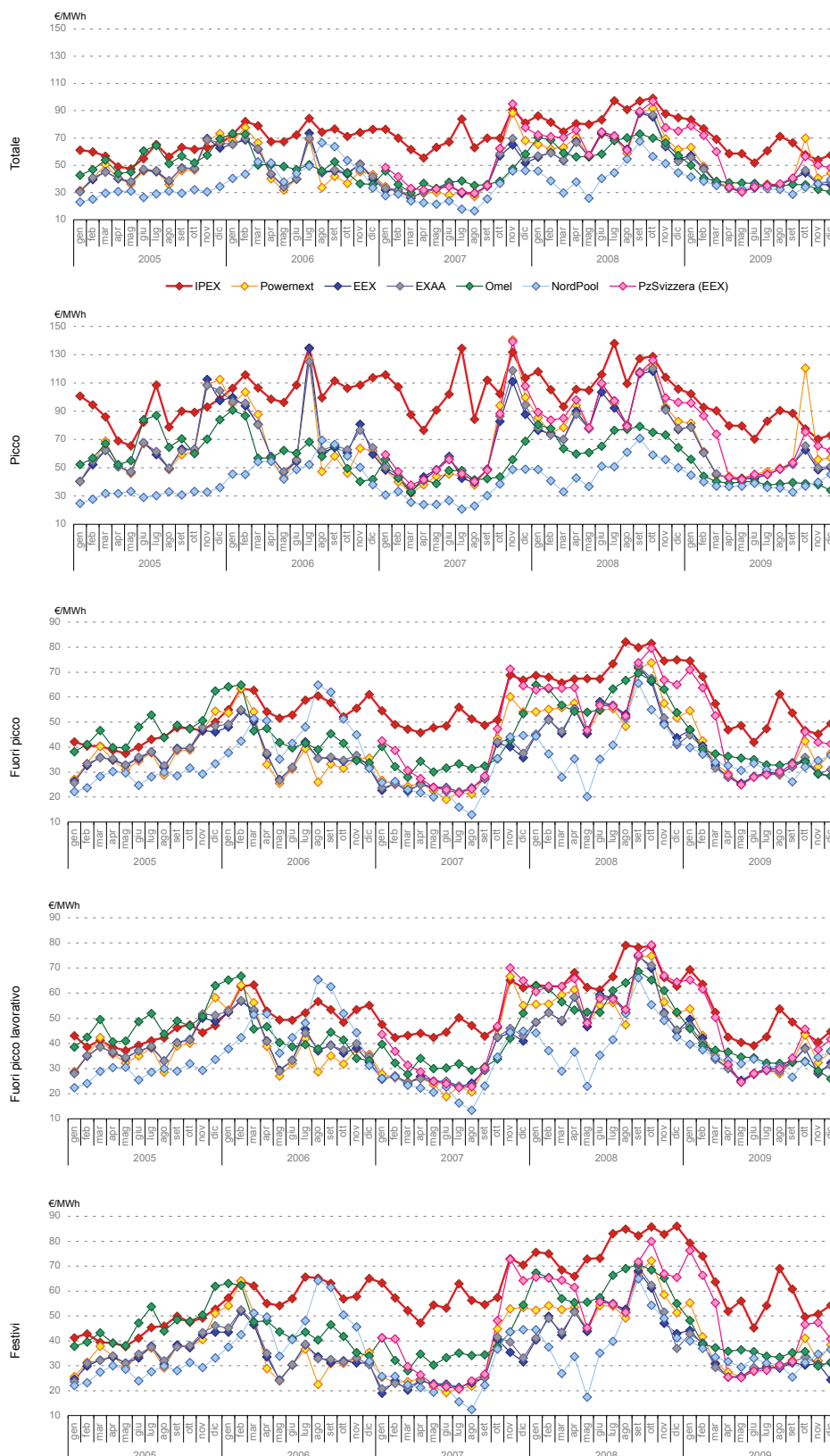
TOTALE	IVA (€/MWh)					IVR (%)				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
IPEX	10,2	12,0	11,2	9,1	7,3	17%	15%	16%	12%	13%
EEX	8,6	12,1	12,0	14,5	10,9	27%	21%	28%	24%	21%
Powernext	14,4	12,3	14,0	12,9	11,5	24%	21%	26%	25%	23%
EXAA	6,3	10,3	10,0	10,0	10,0	19%	18%	23%	19%	19%
NordPool	3,1	4,9	3,0	3,9	2,2	9%	12%	12%	8%	8%
OMEL	3,8	5,2	5,3	8,3	8,6	11%	8%	13%	16%	16%
PzSvizzera (EEX)	8,4	10,2	9,9			20%	16%	19%		

Il progressivo calo della domanda e il suo successivo permanere sui livelli minimi dell'ultimo quinquennio ha prodotto una significativa depressione delle quotazioni, evidente soprattutto a partire dal mese di aprile. Infatti, dopo un primo trimestre caratterizzato dalla graduale estinzione dei residui fenomeni rialzisti osservati nel corso del 2008, tutte le borse hanno ripiegato verso valori mensili di gran lunga più bassi, mantenuti costanti nella rimanente porzione di 2009, contravvenendo a qualsiasi forma di stagionalità emersa negli anni precedenti. Eccezioni isolate si riscontrano nei mesi estivi su IpeX, contraddistinto da una quotazione di agosto straordinariamente elevata e per la prima volta superiore ai livelli dei mesi contigui, e a ottobre sui listini centro-europei, spinti al rialzo dall'eccezionale rincaro indotto su Powernext dalle

ristrettezze sofferte in termini di capacità disponibile del parco produttivo francese. L'analisi degli andamenti mensili conferma inoltre, mostrandola con più spiccata evidenza, la prossimità al prezzo italiano palesata nei mesi invernali dal riferimento svizzero, le cui dinamiche sembrano riprodurre in maniera puntuale i movimenti del Pun. E infine, proprio nei mesi invernali si assiste ad un inusuale allargamento dei differenziali di prezzo delle borse centro-europee, tradizionalmente molto stretti, riconducibile anch'esso alle tensioni emerse nel mercato elettrico francese (Fig. 4.8).

Andamento mensile dei prezzi sulle principali borse europee (€/MWh)

Fig. 4.8



4.2.2 Domanda e offerta

Il 2009 ha registrato un drastico allargamento della forbice offerta-domanda, con la prima in ulteriore aumento di 2.000 MW concentrati nelle zone meridionali del paese e la seconda in drastica riduzione per effetto della forte crisi economica internazionale. L'effetto indotto sul mix produttivo, sulla concentrazione di mercato, sul livello dei prezzi e soprattutto sulla loro differenziazione geografica è stato sensibile e pare destinato a durare negli anni.

Proprio il rilevante effetto sui differenziali di prezzo tra zone, che ha visto il Sud separarsi frequentemente dal Centro Sud, ha suggerito di modificare la tradizionale rappresentazione per "macrozone" dei dati di quantità e di concentrazione forniti in questa Relazione Annuale. In particolare, pur mantenendo il principio di aggregare i volumi di ogni polo di produzione limitata a quelli della zona geografica limitrofa essendo i primi semplicemente fornitori di energia per le seconde, si è valutato opportuno rappresentare ciascuna zona geografica separatamente. Operativamente l'unica differenza riguarda le zone Centro Nord e Centro Sud, fino al 2008 aggregate alla zona Sud insieme ai poli di Rossano Brindisi e Foggia nella Macrozona Sud e dal 2009 presentate separatamente, secondo lo schema riportato di seguito (Tab. 4.18). Prima di procedere nel dettaglio si segnala che le variazioni percentuali nei volumi su base tendenziale sono state normalizzate rispetto al numero di ore, per tenere conto del fatto che il 2008 è stato un anno bisestile.

Tab. 4.18

Aggregazioni convenzionali di zone

Zona	Tipologia di zona	Zona*	Macrozona
Nord	Geografica	Nord*	MzNord
Monfalcone	Polo di produzione limitato	Nord*	MzNord
Turbigo	Polo di produzione limitato	(abolita nel 2007)	MzNord
Centro Nord	Geografica	Centro Nord	MzSud
Piombino	Polo di produzione limitato	(abolita nel 2007)	MzSud
Centro Sud	Geografica	Centro Sud	MzSud
Sud	Geografica	Sud*	MzSud
Foggia	Polo di produzione limitato	Sud*	MzSud
Brindisi	Polo di produzione limitato	Sud*	MzSud
Rossano	Polo di produzione limitato	Sud*	MzSud
Calabria	Geografica	(abolita nel 2009)	MzSud
Sicilia	Geografica	Sicilia*	MzSicilia
Priolo	Polo di produzione limitato	Sicilia*	MzSicilia
Sardegna	Geografica	Sardegna	MzSardegna
Francia	Virtuale estera	Estero*	MzEstero
Svizzera	Virtuale estera	Estero*	MzEstero
Austria	Virtuale estera	Estero*	MzEstero
Slovenia	Virtuale estera	Estero*	MzEstero
Grecia	Virtuale estera	Estero*	MzEstero
Estero Nord Ovest	Virtuale estera	(abolita nel 2009)	MzEstero
Estero Nord Est	Virtuale estera	(abolita nel 2009)	MzEstero
Estero Sud	Virtuale estera	(abolita nel 2009)	MzEstero
Corsica	Virtuale estera	Estero*	MzEstero

4.2.2.1 Domanda

Nel 2009 gli acquisti complessivi registrati sul MGP, inclusivi di contratti bilaterali, si sono attestati a 313,4 TWh, segnando una drastica riduzione sull'anno precedente (-6,7%). La dimensione del crollo è stata tale da portare la domanda a livelli mai così bassi dall'avvio del mercato, tanto che per trovare valori comparabili è necessario guardare alle più lunghe serie storiche di Terna, che segnalano un ribasso analogo solo nel triennio di guerra 1943/45 e nella crisi postbellica del 1949⁹.

La riduzione ha interessato tutte le zone nazionali, i cui acquisti complessivi sono scesi a 309 TWh con un calo complessivo del 6% e con una riduzione particolarmente sensibile degli acquisti da impianti a pompaggio (-43%), scesi per la prima volta dall'avvio del mercato sotto i 3 TWh. La contrazione degli acquisti ha inciso maggiormente sulle zone centro settentrionali, che insieme rappresentano il 64,4% degli acquisti complessivi essendo qui concentrata la maggior parte della struttura industriale del paese e dove i consumi sono quindi arretrati del 6/7%; per opposti motivi il ribasso è stato minimo sulle isole, che congiuntamente rappresentano il 10,1% degli acquisti totali e sono calate del 3,6%. Più complesso è valutare la variazione sulle zone Centro Sud e Sud*, che insieme rappresentano il 24,2% degli acquisti ma la cui modifica dei confini ha indotto variazioni molto ampie e di segno opposto: complessivamente il loro ribasso è stato del -5,1%. La riduzione è stata invece molto più marcata relativamente alle esportazioni, come segnala il calo degli acquisti sulle zone estere a 4,2TWh (-41%). Questo ribasso, indotto soprattutto dal riallargarsi del differenziale di prezzo con le borse estere, ha interessato con maggior vigore la Grecia (-1,3 TWh, -69%) e la Francia (-0,7 TWh, -43%) ed in misura più ridotta la Svizzera (-0,6 TWh, -21%), l'Austria (-0,05 TWh, -62%) e la Slovenia (-0,2 TWh, -92%) (Tab. 4.19).

Zone*	Volumi acquistati sul MGP (MWh)						
	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2009/2008	Struttura
Nord*	168.005.227	180.998.747	179.320.140	178.899.569	175.982.892	-6,9%	53,6%
Centro Nord	33.747.416	35.914.137	36.462.474	35.965.481	35.409.712	-5,8%	10,8%
Centro Sud	49.740.985	33.348.807	32.673.490	32.397.437	32.017.545	49,6%	15,9%
Sud*	26.109.067	46.612.240	45.369.626	44.650.771	43.977.172	-43,8%	8,3%
Sicilia*	19.717.045	20.503.706	19.939.844	20.007.397	19.071.235	-3,6%	6,3%
Sardegna	11.843.298	12.324.901	12.399.707	13.237.399	12.809.787	-3,6%	3,8%
Italia	309.163.039	329.702.540	326.165.281	325.158.054	319.268.344	-6,0%	98,6%
- pompaggi	2.891.281	5.108.149	6.339.094	7.444.239	8.087.174	-43,2%	0,9%
- clienti finali	306.271.758	324.594.391	319.826.187	317.713.815	311.181.170	-5,4%	97,7%
Estero	4.262.128	7.258.757	3.783.926	4.631.976	3.916.506	-41,1%	1,4%
Totale	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	-6,7%	100,0%

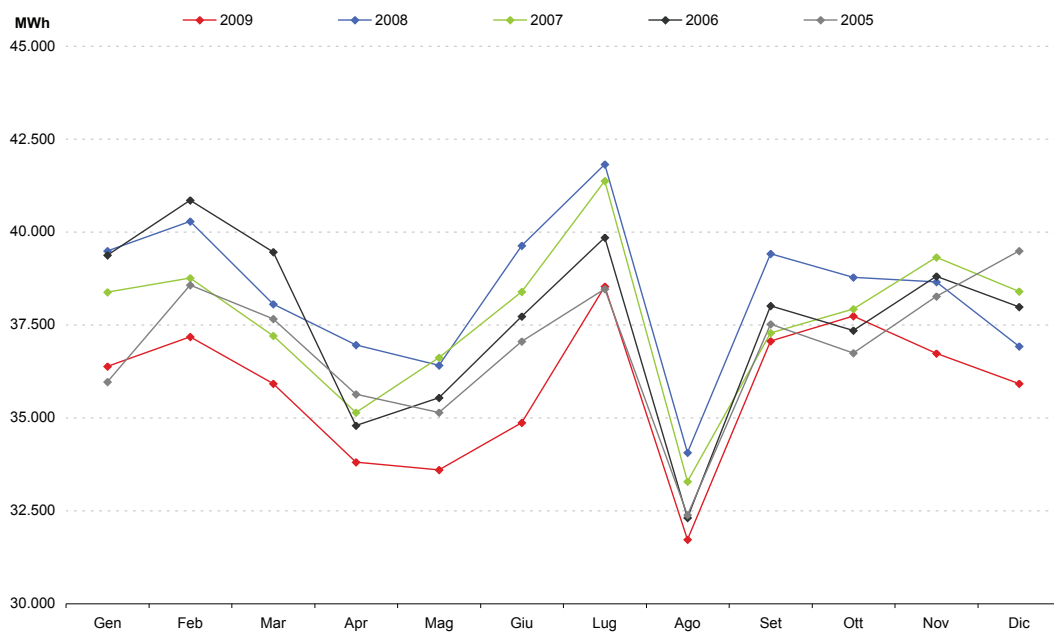
(*) Le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

La recessione ha seguito un andamento a campana. La fase recessiva più critica concentrata nel primo semestre, in cui si sono persi rispetto all'anno prima circa 14,7 TWh (-8%) registrando sei ribassi tendenziali di intensità sostanzialmente crescente compresi tra il 6% e il 12%. Tale contrazione ha interessato sia i volumi nazionali (-12,5 TWh, -7%) sia le esportazioni (-2,2 TWh, -68%). Per contro nel secondo semestre si è assistito a un graduale rientro dei consumi, con una contrazione cumulata sensibilmente inferiore (-8,8 TWh, -5%) e ribassi tendenziali in discesa dall'8% al 3%. Tale differenza riflette soprattutto la ridotta entità della contrazione degli acquisti nell'ultimo trimestre, che - nonostante acquisti insolitamente bassi per gli standard annui - sconta sia i primi effetti della crisi già registrati nel quarto trimestre 2008 sia una sensibile inversione di tendenza delle esportazioni giunte tra ottobre e dicembre al massimo storico per effetto del forte innalzamento dei prezzi sulle borse europee (Fig. 4.9).

⁹ Il dato annuale di Terna per il 2009 indica un consumo complessivo di 317 TWh, un valore per ritrovare il quale bisogna tornare indietro al 2003 e che segna un ribasso tendenziale del 6,7%. La differenza tra il dato GME e il dato Terna riflette la differente natura dei dati forniti, relativi nel primo caso a programmi di consumo registrati sul mercato il giorno prima dell'effettivo prelievo e nel secondo caso a consumi effettivi registrati da Terna nel tempo reale. Storicamente il primo dato risulta essere inferiore al secondo del 2-3%.

Fig. 4.9

Andamento mensile degli acquisti sul MGP (MWh)



Da segnalare come il 2009 abbia consolidato il *trend* di crescita della quota di "domanda elastica", intesa come la percentuale di acquisti con indicazione massima di prezzo, balzata dal 5,8% del 2008 all'8,2% del 2009. Un dato come sempre concentrato quasi esclusivamente sulle zone estere e rappresentativo quindi della ricerca di opportunità di arbitraggio transfrontaliero da parte dei *traders*: in queste zone la percentuale è passata dall'82% al 92%, con una crescita che ha interessato tutte le zone estere ma è risultata particolarmente rilevante sulla zona Grecia. Va rilevato come, a fronte dell'8,2% di offerte di acquisto con indicazione di prezzo, ben il 7,6% siano state respinte, con ciò indicando che i limiti di prezzo indicati erano effettivamente stringenti (Tab. 4.20).

Tab. 4.20

Elasticità della domanda

		OFFERTE PRESENTATE (al netto dei pompaggi)					OFFERTE RIFIUTATE (al netto dei pompaggi)				
		2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Nord*	MWh	305.725	703.304	292.061	51.475	506.843	252.144	567.078	221.708	23.364	12.636
	% sul totale	0,2%	0,4%	0,2%	0,0%	0,3%	0,1%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%
Centro Nord	MWh	388.015	612.293	155.864	5.027	211.628	303.078	509.725	120.571	2.108	415
	% sul totale	1,1%	1,7%	0,4%	0,0%	0,6%	0,9%	1,4%	0,3%	0,0%	0,0%
Centro Sud	MWh	393	480	3	7.483	123.164	-	480	3	161	359
	% sul totale	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sud*	MWh	36	14	3	17	377.071	12	14	3	17	1.187
	% sul totale	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sicilia*	MWh	220.109	315.707	135.115	1.162	149.775	181.896	269.412	103.684	968	231
	% sul totale	1,1%	1,5%	0,7%	0,0%	0,8%	0,9%	1,3%	0,5%	0,0%	0,0%
Sardegna	MWh	245.105	236.124	80.867	9.050	40.059	201.155	198.078	63.561	2.058	1
	% sul totale	2,0%	1,9%	0,6%	0,1%	0,3%	1,7%	1,6%	0,5%	0,0%	0,0%
Estero	MWh	26.710.804	18.838.282	6.453.700	8.358.740	1.963.543	24.828.168	15.756.084	4.928.580	7.225.607	775.122
	% sul totale	91,8%	81,9%	74,1%	70,5%	41,9%	85,3%	68,5%	56,6%	60,9%	16,5%
Totale	MWh	27.870.188	20.706.203	7.117.613	8.432.955	3.372.083	25.766.454	17.300.870	5.438.109	7.254.284	789.951
	% sul totale	8,2%	5,8%	2,1%	2,5%	1,0%	7,6%	4,9%	1,6%	2,2%	0,2%
		OFFERTE PRESENTATE (al netto dei pompaggi)					OFFERTE RIFIUTATE (al netto dei pompaggi)				
		2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Francia	MWh	8.737.147	6.954.190	66.915	4.387.462	495.202	8.356.081	5.442.873	1.165	4.150.191	193.680
	% sul totale	93,6%	85,5%	19,7%	80,5%	38,1%	89,5%	79,2%	0,3%	76,2%	14,9%
Svizzera	MWh	12.503.608	7.921.345	5.140.644	2.940.165	1.294.716	11.481.491	5.447.574	4.140.683	2.188.356	494.997
	% sul totale	91,1%	84,8%	93,9%	66,8%	54,2%	83,7%	69,0%	75,7%	49,7%	20,7%
Austria	MWh	1.126.975	779.224	750	533.829	172.526	1.111.029	722.411	-	514.324	86.176
	% sul totale	98,6%	96,6%	6,0%	97,2%	66,4%	97,2%	89,5%	0,0%	93,6%	33,2%
Slovenia	MWh	226.932	423.100	494.014	455.788	1.099	212.225	314.765	147.603	354.726	270
	% sul totale	97,0%	71,2%	73,2%	89,9%	0,7%	90,7%	53,0%	21,9%	70,0%	0,2%
Grecia	MWh	4.116.142	2.760.423	751.377	41.496	-	3.667.342	1.827.661	638.279	18.010	-
	% sul totale	97,0%	74,2%	41,7%	8,1%	0,0%	86,5%	49,1%	35,4%	3,5%	0,0%
Totale Estero	MWh	26.710.804	18.838.282	6.453.700	8.358.740	1.963.543	24.828.168	15.756.084	4.928.580	7.225.607	775.122
	% sul totale	91,8%	81,9%	74,1%	70,5%	41,9%	85,3%	68,5%	56,6%	60,9%	16,5%

4.2.2.2 Offerta

Per il sesto anno consecutivo, il sistema ha registrato un incremento di capacità installata, pari a circa 2.000 MW. A dispetto dell'entità non particolarmente rilevante (si tratta anzi del più piccolo incremento dal 2004 ad oggi), il dato ha inciso in maniera sensibile sul mercato elettrico per diversi motivi. Anzitutto, perché si è accumulato ai circa 25.000 MW già installati nei cinque anni precedenti, rafforzando l'eccesso di offerta già registrato nel 2008 con impatti sensibili sul livello dei costi medi, della concentrazione del mercato e del potere di mercato al margine. E in secondo luogo perché ha determinato un significativo riequilibrio territoriale dell'offerta e della struttura dei costi, essendosi concentrato quasi esclusivamente nelle zone Centro Sud, Sud* e Sicilia* e su tecnologie di base come i 700 MW del nuovo impianto a carbone di Torvaldaliga nel Centro Sud e i 600 MW di impianti eolici (Fig. 4.10, Fig. 4.11)¹⁰.

L'aumento della capacità installata si è concretizzato in un incremento dei volumi complessivamente offerti sul MGP, saliti al massimo storico di 499 TWh (+5,6%). L'aumento si è concentrato esclusivamente nelle zone Centro Sud e Sud*, inducendo un aumento dell'offerta complessivo pari a +4,6% e nelle zone estere, dove l'allargamento del differenziale di prezzo con l'estero ha favorito un ritorno delle offerte di importazione ai livelli di 55 TWh registrati nel 2008 (+5,0%). Nelle altre zone, viceversa, la quantità offerta è risultata stabile quando non in modesta riduzione (Tab. 4.21).

Nuova potenza installata per anno e tecnologia (MW)

Fig. 4.10



¹⁰ L'impianto, entrato in produzione a fine 2008, ha inciso soprattutto sul 2009.

Fig. 4.11

Nuova potenza installata per anno e zona* (MW)

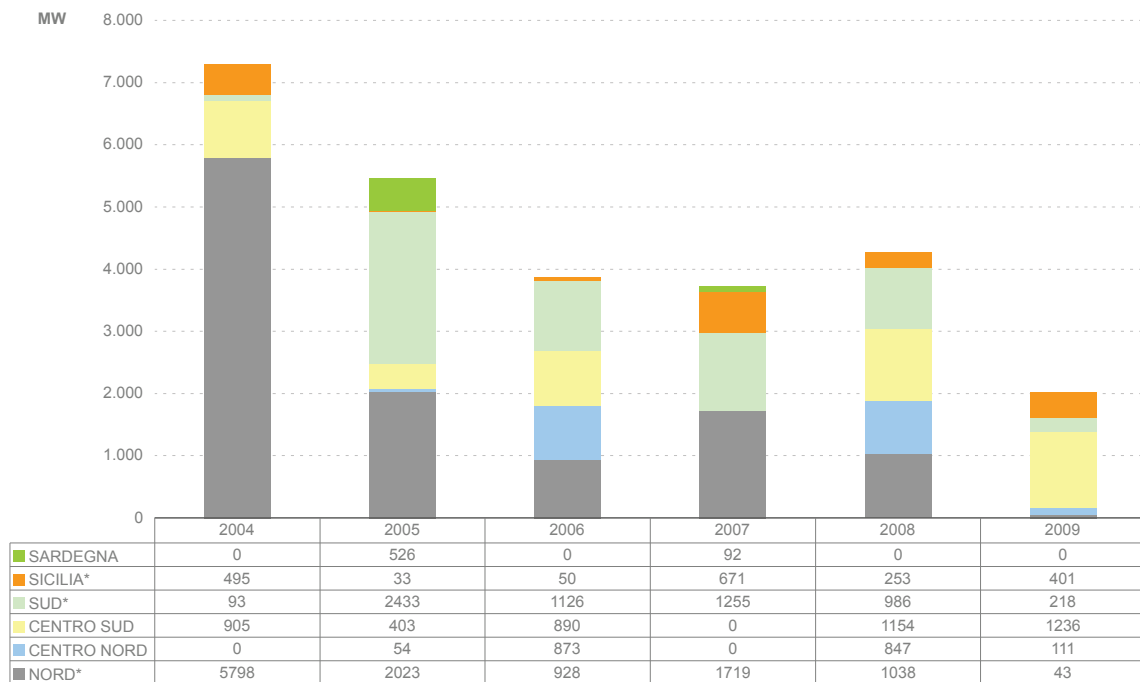
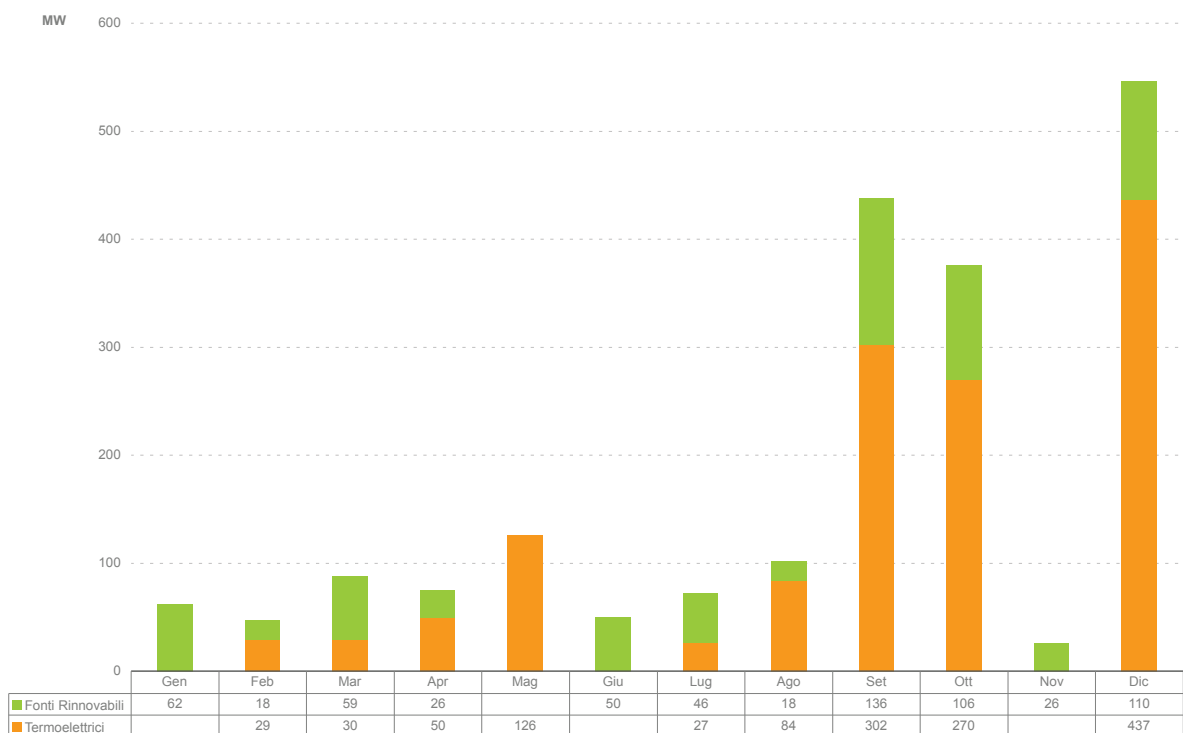


Fig. 4.12

Nuova potenza installata nel 2009 per mese (MW)



Tab. 4.21

Zone*	Volumi offerti annui sul MGP (MWh)						
	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2009/2008	Struttura
Nord*	226.743.066	229.784.604	219.859.330	211.156.210	199.906.460	-1,1%	45%
Centro Nord	38.216.476	38.384.890	38.237.118	34.001.125	36.080.418	-0,2%	8%
Centro Sud	61.643.764	40.688.988	40.054.106	40.525.125	53.004.564	51,9%	12%
Sud*	71.145.208	86.140.153	78.097.155	69.299.649	54.609.570	-17,2%	14%
Sicilia*	29.231.299	29.683.537	29.554.105	29.312.663	30.437.564	-1,3%	6%
Sardegna	17.222.096	18.119.533	18.552.158	18.669.358	18.380.287	-4,7%	3%
Italia	444.201.908	442.801.705	424.353.973	402.964.130	392.418.862	0,6%	89%
Estero	55.029.952	52.550.366	55.869.444	52.867.539	52.804.959	5,0%	11%
Totale	499.231.861	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.821	1,1%	100%

(*) Le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

Al forte aumento delle offerte delle zone estere è ovviamente corrisposto un analogo aumento delle importazioni, tornate a superare i 50 TWh (+5%) e a coprire quindi il 16% degli acquisti complessivi. Tale aumento, in un contesto di forte contrazione della domanda, ha indotto una drastica riduzione delle vendite sulle zone nazionali (-8,8%) ed un ancor più drastico aumento delle offerte nazionali rigettate (+18%). Anche in questo caso, tuttavia, la tendenza ha interessato le diverse zone con intensità estremamente differenziate. In particolare, la zona Nord* è quella che ha sperimentato le maggiori riduzioni (-12%), seguita dal Centro Nord (-10%), arrivando a rappresentare il 43% delle vendite complessive rispetto al 46% di un anno fa. Riduzioni più contenute si sono registrate sulle isole, le cui vendite sono calate del 5% e del 3% continuando tuttavia a rappresentare insieme il 10% delle vendite complessive e risultando anche quest'anno strutturalmente importatrici. Le riduzioni minori si sono invece registrate al Centro Sud e al Sud*, le cui vendite complessive sono calate di un più modesto 5,1% grazie all'effetto positivo dell'aumento della quota di offerta di base sul proprio totale legato al rinnovo del parco (Tab. 4.22, Tab. 4.23).

Tab. 4.22

Zone*	Volumi venduti annui sul MGP (MWh)						
	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2009/2008	Struttura
Nord*	136.187.563	154.242.131	148.869.281	148.295.364	146.577.590	-11,5%	43%
Centro Nord	20.498.599	22.908.060	24.412.608	24.515.635	24.106.605	-10,3%	7%
Centro Sud	24.811.493	16.376.297	16.788.750	25.194.961	27.033.578	51,9%	8%
Sud*	51.151.652	63.653.244	56.544.292	48.795.389	39.866.490	-19,4%	16%
Sicilia*	19.011.427	20.112.505	19.756.615	20.023.961	20.511.991	-5,2%	6%
Sardegna	11.440.879	11.867.205	13.008.471	12.995.012	12.325.760	-3,3%	4%
Italia	263.101.613	289.159.443	279.380.017	279.820.323	270.422.015	-8,8%	84%
Estero	50.323.553	47.801.854	50.569.189	49.969.706	52.762.835	5,6%	16%
Totale	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	-6,7%	100%

(*) Le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

Tab. 4.23

Zone*	Volumi rigettati annui sul MGP (MWh)						
	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2009/2008	Struttura
Nord*	90.555.502	75.542.473	70.990.049	62.860.846	53.328.870	20,2%	49%
Centro Nord	17.717.877	15.476.830	13.824.510	9.485.490	11.973.813	14,8%	10%
Centro Sud	36.832.271	24.312.691	23.265.356	15.330.164	25.970.986	51,9%	20%
Sud*	19.993.556	22.486.909	21.552.863	20.504.260	14.743.079	-10,8%	11%
Sicilia*	10.219.872	9.571.032	9.797.491	9.288.702	9.925.572	7,1%	6%
Sardegna	5.781.217	6.252.327	5.543.686	5.674.346	6.054.527	-7,3%	3%
Italia	181.100.295	153.642.263	144.973.956	123.143.807	121.996.847	18,2%	97%
Estero	4.706.400	4.748.512	5.300.255	2.897.832	42.124	-0,6%	3%
Totale	185.806.695	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.971	17,6%	100%

(*) Le variazioni percentuali sono calcolate sui volumi medi annui, per depurarle del diverso numero di ore del 2008

Rispetto al livello complessivo delle vendite registrate, si verifica un forte incremento a livello complessivo della quota offerta a prezzo zero (dal 67% al 72%), che media un sensibile incremento relativo alle offerte presentate in borsa (dal 27% al 39%) con una modesta riduzione relativa ai contratti bilaterali (dal 98% al 94%). I due fenomeni riflettono entrambi, in modo speculare, l'aumento della competizione al margine, che induce da un lato gli operatori di borsa a un comportamento più aggressivo al fine di garantirsi il dispacciamento della propria energia anche in un contesto di maggior concorrenza e dall'altro i titolari di contratti bilaterali a sfruttare le opzioni di flessibilità garantite dalla PCE per cogliere eventuali opportunità di arbitraggio tra i costi dei propri impianti e i prezzi eventualmente inferiori prevalenti sul mercato generate dalla fase ribassista del mercato¹¹. A tale proposito merita rilevare il vero e proprio tracollo registrato sulle isole dall'indice sui bilaterali registrati sulla PCE, affiancato da valori stabili o in riduzione anche relativamente alle quantità offerte in borsa; un segnale giustificabile con il rischio che, in zone caratterizzate da una domanda strutturalmente limitata e congiunturalmente calante, nonché da curve di offerta molto ripide, una quota eccessiva di offerte a zero possa far precipitare in alcune ore i prezzi a tale livello (Tab. 4.24).

Tab. 4.24

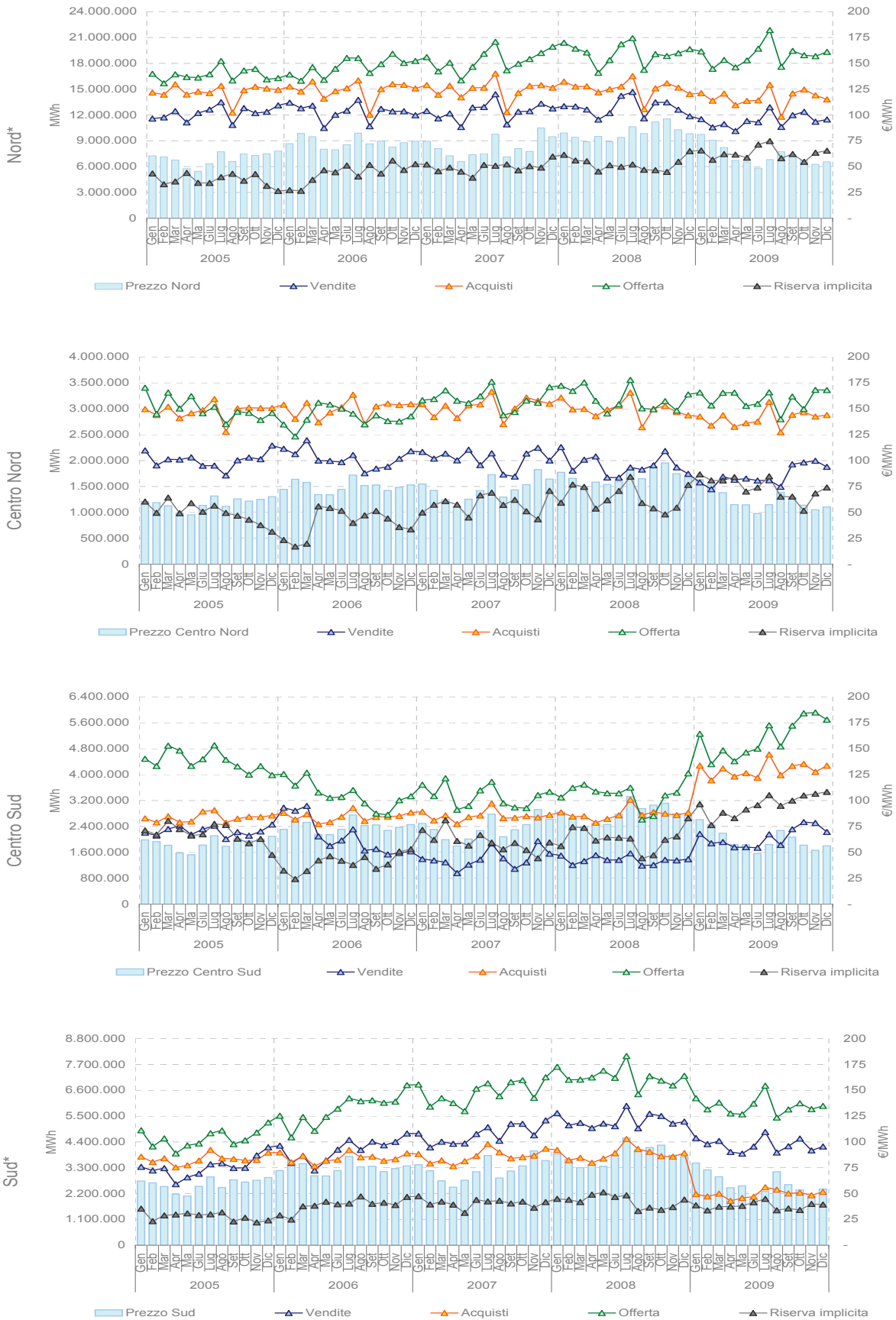
Volumi venduti a prezzo zero sul MGP

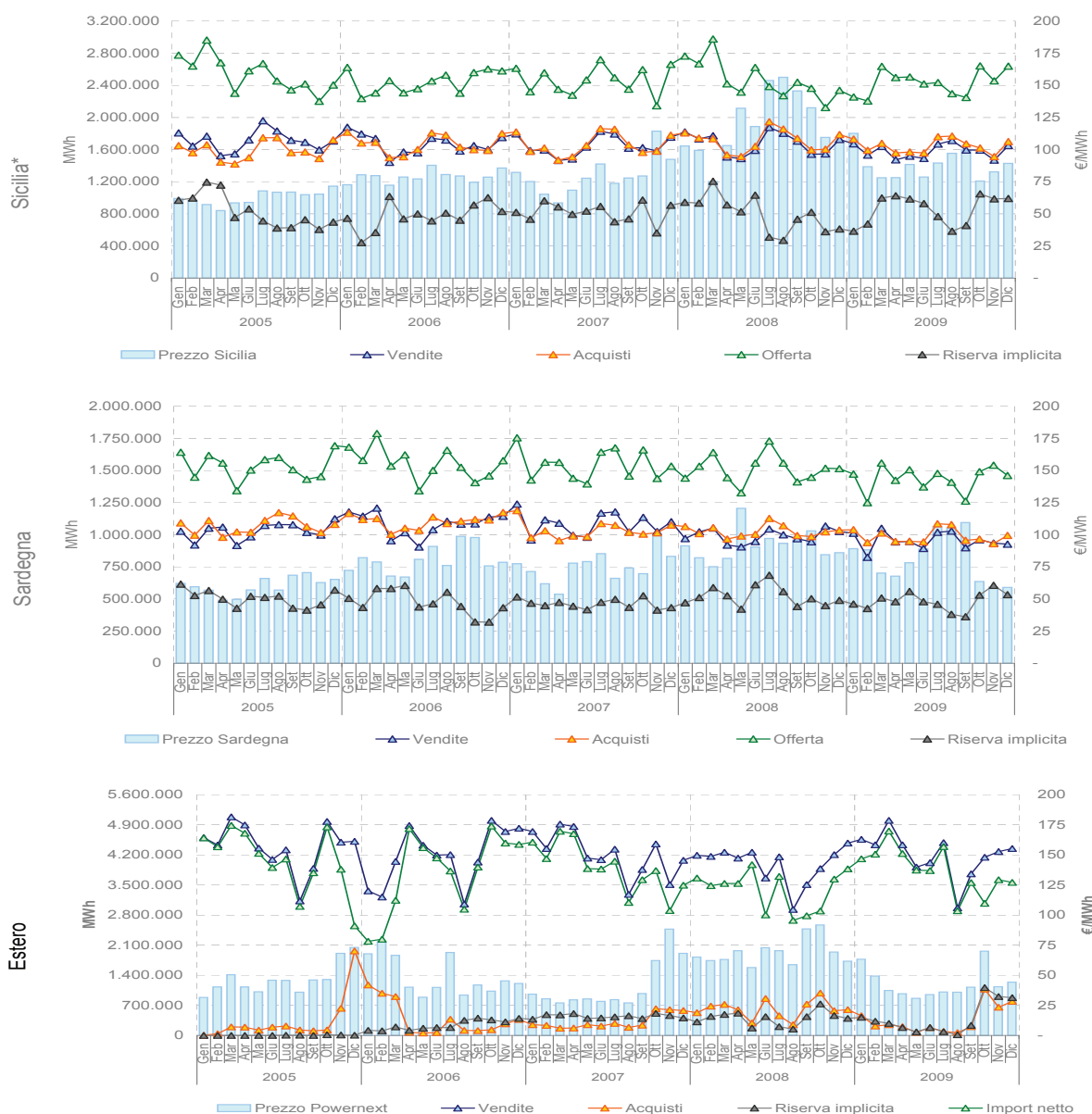
	Quote sul Sistema Italia					Quote su IPEX					Quote su PCE				
	Totale					Totale					Totale				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Nord*	65,3%	65,3%	66,6%	77,3%	69,5%	32,9%	22,8%	27,0%	34,5%	30,3%	93,5%	96,8%	94,2%	100,0%	100,0%
Centro Nord	89,8%	62,4%	63,8%	85,7%	75,4%	32,1%	10,5%	12,6%	19,0%	13,8%	98,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Centro Sud	70,0%	72,1%	59,8%	60,9%	55,3%	34,8%	8,0%	17,6%	22,4%	25,0%	97,0%	99,9%	99,9%	100,0%	100,0%
Sud*	80,0%	60,9%	56,8%	59,1%	64,6%	39,7%	32,3%	26,0%	15,7%	19,5%	100,0%	100,0%	98,9%	100,0%	100,0%
Sicilia*	39,8%	43,4%	39,8%	50,1%	53,5%	14,5%	13,5%	7,2%	12,6%	10,5%	51,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Sardegna	70,9%	73,0%	69,9%	69,4%	73,8%	2,7%	5,7%	9,1%	9,8%	8,7%	76,5%	91,9%	99,8%	100,0%	100,0%
Estero	88,3%	91,2%	93,3%	97,2%	99,9%	80,6%	79,9%	78,8%	81,3%	90,6%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Totale	72,0%	67,2%	67,0%	75,0%	72,3%	38,7%	27,1%	26,2%	26,8%	23,8%	94,4%	97,9%	96,7%	100,0%	100,0%

Guardando, infine, alle serie mensili dei volumi (Fig. 4.13) e delle vendite per fonti (Fig. 4.16) emergono alcuni dati rilevanti ai fini della spiegazione delle dinamiche di prezzo. In particolare, si osserva come il crollo del Pun e dello *spark spread* registrato nell'ultimo trimestre dell'anno rifletta il perdurare a livello nazionale di una domanda molto bassa per le medie stagionali, solo in parte sostenuta dal forte flusso di esportazioni indotte dal livello stesso dei prezzi, cui si sono sommati fenomeni locali di aumento dell'offerta disponibile nelle regioni meridionali e insulari che hanno contribuito a ridurre i prezzi in alcune zone, trascinando al ribasso l'intero sistema. Ci si riferisce al Centro Sud, dove si è concentrata l'entrata di nuova capacità, alla Sicilia* in cui l'aumento della capacità disponibile soprattutto da fonti rinnovabili ha consentito di difendere il livello dei margini anche in presenza di prezzi calanti grazie al riequilibrio del mix produttivo, e alla Sardegna nella quale il rientro della potenza disponibile di diverse unità di base si è sommato alla partenza nel mese di dicembre del nuovo Sapei nel riallineare l'isola ai prezzi continentali.

¹¹ Mentre fino al 2007 i contratti bilaterali venivano integrati nel mercato come offerte virtuali a prezzo zero per garantire loro priorità di dispacciamento, dall'avvio della PCE nel 2007 questi possono specificare anche prezzi positivi che non rappresentano il prezzo del contratto ma il livello del prezzo zonale al di sotto del quale i programmi vengono respinti. Così se $P_{off} < P_z$, il contratto viene dispacciato e paga al sistema il valore del $CCT = (P_z - P_{un}) * Q$ sostenendo un costo pari al costo variabile $CV * Q$ e con un guadagno pari a $M1 = (P_{bil} - CV + P_z - P_{un}) * Q$, mentre se $P_{off} > P_z$ il contratto viene respinto e paga al sistema lo sbilanciamento a programma $SB = -P_{un} * Q$ senza sostenere alcun costo di produzione e con un guadagno pari a $M2 = (P_{bil} - P_{un}) * Q$. Poiché $M1 > M2$ se $P < CV$, indicando $P_{off} = CV$ il produttore si garantisce di onorare il proprio contratto con produzione propria solo se questa è competitiva, acquistando invece dalla borsa la potenza necessaria mediante lo sbilanciamento a programma in caso contrario.

Volumi medi mensili per zona* (MWh) Fig. 4.13





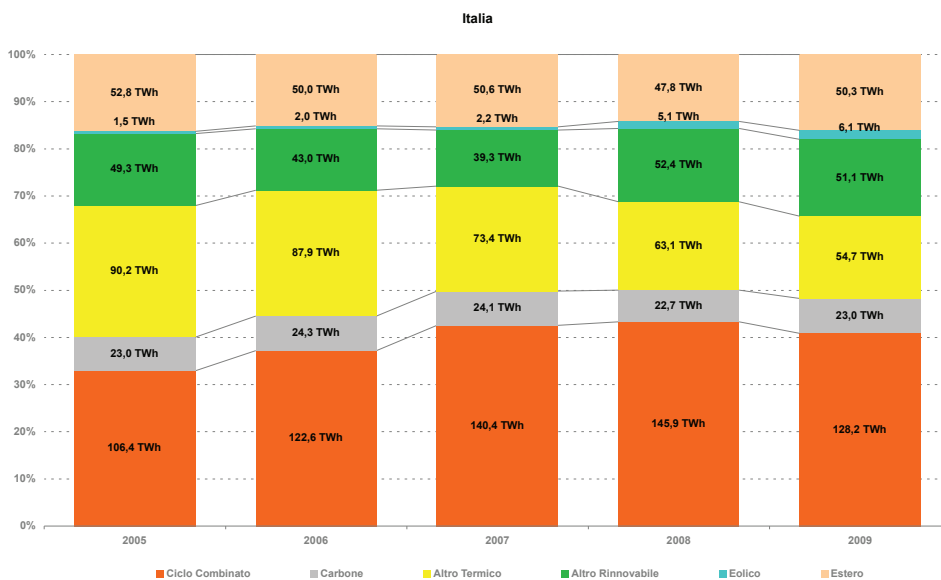
4.2.2.3 Vendite per fonti e tecnologie

Tra i diversi dati che hanno caratterizzato il 2009 merita attenzione la crescita al massimo storico dell'eolico (6,1 TWh), il mantenimento delle altre fonti rinnovabili su livelli molto elevati (51,1 TWh) e una forte ripresa delle importazioni, tornate a 50,3 TWh sotto la spinta dell'aumento del differenziale di prezzo con l'estero. Nel contesto di drastica riduzione dei volumi richiesti indotta dalla recessione (-6,7%), questi dati hanno determinato un aumento a livelli record del contributo sia delle fonti rinnovabili (al massimo storico del 18,2%) sia dell'estero (16%) e un conseguente drastico ridimensionamento al minimo storico del contributo delle fonti termoelettriche sia in termini assoluti (206 TWh) sia in termini percentuali (66%). In particolare a fronte di una quota stabile garantita al carbone dai suoi minori costi di produzione (7%) si è registrata una contrazione drastica sia delle vendite da ciclo combinato scese al 41%, sia dell'altro termico sceso al minimo storico del 17,5% (Fig. 4.14). L'analisi dei dati per zone conferma alcuni dati strutturali già emersi negli anni passati, con alcune novità significative. Così il Nord*, che rimane la zona con un mix più equilibrato di fonti, è anche l'unica zona a registrare una riduzione nelle vendite di tutte le tecnologie sotto l'effetto congiunto del calo di domanda e dello spiazzamento subito dall'aumento dell'import. Il Centro Sud registra l'importante ingresso della produzione da carbone del gruppo di Torvaldaliga, che pesa per ben il 14% delle vendite della zona, nonché un sensibile aumento delle vendite da fonte eolica salite dal 2 % al 6%. Valutando congiuntamente il Centro Sud e il Sud*, per tener conto dell'effetto del cambio di profilo delle due zone, si osserva che l'aumento della quota delle vendite a carbone (da

3 a 7%) e da fonti rinnovabili (da 12 a 14%) ha compresso la quota delle vendite sia da ciclo combinato (da 48 a 46%) che da altro termico (da 36 a 33%). Resta infine stabile la condizione sulle isole che, al di là dell'aumento dal 5 al 6% del contributo dell'eolico, continuano a registrare una produzione pesantemente sbilanciata su due soli fonti: un mix costoso di impianti a ciclo combinato (67%) e olio combustibile (23%) in Sicilia*, che ne spiega i prezzi alti e volatili, e un mix molto più economico di impianti a ciclo combinato (36%) e a carbone (49%) in Sardegna (Fig. 4.15).

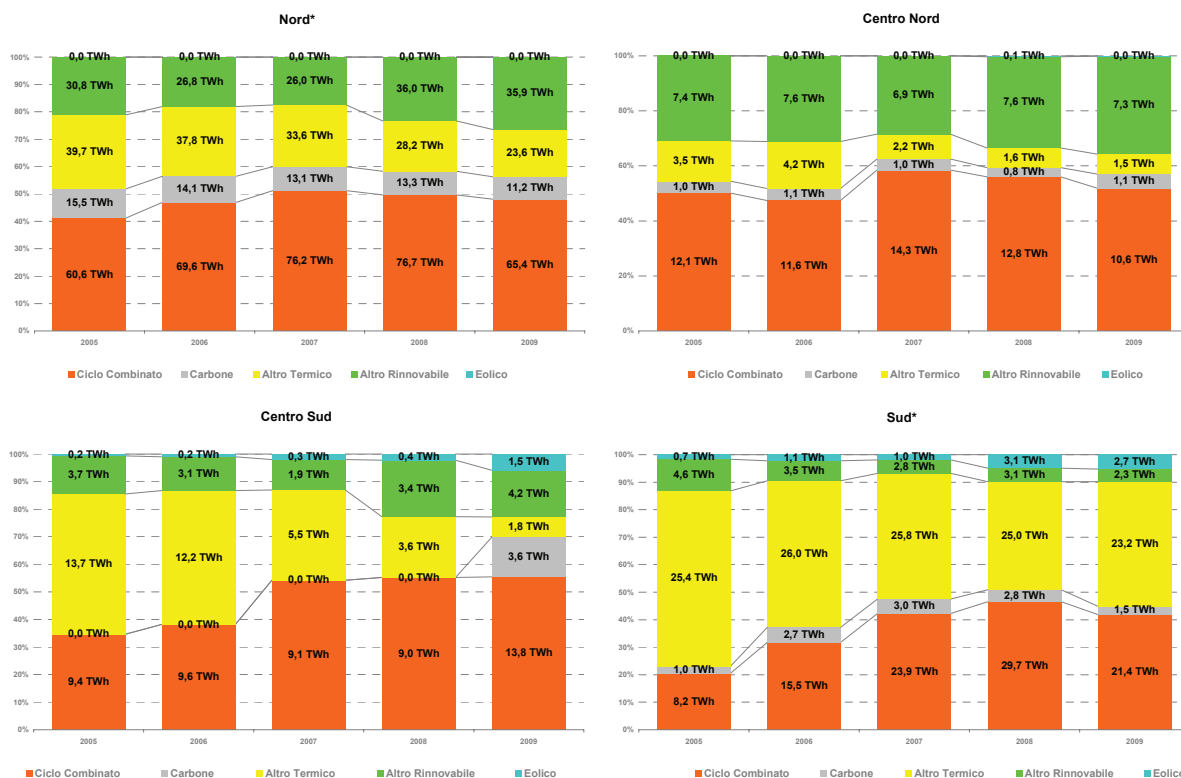
Vendite per tecnologia e fonte (TWh e %)

Fig. 4.14



Vendite per tecnologia e fonte per zona* (TWh e %)

Fig. 4.15



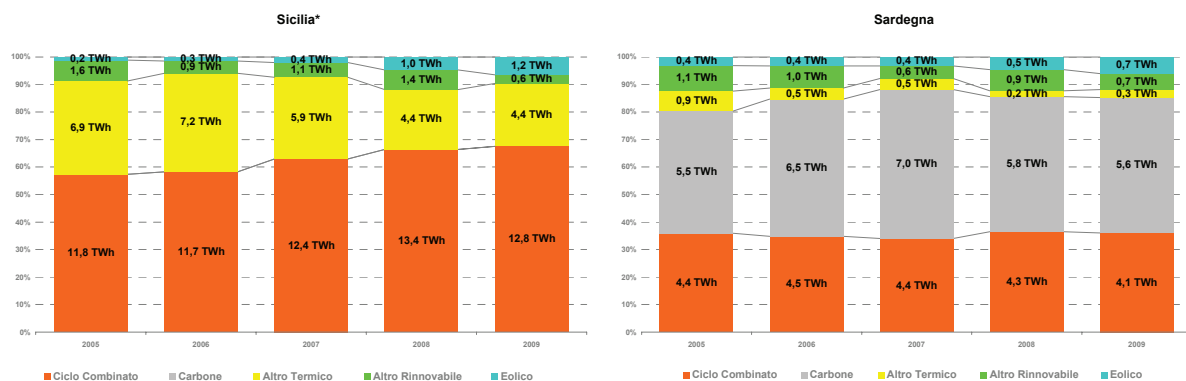
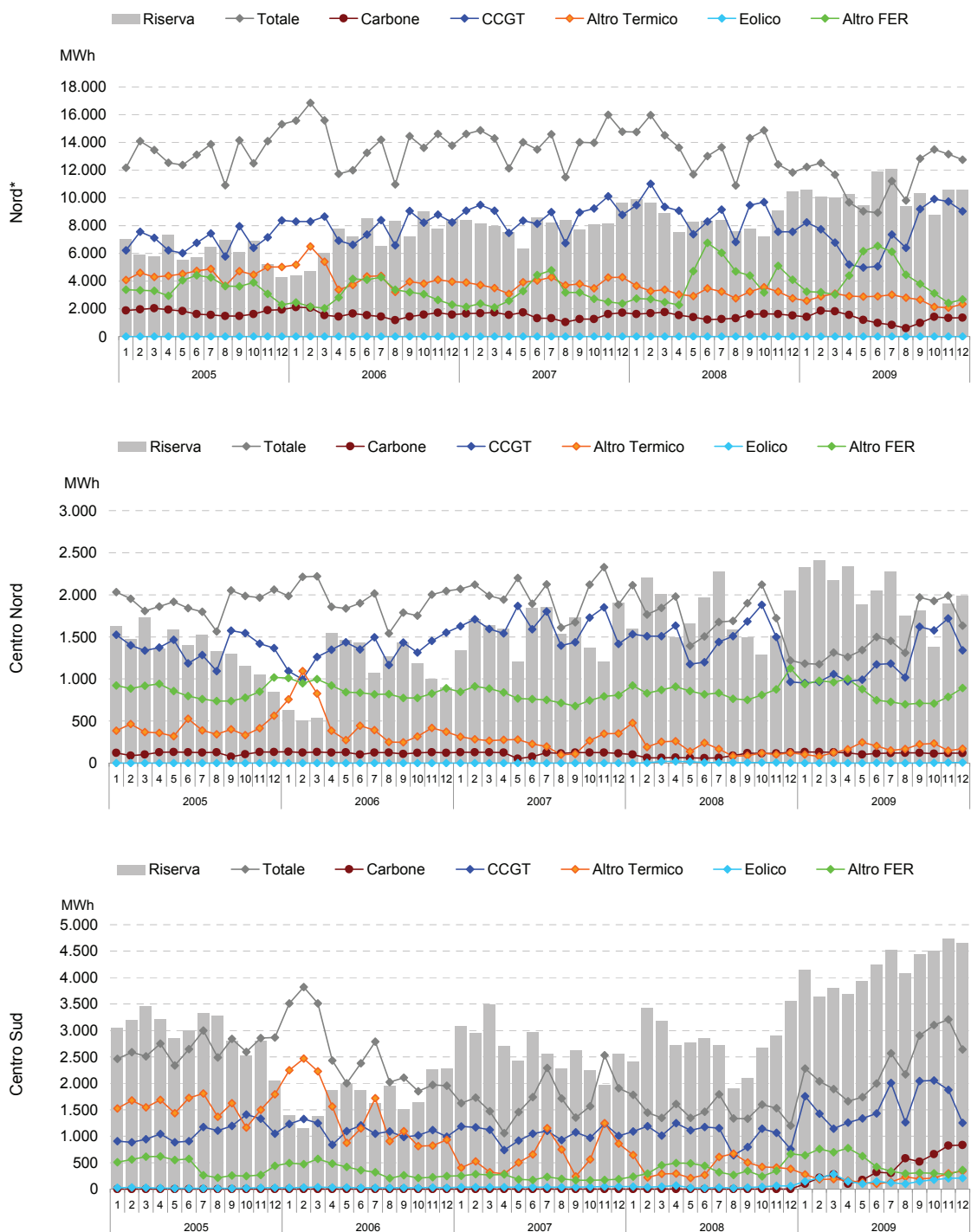
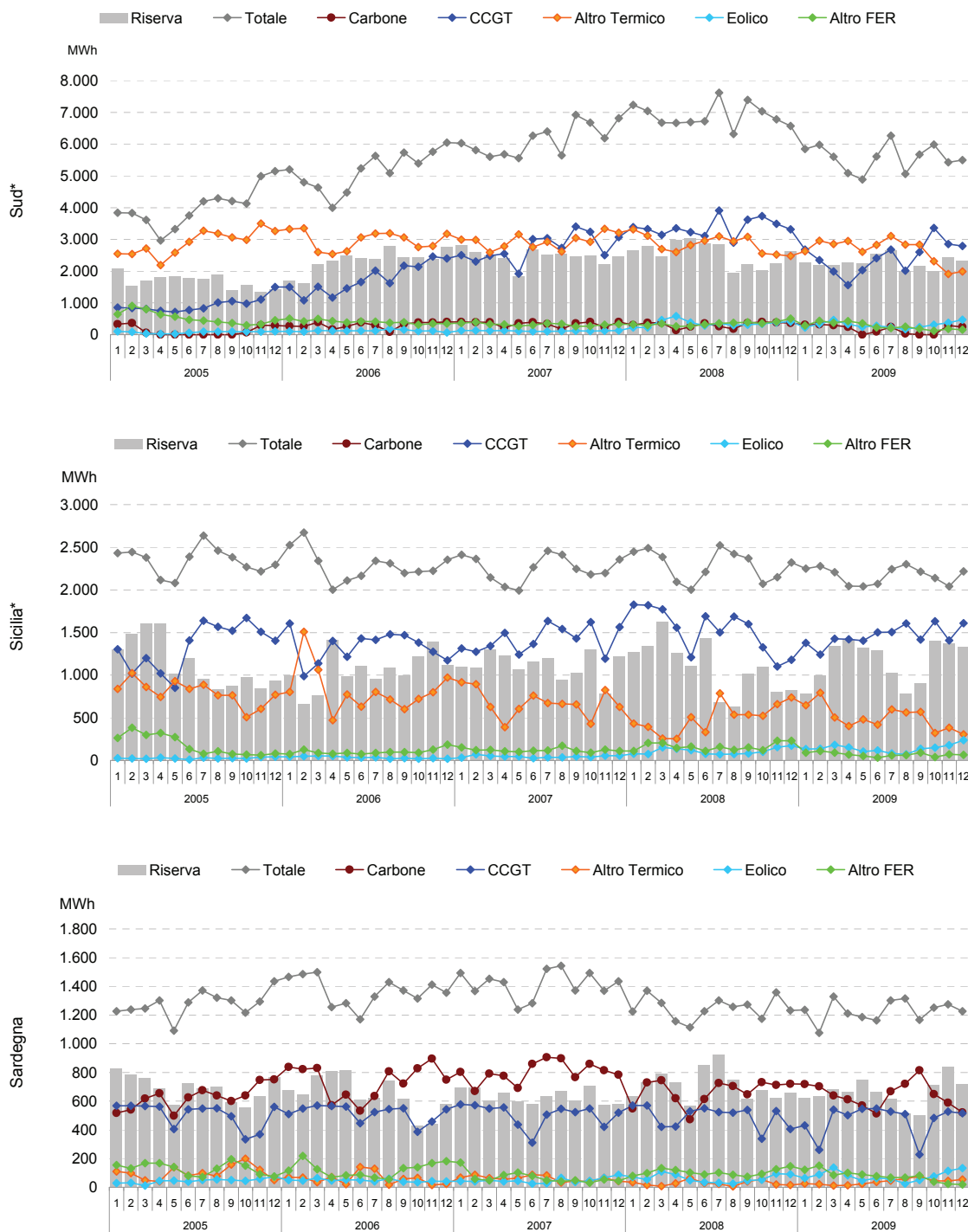


Fig. 4.16

Vendite medie mensili per fonte e zona* (MWh)





4.2.2.4 Performance per tecnologia

La divaricazione tra il forte aumento della produzione rinnovabile e la contrazione della produzione termoelettrica nazionale trova ulteriore conferma nel nuovo peggioramento degli indici di performance delle tecnologie di produzione che si era già manifestato negli anni precedenti. Nell'ambito delle rinnovabili, l'aumento di produzione già registrato per l'eolico e gli idroelettrici trova riscontro nella vigorosa crescita del numero di impianti eolici (+40%) e nel numero di ore di funzionamento sia degli impianti eolici (10%) che di quelli idroelettrici (compreso tra il +2% e il +14% a seconda della tipologia). Questi dati, insieme alla contrazione della domanda, all'aumento delle importazioni e all'entrata di nuovi impianti a ciclo combinato (+22%), hanno rafforzato il *trend* di riduzione del numero di ore di funzionamento non solo per le tradizionali tecnologie di punta come gli impianti a gas metano (-85%) e a olio combustibile (-11%) e

per quelle di modulazione come il ciclo combinato (-11%), ma anche per tecnologie di base come il carbone, in calo per il secondo anno consecutivo (-17%) e il ciclo combinato (-22%). Andamento analogo ha avuto il tasso di successo delle offerte presentate, ridottosi dell'88% per il gas metano, del 7% per l'olio, del 13% per il ciclo combinato e di un più modesto 8% per il carbone (Tab. 4.25). Guardando alla ripartizione zonale di questi dati emergono, in particolare, alcuni elementi interessanti. Anzitutto si segnala come le tecnologie a olio, che nel 2005 funzionavano tra le 1.500 e le 5.000 ore a seconda della zona, hanno mantenuto un ruolo significativo solo al Sud* (3.869 ore), in Sicilia* (3.003 ore) e in misura minore al Nord (1.045 ore), essendo invece sostanzialmente scomparsi in Sardegna dove ormai vendono sul MGP solo in 179 ore. Tuttavia mentre al Nord* e in Sicilia* gli impianti a olio registrano tassi di successo bassissimi (rispettivamente 15% e 37%), segno del loro ruolo di modulazione al margine, al Sud* tali impianti svolgono ancora un ruolo "di base" con un tasso di successo del 72%. Inoltre, si osserva che l'inedito ridimensionamento del carbone è concentrato esclusivamente al Nord*, dove il numero di ore cala rispettivamente del 25% e di successo si riduce rispettivamente del 16%, e al Sud*, dove gli stessi valori si riducono del 43% e del 12%. Proprio al Sud* la drastica crescita del numero di ore di funzionamento dell'idrico di modulazione (4.192 ore, +104%) a parità di tasso di successo (74%) ha indotto, insieme al ridisegno del perimetro della zona, un drastico ridimensionamento del ricorso sia al carbone (-43% per le ore di funzionamento, -12% per il tasso di successo), sia al ciclo combinato (rispettivamente -20% e -8%). Concentrando l'attenzione sugli impianti a ciclo combinato si osserva che Nord e Centro Sud registrano il maggior numero di nuove unità entrate in servizio e che i cali del numero di ore di funzionamento e del tasso di successo sono simili tra le zone, a eccezione della Sicilia* in cui le note condizioni strutturali pongono tale tecnologia in base, mantenendo un numero di ore di funzionamento (6.432 ore; -18%) e un tasso di successo (90%) più elevati della media nazionale. L'esame degli *spark spread* conferma le considerazioni già fatte sugli impatti della crisi economica sui margini del 2009, che toccano i livelli minimi del quinquennio di funzionamento del mercato su tutte le zone, di nuovo con l'eccezione della Sicilia*. In tal caso l'indicatore, benché in calo rispetto al 2008 (-21%), risulta nettamente superiore agli anni precedenti risentendo della divaricazione in atto tra i prezzi della Sicilia* e quelli del continente (si veda il Box 3). Il valore minimo si registra al Sud* (12,90 €/MWh) in quanto la nuova articolazione zonale ha reso tale zona la più economica.

Tab. 4.25 Indici di performance per anno e tecnologia

	N° di unità						N° di ore medio con offerte accettate						Tasso di successo (Quantità vendute/quantità offerte)						Ricavo medio (€/MWh)					
	2009	2008	2007	2006	2005	Delta%	2009	2008	2007	2006	2005	Delta%	2009	2008	2007	2006	2005	Delta%	2009	2008	2007	2006	2005	Delta%
Carbone	23	21	21	21	21	10%	5.614	6.728	7.261	6.888	6.972	-17%	81%	88%	92%	90%	93%	-8%	68,56	88,07	73,54	77,34	60,16	-22%
Ciclo Combinato (no GSE)	94	77	67	59	53	22%	4.269	5.493	6.088	5.861	6.074	-22%	70%	81%	82%	79%	79%	-13%	69,17	93,50	78,09	80,25	62,82	-26%
Gas Metano	6	7	8	9	11	-14%	160	1.083	1.832	3.966	3.268	-85%	1%	10%	17%	44%	32%	-88%	87,07	105,10	85,75	82,63	67,15	-17%
Olio	43	44	44	50	53	-2%	1.973	2.207	2.726	3.379	3.542	-11%	36%	39%	41%	52%	49%	-7%	65,15	95,24	81,45	81,99	65,68	-32%
Turbogas	29	30	29	29	28	-3%	71	78	94	96	125	-9%	0%	1%	1%	1%	1%	-29%	139,28	187,73	157,71	148,44	97,64	-26%
Altro Termico	78	70	74	71	75	11%	5.862	6.238	6.121	6.514	6.067	-6%	96%	98%	98%	99%	99%	-2%	63,73	86,47	71,84	75,75	60,29	-26%
Eolico	146	104	70	61	44	40%	7.221	6.541	7.516	6.015	5.102	10%	100%	100%	100%	100%	84%	0%	65,75	92,11	75,47	77,09	61,77	-29%
Idrico Fluente	167	167	164	137	138	0%	7.204	6.737	6.153	6.876	6.839	7%	90%	75%	72%	79%	76%	20%	64,34	90,58	79,88	83,08	65,40	-29%
Idrico di Modulazione	137	140	163	171	182	-2%	4.612	4.053	3.560	4.286	4.076	14%	56%	56%	57%	63%	57%	-1%	69,52	98,39	89,08	91,14	74,13	-29%
Idrico di Pompaggio	22	22	24	23	23	0%	2.180	2.132	1.567	2.149	2.573	2%	14%	18%	16%	25%	95%	-21%	85,29	115,41	106,88	107,00	83,05	-26%
Altro Rinnovabile	35	32	32	32	33	9%	7.677	8.263	8.530	8.536	7.878	-7%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	62,17	84,83	72,64	74,97	58,64	-27%

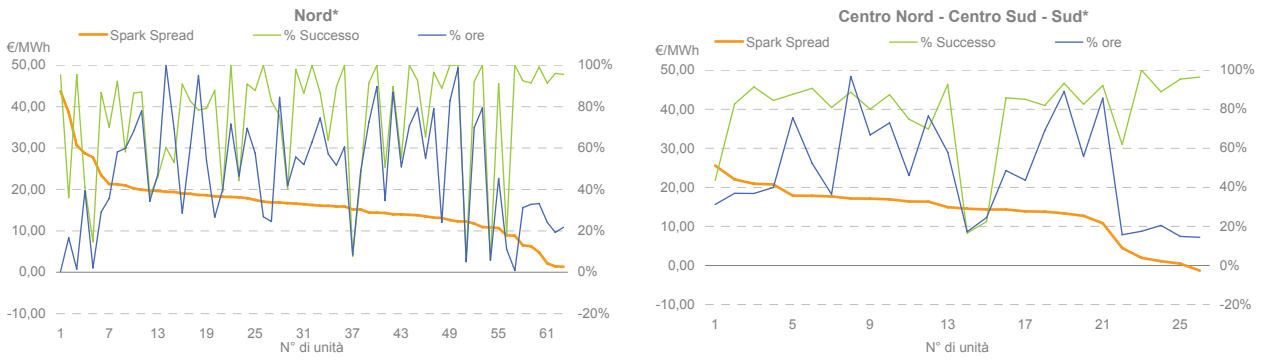
Tab. 4.26 Indici di performance per anno e zona per il ciclo combinato

		N° di unità						N° di ore medio con offerte accettate						Tasso di successo (Quantità vendute/quantità offerte)						Spark Spread* (€/MWh)					
		2009	2008	2007	2006	2005	Delta%	2009	2008	2007	2006	2005	Delta%	2009	2008	2007	2006	2005	Delta%	2009	2008	2007	2006	2005	Delta%
Ciclo Combinato (no GSE)	Nord*	64	55	49	45	43	16%	4.297	5.483	6.146	5.995	5.951	-22%	67%	79%	80%	76%	76%	-16%	16,70	19,20	25,89	27,36	21,46	-13%
	Cnor	5	4	4	4	3	25%	3.771	5.390	6.303	4.116	7.172	-30%	40%	54%	71%	90%	90%	-27%	14,73	21,61	28,16	23,62	20,59	-32%
	Csud	8	3	3	3	3	167%	4.422	5.644	5.766	6.363	5.671	-22%	86%	89%	87%	85%	91%	-4%	19,06	23,45	36,88	32,66	22,57	-19%
	Sud*	13	12	7	4	2	8%	3.558	4.953	5.915	4.952	1.799	-28%	80%	90%	93%	96%	95%	-11%	12,90	22,36	29,52	26,79	18,72	-42%
	Sicilia*	4	3	4	3	3	33%	6.432	7.823	5.709	6.901	7.964	-18%	90%	92%	92%	90%	80%	-2%	40,42	51,27	29,39	24,05	22,25	-21%
	Sardegna																								
	Totale	94	77	67	59	53	22%	4.269	5.493	6.088	5.861	6.074	-22%	70%	81%	82%	79%	79%	-13%	18,58	22,72	27,44	27,29	21,52	-18%

(*) 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. Il dato non è quindi confrontabile con lo spark spread di cui alla tabella 4.7

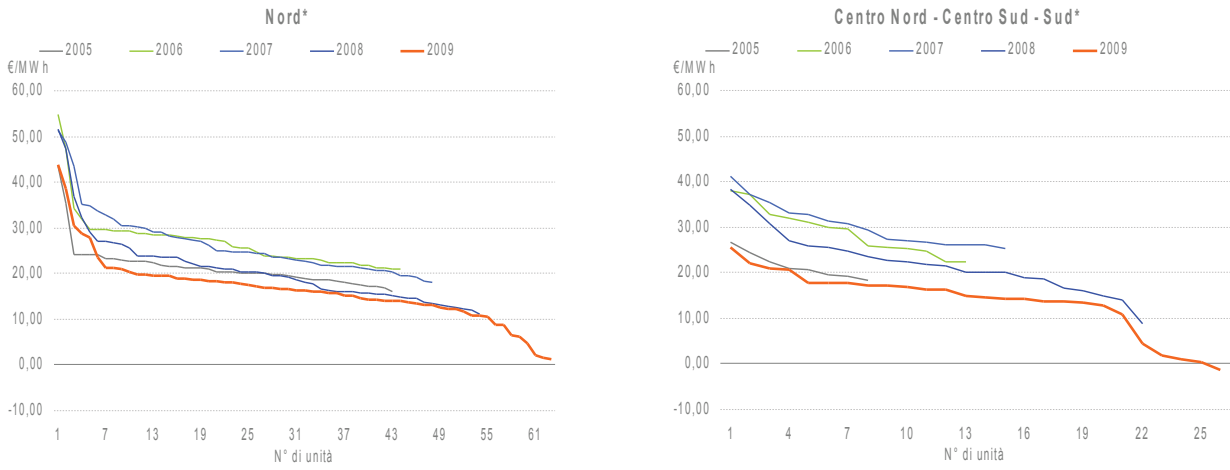
Indici di performance per il ciclo combinato nel 2009 per zona

Fig. 4.17



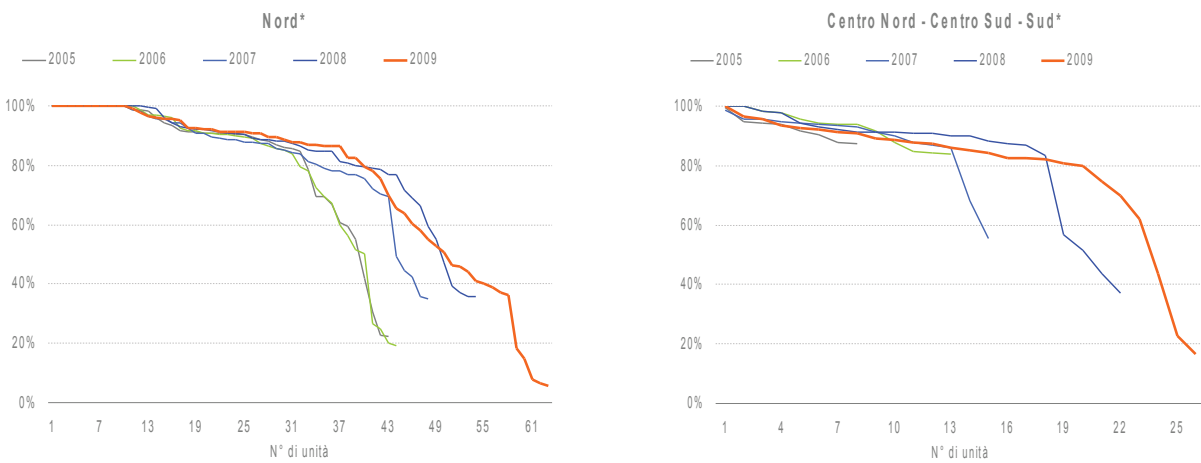
Curva di durata dello spark spread dei cicli combinati per anno e zona

Fig. 4.18



Curva di durata del tasso di successo dei cicli combinati per anno e zona

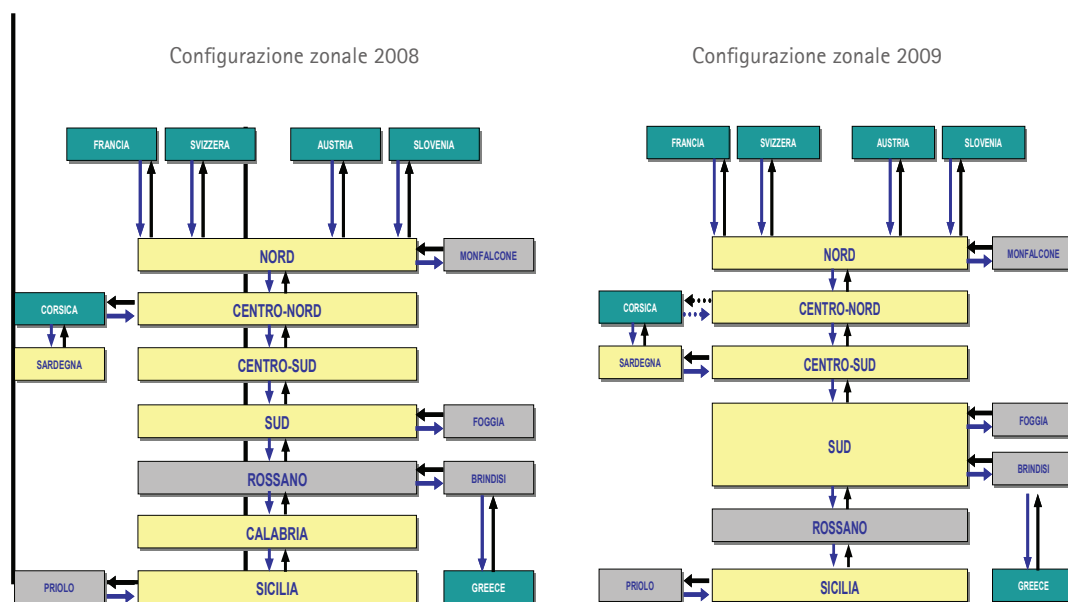
Fig. 4.19



4.2.3 Configurazioni zonali

Se il 2009 non ha registrato novità regolatorie in materia di procedure di soluzione delle congestioni sulle interconnessioni con l'estero, per il secondo anno consecutivo realizzate mediante asta esplicita multilaterale, si è invece caratterizzato per alcune significative modifiche nell'architettura zonale. La prima trasformazione ha riguardato la complessiva modifica dell'architettura zonale nell'area meridionale del paese a partire dal 1/1/2009, articolata in diversi interventi: la ridefinizione del perimetro delle zone Sud e Centro Sud, che ha indotto una più frequente separazione al ribasso del Sud dalle altre zone; la scomparsa della zona Calabria, assorbita in parte nella zona Sud e in parte nel polo di Rossano diventato quindi zona di transito tra la Sicilia e il resto del sistema; la modifica del polo di Brindisi, collegato non più al polo di Rossano bensì alla zona Sud. A fianco di queste modifiche si è registrata, a partire dal 1/11/2009, l'entrata in operatività del nuovo e più ampio cavo tra Sardegna e Centro Sud (c.d. Sapei), che ha indotto una riduzione della frequenza di separazione dell'isola dal continente, dei prezzi zonali di vendita sull'isola, nonché dei livelli di concentrazione delle vendite; sotto questo profilo, la completa entrata a regime del cavo (attualmente operante a circa metà della propria potenza) attesa per il proseguo del 2010 dovrebbe consolidare ulteriormente l'entità di tali benefici (Fig. 4.20).

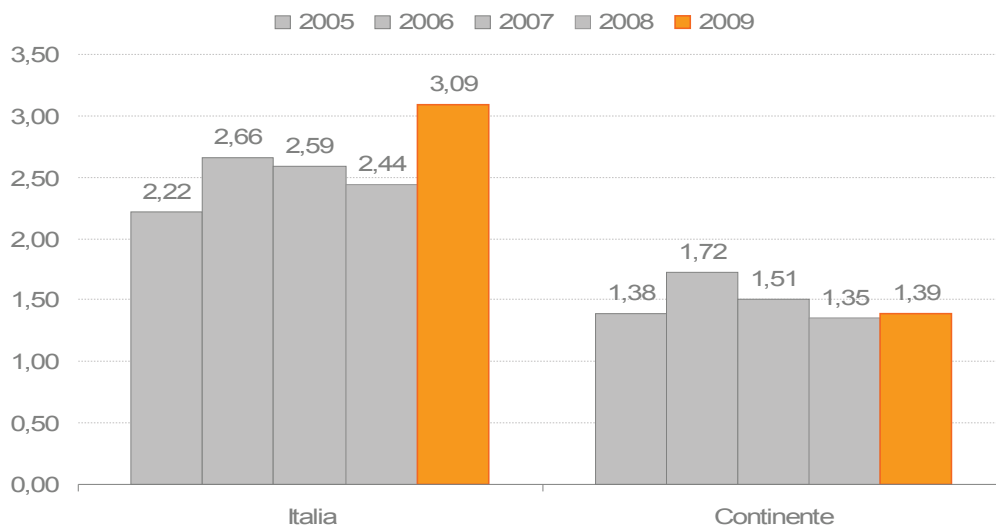
Fig. 4.20 Articolazione zonale del mercato elettrico



La nuova articolazione zonale è alla base del modesto aumento, dopo due anni di riduzione, del numero medio di zone annuo registrato sul continente, che si mantiene comunque su livelli molto bassi (1,39). Il dato più rilevante, tuttavia, è il forte incremento del numero medio di zone annuo registrato sull'intero sistema, passato al massimo storico di 3,09: tale dato cumula l'effetto della frequente separazione della Sicilia, ormai consolidato negli anni, con una più frequente separazione della Sardegna registrata nel corso del 2009 fino all'avvio del Sapei (Fig. 4.21). L'incremento della frammentazione trova conferma nella riduzione ai minimi storici della frequenza con cui l'Italia si è articolata in un'unica zona di mercato (13%), dato che anche sul continente si mantiene su un elevato 67% (Fig. 4.22). Merita rilevare come in effetti le prime quattro configurazioni più frequenti – che rappresentano congiuntamente il 63% delle ore – vedano l'Italia indivisa, a meno di volta in volta di una o entrambe le isole (Fig. 4.23).

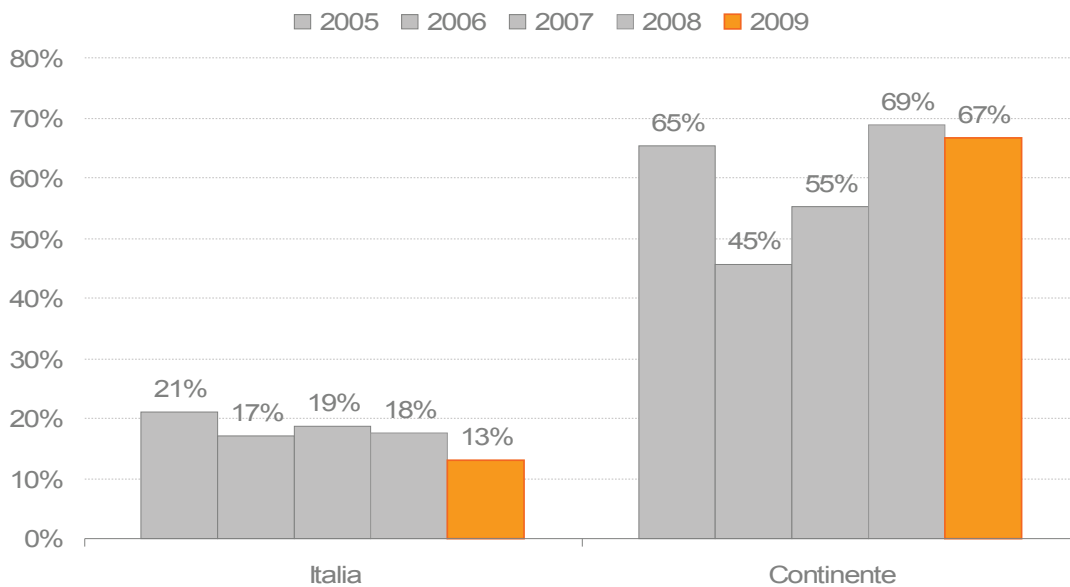
Numero medio di zone di mercato

Fig. 4.21



Frequenza di non separazione

Fig. 4.22



L'aumento della frammentazione del mercato è coinciso con un ulteriore aumento della rendita da congestione raccolta dal GME sulle zone nazionali e restituita tramite Terna ai consumatori finali, che ha segnato il quarto rialzo consecutivo raggiungendo il massimo storico di 260 milioni di € (+67%). L'eccezionale incremento è riconducibile a tre fattori principali: il ridisegno delle zone Centro Sud e Sud, che ha indotto una forte divaricazione dei prezzi tra le due zone, con conseguente incremento della relativa rendita da 6 a 97 milioni di €; l'aumento del differenziale di prezzo tra Sardegna e Italia, che ha fatto raddoppiare la rendita isolana a 20 milioni di €; e infine la comparsa del tutto inedita di una rendita positiva e relevantissima sul transito Sud-Brindisi, passata da 0 a 68 milioni di €, con un effetto totalmente concentrato in meno del 10% delle ore e dovuto ad una eccezionale riduzione del relativo limite di transito non assecondata come di consueto da una idonea riduzione delle quantità offerte da parte degli operatori. Per contro si è drasticamente ridotta la rendita raccolta sul transito Nord-Centro Nord, tradizionalmente fonte di maggior rendita, e si è sostanzialmente azzerata quella raccolta sui transiti relativi agli altri poli di produzione limitati raccolti sotto la voce altro (Monfalcone, Foggia, Priolo) (Fig. 4.24).

Transito		Limite medio		Flusso medio		Utilizzato		Saturato		Inibito	
Da	A	MWh		MWh		% ore		% ore		% ore	
		2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
(a)	Francia Nord	2.421	(2.476)	2.132	(2.069)	98,7%	(98,6%)	-	(-)	-	(-)
	Nord Francia	1.565	(1.254)	327	(345)	1,3%	(1,4%)	-	(-)	-	(-)
(a)	Svizzera Nord	3.281	(3.003)	2.457	(2.317)	99,7%	(99,6%)	0,2%	(-)	-	(-)
	Nord Svizzera	2.622	(2.039)	293	(362)	0,3%	(0,4%)	-	(-)	-	(-)
(a)	Austria Nord	208	(210)	195	(193)	99,5%	(96,9%)	-	(-)	-	(-)
	Nord Austria	137	(95)	30	(46)	-	(1,5%)	-	(-)	-	(-)
(a)	Slovenia Nord	365	(353)	346	(328)	99,7%	(97,3%)	-	(-)	-	(-)
	Nord Slovenia	29	(103)	93	(64)	0,2%	(2,6%)	-	(-)	-	(-)
	Monfalcone Nord	1.722	(1.673)	685	(697)	99,4%	(98,9%)	-	(0,3%)	-	(-)
	Nord Monfalcone	10.000	(10.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Nord Centro Nord	3.201	(3.215)	1.630	(1.991)	91,5%	(92,3%)	6,0%	(11,5%)	-	(-)
	Centro Nord Nord	1.573	(1.614)	433	(496)	8,5%	(7,7%)	0,1%	(0,4%)	-	(-)
	Centro Nord Corsica	166	(271)	144	(178)	67,9%	(70,1%)	52,7%	(22,3%)	14,0%	(5,6%)
	Corsica Centro Nord	115	(220)	89	(103)	18,0%	(24,2%)	19,6%	(9,6%)	15,8%	(7,4%)
	Corsica Sardegna	1.535	(8.427)	106	(150)	61,4%	(61,0%)	38,9%	(6,5%)	4,3%	(4,1%)
	Sardegna Corsica	162	(293)	91	(119)	34,2%	(33,2%)	19,7%	(9,3%)	5,7%	(5,7%)
	Centro Nord Centro Sud	1.896	(1.646)	691	(818)	41,8%	(60,0%)	1,3%	(13,6%)	-	(-)
	Centro Sud Centro Nord	2.183	(2.048)	735	(680)	58,2%	(40,0%)	1,3%	(1,1%)	-	(-)
	Centro Sud Sud	10.000	(2.124)	-	(267)	-	(2,3%)	-	(-)	-	(-)
	Sud Centro Sud	3.961	(3.654)	2.996	(1.760)	100,0%	(97,7%)	17,0%	(1,8%)	-	(-)
	Centro Sud Sardegna	397	(-)	213	(-)	77,7%	(-)	12,9%	(-)	-	(-)
	Sardegna Centro Sud	433	(-)	112	(-)	22,3%	(-)	0,5%	(-)	-	(-)
	Foggia Sud	1.964	(1.390)	897	(807)	96,9%	(97,8%)	0,4%	(0,7%)	0,2%	(0,7%)
	Sud Foggia	10.000	(10.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Sud Rossano	10.000	(10.000)	105	(-)	8,0%	(-)	-	(-)	-	(-)
	Rossano Sud	1.972	(5.097)	803	(3.980)	92,0%	(100,0%)	2,7%	(3,4%)	-	(-)
(b)	Rossano Sicilia	163	(146)	123	(110)	79,2%	(69,7%)	63,3%	(55,3%)	3,3%	(2,9%)
	Sicilia Rossano	193	(221)	94	(118)	17,5%	(27,3%)	10,8%	(14,1%)	3,3%	(2,9%)
	Priolo Sicilia	793	(806)	549	(560)	94,5%	(94,4%)	0,3%	(3,5%)	-	(-)
	Sicilia Priolo	10.000	(600)	121	(85)	4,9%	(5,6%)	-	(-)	-	(-)
(c)	Sud Brindisi	10.000	(10.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Brindisi Sud	4.753	(5.071)	3.342	(3.130)	100,0%	(100,0%)	9,8%	(0,5%)	-	(-)
(d)	Brindisi Grecia	601	(453)	224	(303)	16,0%	(66,9%)	-	(8,0%)	-	(7,3%)
	Grecia Brindisi	473	(454)	378	(166)	67,3%	(12,6%)	-	(7,3%)	-	(7,3%)

(a) Il limite di transito è calcolato come somma delle capacità in importazione/esportazione assegnate in asta esplicita dai TSO. Il dato relativo al 2008 somma le capacità assegnate a ciascuna frontiera dai TSO confinanti sulle zone estere di rispettiva competenza.

(b) Per i confronti con l'anno precedente, in cui vigeva una diversa rete di trasmissione su MGP, si è fatto riferimento al transito Calabria - Sicilia

(c) Per i confronti con l'anno precedente, in cui vigeva una diversa rete di trasmissione su MGP, si è fatto riferimento al transito Rossano - Brindisi

(d) Per i confronti con l'anno precedente, in cui vigeva una diversa rete di trasmissione su MGP, si è fatto riferimento al transito Brindisi - Estero Sud

L'avviato processo di apertura dei mercati elettrici europei ha favorito una progressiva intensificazione della circolazione del bene *energia elettrica*, accrescendo, in un contesto di graduale convergenza tra le quotazioni delle borse elettriche nazionali, il volume degli scambi transfrontalieri e la necessità di una loro gestione efficiente. La presenza di differenziali di prezzo tra due mercati confinanti determina, infatti, l'insorgere di margini di arbitraggio transfrontalieri e, conseguentemente, di una domanda di capacità di interconnessione maggiore dell'offerta (c.d. congestione).

Il meccanismo di soluzione delle congestioni transfrontaliere attualmente operativo in Italia (analogo a quello prevalente nella maggior parte degli altri paesi europei) prevede l'assegnazione di diritti fisici di transito mediante aste esplicite – annuali, mensili e giornaliere – gestite congiuntamente da Terna e dai TSO dei paesi confinanti. Tale meccanismo, per quanto migliore dei precedenti, mantiene un margine di inefficienza legato al non coordinamento tra l'assegnazione/valorizzazione della capacità di transito e la determinazione del prezzo dell'energia ai due lati della frontiera. L'inefficienza dell'asta esplicita può manifestarsi sotto forma di due fenomeni: il primo, e solitamente il più frequente, consiste nella parziale allocazione di capacità in direzione coerente col margine di arbitraggio (c.d. sotto-utilizzo); il secondo esprime invece l'assegnazione di capacità in direzione non coerente con il delta prezzo transfrontaliero (c.d. utilizzo anti-economico), risultando meno diffuso, ma più costoso del precedente. In presenza di differenziali di prezzo modesti, la motivazione del maggior costo associato a questa seconda circostanza è rintracciabile nella mole di energia coinvolta, decisamente più rilevante nel caso di impiego anti-economico del transito e pari almeno all'intera banda disponibile nella direzione contraria a quella di effettiva circolazione dell'energia.

La misura dell'inefficienza può essere fornita in prima battuta dal valore della capacità di trasporto inutilizzata (VCI), ovvero da:^(a)

$$VCI = \left[(K_i + F_{a \rightarrow b}) * (P_b - P_a) \right] \text{ dove } K_i = \begin{cases} K_i = K_{a \rightarrow b} \text{ se } P_b > P_a \\ K_i = K_{b \rightarrow a} \text{ se } P_a > P_b \end{cases}$$

dove

- P_i è il prezzo di equilibrio prevalente nella zona i
- $K_{a \rightarrow b}$ è il limite di transito dal mercato a al mercato zona b
- $K_{a \rightarrow b}$ è il flusso di transito dal mercato a al mercato zona b , positivo se il flusso va da a a b , negativo altrimenti.

Il dato rilevante ai fini di *policy* è che l'inefficienza è tanto maggiore quanto minore è il differenziale di prezzo prodottosi alla frontiera: il rischio di seguire una condotta anti-economica, o solo parzialmente vantaggiosa, risulta tanto più alto quanto minore è il divario che separa le quotazioni di borse limitrofe, favorendo, quest'ultima circostanza, una crescita dei margini di incertezza legati ai delta prezzo e conseguentemente delle possibilità di gestire svantaggiosamente gli scambi di energia. La difficoltà di coordinare convenientemente i transiti tende quindi ad aumentare con l'evolversi del processo di armonizzazione delle quotazioni europee, provocando un incremento dei casi di inefficienza e degli oneri ad essi associati. Ciò è particolarmente vero per un Paese come l'Italia, prevalentemente importatore in ragione di un costo dell'energia strutturalmente più elevato dei mercati limitrofi, nel quale risulta non sempre agevole cogliere le opportunità di export offerte da sporadiche e puntuali inversioni del differenziale di prezzo. Ciò determina una maggiore numerosità delle situazioni di non corretta gestione dei flussi e un conseguente sovradimensionamento del volume di energia acquistato dall'estero rispetto al valore teorico di massima efficienza (c.d. import netto teorico efficiente).

L'analisi dell'utilizzo delle interconnessioni applicata al sistema elettrico italiano conferma sostanzialmente quanto illustrato precedentemente (Tabb. I-II-III-IV)^{(a) (b)}:

- In tutti gli anni esaminati si registra un flusso di import netto sempre superiore al livello teorico efficiente, in corrispondenza di una progressiva riduzione del differenziale di prezzo alle frontiere. Questo fenomeno, più che plausibile per un Paese tendenzialmente importatore come l'Italia, ha comportato un costo annuo stimabile in 167 milioni

di € del 2009, in lieve ribasso rispetto ai 186 milioni di € del 2008 ma comunque sensibilmente superiore rispetto ai costi stimabili per il 2007 (140 milioni di €) e per il 2006 (155 milioni di €).

- Inoltre, si rileva come il VCI, conformemente alle attese, risulti più elevato sulle frontiere, negli anni e in particolare nei mesi caratterizzati da margini di arbitraggio ridotti. Come mostrano i dati contenuti nelle tabelle e nei grafici sottostanti, i costi maggiori di inefficienza, sia in termini di sotto-utilizzo che di impiego anti-economico dell'interconnessione, si rilevano al confine svizzero, in corrispondenza di un divario tra prezzi significativamente minore che altrove (Tabb. I-II-III-IV). Analogamente, esaminando l'andamento mensile del VCI si può apprezzare l'evidente regolarità con cui picchi di inefficienza compaiono lungo tutte le frontiere nei mesi a cavallo d'anno, quando i problemi di offerta che caratterizzano la Francia determinano differenziali di prezzo minimi o addirittura negativi. (Figg. I-II-III). Anche nel 2009 il fenomeno mostra la sua massima intensità sulla frontiera svizzera ($\Delta P=12,91$ €/MWh; VCI=104,35 milioni di €), concentrandosi nei periodi invernali, caratterizzati da una forbice strettissima tra prezzo Nord e Swissix (Fig. II). Livelli significativi di inefficienza emergono anche sulla frontiera francese nell'ultimo trimestre dell'anno, con costi ai massimi storici ad ottobre, mese in cui le tensioni nel mercato transalpino hanno fatto crescere in maniera sensibile le quotazioni su Powernext.
- Infine, si segnala come – in tutti gli anni e su tutte le frontiere – il sottoutilizzo risulti la componente di costo più frequente ma meno rilevante, mentre l'utilizzo antieconomico risulta il fenomeno più costoso sebbene più episodico. In particolare l'utilizzo antieconomico ha pesato per 110 milioni di € su 167 complessivi, pur non interessando su nessuna frontiera un numero di ore superiore al 22%. Dati analoghi valgono per ciascuna frontiera e per ciascun anno.

Una possibile soluzione al problema di ottimizzazione descritto è rappresentata dal *market coupling*^(c), un meccanismo ad asta implicita che gestisce l'allocazione della banda disponibile contestualmente al processo di formazione dei prezzi sui mercati limitrofi, assicurando con ciò un utilizzo conveniente del transito. L'applicazione del *market coupling* renderebbe più trasparente, in quanto riconducibile a un comportamento economico razionale, il coordinamento del flusso sulle interconnessioni, garantendo al contempo un sostanziale ridimensionamento degli oneri sostenuti, sia dal sistema elettrico nel suo complesso, come spiegato e dimostrato dai dati già esposti, sia dai singoli operatori, liberati dai costi di gestione del rischio annessi al meccanismo delle aste esplicite.

VCI nel 2009

Tab. I

Frontiera	PzNord - PzEstero	Import netto	Inefficienza			Import netto teorico efficiente(*)	
			€/MWh	TWh	Sotto utilizzo	Utilizzo anti economico	Totale
Francia	Costo (milioni €)	17,81	18,39	18,22	43,60	61,81	15,66
	Frequenza		98,9%	23,0%	12,3%	35,3%	88,0%
Svizzera	Costo (milioni €)	12,91	21,37	38,82	65,52	104,35	15,78
	Frequenza		99,7%	54,5%	21,7%	76,2%	78,2%
Austria	Costo (milioni €)	21,81	1,70	0,29	0,66	0,95	1,59
	Frequenza		99,5%	6,7%	6,5%	13,2%	92,8%
Totale	Costo (milioni €)		41,46	57,33	109,78	167,11	33,04

Tab. II VCI nel 2008

Frontiera		PzNord - PzEstero	Import netto	Inefficienza			Import netto teorico efficiente(*)
				€/MWh	TWh	Sotto utilizzo	Utilizzo anti economico
Francia	Costo (milioni €)	13,77	17,87	21,88	40,75	62,63	13,38
	Frequenza		98,6%	38,0%	23,0%	61,0%	76,4%
Svizzera	Costo (milioni €)	8,54	20,26	28,92	91,34	120,26	10,45
	Frequenza		99,6%	62,3%	33,8%	96,1%	65,8%
Austria	Costo (milioni €)	16,73	1,64	0,48	2,27	2,75	1,32
	Frequenza		96,9%	10,3%	16,3%	26,6%	80,8%
Totale	Costo (milioni €)		39,77	51,29	134,36	185,65	25,15

Tab. III VCI nel 2007

Frontiera		PzNord - PzEstero	Import netto	Inefficienza			Import netto teorico efficiente(*)
				€/MWh	TWh	Sotto utilizzo	Utilizzo anti economico
Francia	Costo (milioni €)	27,6	20,16	16,23	42,12	58,35	18,70
	Frequenza		99,0%	19,6%	8,5%	28,1%	91,2%
Svizzera	Costo (milioni €)	22,48	24,61	21,26	58,36	79,63	20,68
	Frequenza		99,8%	53,9%	17,7%	71,7%	82,1%
Austria	Costo (milioni €)	29,51	1,64	0,51	1,62	2,14	1,52
	Frequenza		93,2%	7,1%	5,6%	12,7%	87,6%
Totale	Costo (milioni €)		46,40	38,01	102,11	140,12	40,91

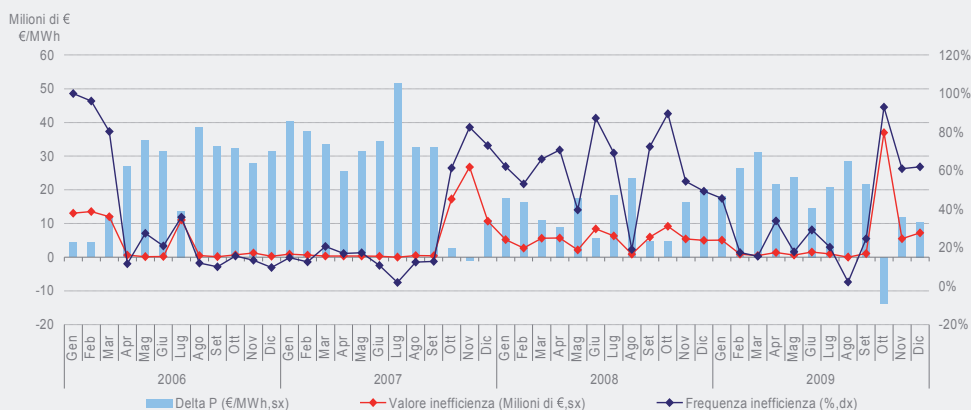
Tab. IV VCI nel 2006

Frontiera		PzNord - PzEstero	Import netto	Inefficienza			Import netto teorico efficiente(*)
				€/MWh	TWh	Sotto utilizzo	Utilizzo anti economico
Francia	Costo (milioni €)	24,34	17,77	21,40	32,28	53,68	17,28
	Frequenza		96,0%	24,0%	11,9%	35,8%	87,8%
Svizzera	Costo (milioni €)	24,34	22,69	54,86	43,74	98,61	23,25
	Frequenza		97,2%	69,6%	11,7%	81,3%	87,8%
Austria	Costo (milioni €)	22,66	1,76	0,22	2,72	2,95	1,54
	Frequenza		98,7%	3,7%	9,7%	13,4%	88,9%
Totale	Costo (milioni €)		42,22	76,49	78,75	155,23	42,07

(*) è l'import netto che si sarebbe determinato se i flussi avessero sempre utilizzato i transiti in coerenza con il differenziale di prezzo e alla massima capacità

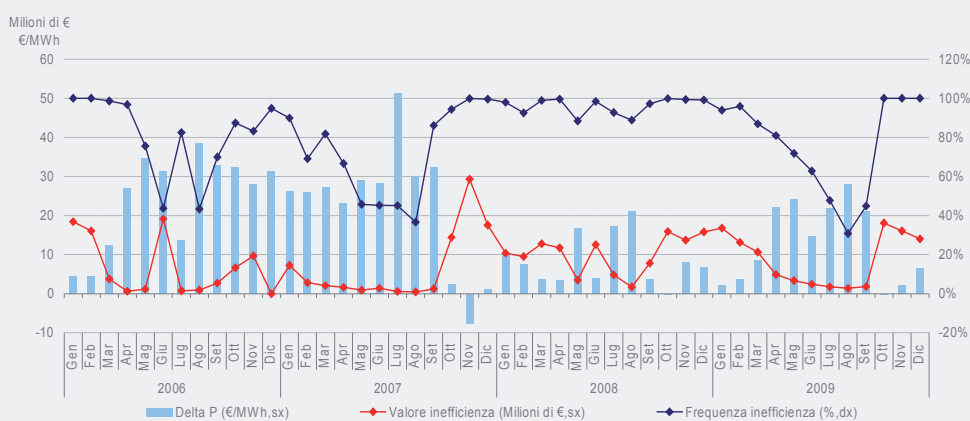
VCI mensile sulla frontiera francese

Fig. I



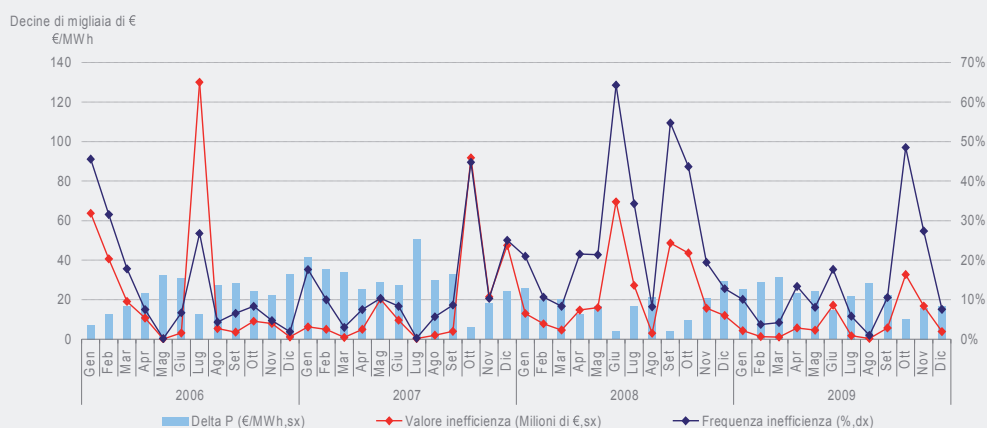
VCI mensile sulla frontiera svizzera

Fig. II



VCI mensile sulla frontiera austriaca

Fig. III



Note Box 4

(a) Per l'indagine sono state utilizzate le quotazioni fornite dalle borse elettriche nazionali con particolare riferimento al prezzo della zona Nord espresso da Ipxe per l'Italia, a Powernext per la Francia, al Swissix per la Svizzera, a EXAA per l'Austria.

(b) Relativamente agli anni 2008 e 2009 l'analisi è stata effettuata utilizzando la capacità di importazione/esportazione complessivamente assegnata mediante aste esplicite dai TSO. Per gli anni 2007 e 2006, in assenza di un dato conforme ai precedenti o comunque affetto da probabili errori di misura, le elaborazioni sono state eseguite impiegando il valore di NTC comunicato da TERNA a valle delle riduzioni programmate in presenza di un dato.

(c) Per approfondimenti si rimanda al Box 6 della Relazione Annuale 2008.

4.2.4 Concentrazione e potere di mercato

Con la fine del 2008 si era registrata "una drastica accelerazione del processo di riduzione della concentrazione in corso ormai dal 2005" con "effetti sensibili in termini sia di riduzione dei costi variabili medi, sia di aumento della concorrenzialità del mercato, sia soprattutto di cambiamento delle dinamiche competitive tra operatori, col passaggio dal tradizionale modello *leader-follower* a un modello di oligopolio competitivo"¹³. Nel 2009 l'effetto congiunto dell'entrata di ulteriore nuova capacità di base e della forte contrazione della domanda ha consolidato questi risultati, producendo quale effetto più sensibile la marcata riduzione dello *spark spread* iniziata nell'ultimo trimestre dell'anno e proseguita per tutto il primo semestre 2010 (Tab. 4.28, Fig. 4.25, Fig. 4.26, Fig. 4.27, Fig. 4.28, Fig. 4.29, Tab. 4.29, Fig. 4.30, Fig. 4.31, Fig. 4.33, Fig. 4.34).

Italia. A livello nazionale la concentrazione dell'offerta si mantiene sostanzialmente stabile, seppur con segnali di modesta riduzione: Enel si conferma il primo operatore di mercato, con una quota di mercato sulle vendite complessive in calo per il quarto anno consecutivo e pari al 28% (-1 p.p.), mentre l'insieme dei primi cinque operatori (CR5) rappresenta il 59% (-1 p.p.). Analogamente la quota di energia venduta in assenza di concorrenza (IORq) è scesa al minimo storico del 17% (-3 p.p.), mostrando valori più alti nelle ore di picco (22%) e minori in quelle fuori picco (14%). Il dato più significativo, tuttavia, è quello relativo alla quota di volumi massima su cui uno stesso operatore ha fissato il prezzo (IOM), che conferma e rafforza tutte le tendenze già emerse nel 2008: la forte riduzione dell'indice aggregato che, dopo essere sceso dal 77% del 2007 al 51% del 2008, si è ulteriormente dimezzato nel 2009 attestandosi al 27%; l'emergere, a fianco di Enel che resta il price leader del mercato, di una numerosa schiera di operatori *price setters* tra cui spiccano Edison (15%), A2A (9%) ed E.On (9%) e a cui si somma una numerosa "frangia competitiva" che complessivamente fissa il prezzo su circa il 49% dell'energia¹⁴; il contributo decisivo dei nuovi cicli combinati e delle importazioni alla riduzione dello IOM di Enel, evidenziato dalla crescita della percentuale degli indici di marginalità (ITM) del ciclo combinato (da 39% a 47%) e delle zone estere (da 13% a 16%). E' utile rilevare che la maggior competizione al margine delineata da questi dati non è confinata ad aree virtuose ma interessa sostanzialmente tutto il mercato e tutte le ore, con lo IOM di Enel che resta compreso tra il 24% e il 29% in tutte le zone continentali e tra il 22% e il 26% in tutte le ore lavorative, e che le uniche parziali eccezioni a questo *trend* si registrano nelle ore e nelle zone caratterizzati da differenziali di prezzo più ampi rispetto alla media: in particolare lo IOM risulta più elevato solo sulle isole, dove si attesta tra 36% e 40%, e solo nelle ore festive in cui supera il 39%. Tutto ciò conferma e rafforza le conclusioni tratte a fine 2008, secondo cui "si è di fronte non a un semplice avvicendamento nel ruolo di price leader, bensì al tramonto del tradizionale modello *leader-follower* e al passaggio ad un nuovo assetto di oligopolio competitivo, in cui l'operatore principale fissa il prezzo su una quota calante di volumi soprattutto nelle ore di alta domanda (in cui è più necessario) e nelle ore festive" (in cui l'offerta concorrente si riduce per effetto dei cicli di manutenzione settimanale) ... mentre i concorrenti "fissano il prezzo su quote crescenti, (...) soprattutto nelle ore fuori picco in cui si registra un vasto eccesso di offerta dei cicli combinati" e una più alta integrazione con l'estero¹⁵.

L'analisi dei suddetti dati nelle diverse zone in cui si articola il sistema mostra una omogeneità relativamente alta nelle zone continentali, soprattutto relativamente agli indici di marginalità IOM e ITM che riflettono il basso livello di frammentazione prevalente sul continente, e una netta differenza delle isole sotto tutti i profili.

Nord*. Anche nel 2009 il Nord* si conferma la zona con una struttura di mercato più concorrenziale. Lo evidenziano tre significativi dati aggregati, tutti al minimo nazionale e al proprio minimo storico: l'HHI sulle vendite, sceso al minimo storico di 1.325 con valori relativamente costanti per gruppi di ore e per mesi; la frequenza di ore in cui almeno un operatore ha goduto di un potere di mercato unilaterale, scesa al 61% (-20 p.p.); e la quota di energia venduta in assenza di concorrenza (IORq), scesa al 17% (-2 p.p.). Tutti questi dati, prodotti dalla contrazione della domanda e dal simultaneo aumento dell'import netto, riflettono la sensibile riduzione del potere di mercato di Enel, che in tale zona mostra i valori minimi nazionali in termini di quote di mercato (25%, -4 p.p.) e mantiene condizioni di potere di mercato unilaterale

¹³ La citazione è tratta dalla Relazione Annuale 2008 del GME, pagina 94.

¹⁴ Va registrato che sebbene Enel resti il *price leader*, è fortemente cresciuta la frequenza dei casi in cui, in singole ore e in singole zone, tale ruolo viene esercitato da altri operatori. Il fenomeno è così rilevante che addirittura a gennaio 2009, per la prima e finora unica volta, Enel non è stato l'operatore con lo IOM più alto, superato in quell'occasione da Edison.

¹⁵ La citazione è tratta dalla Relazione Annuale 2008 del GME, pagina 94.

solo sul 36% delle proprie vendite (contro il 52% del 2008 e il 62% del 2005), un dato concentrato più nelle ore di picco (59%) che nelle altre ore (16% circa).

CentroNord. Complice la propria ridotta dimensione, il Centro Nord è insieme alla Sicilia* la zona con offerta più concentrata, con un CR5 pari all'86%, un HHI pari a 3.495, la presenza costante di almeno un operatore dotato di potere di mercato unilaterale (IORh=100%) e una quota di volumi venduti in assenza di concorrenza pari al 34%. Esso tuttavia risulta essere a tutti gli effetti una zona *price taker*, fissando il prezzo solo sul 2% dei volumi del sistema e sul 3% dei propri volumi (Tab. 4.12).

CentroSud. La modifica del perimetro della zona Centro Sud ha avuto un impatto sensibile anche sugli indici di concentrazione, inducendo un sensibile miglioramento dell'HHI (2.616) ma un peggioramento della quota di volumi venduti in assenza di concorrenza (23%) e soprattutto della frequenza di ore con almeno un operatore residuale (91%). Da rilevare che rispetto ad altre zone il centro Sud esibisce i valori più critici nelle ore festive, con una differenza molto netta rispetto alle altre ore.

Sud*. Anche nel caso del Sud* la modifica del perimetro della zona ha avuto un impatto sugli indici di concentrazione, sebbene di segno più positivo. In particolare sebbene l'HHI mostra un sensibile miglioramento rispetto all'anno precedente (2.105), la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza scende di poco attestandosi al 25% e la frequenza di ore con almeno un operatore residuale per quanto elevata recupera due punti percentuali (98%).

Sicilia*. Il continuo incremento della vendita da energia eolica in Sicilia*, cresciuta nel 2009 di ulteriori 2 TWh, non è ancora sufficiente a modificare i limiti strutturali dell'isola rappresentati dalla bassa interconnessione col resto del sistema (mai superiore a 300 MW), all'elevata rigidità della curva di offerta basata su pochi impianti molto costosi e alla sua elevata concentrazione. Se possibile, anzi, la situazione appare peggiorata come dimostrano i valori massimi e ancora crescenti dei principali indici di concentrazione. In particolare l'HHI si conferma quello più alto tra tutte le zone salendo ulteriormente a 3.836; la frequenza di ore in cui esiste almeno un operatore con potere di mercato unilaterale resta la più alta salendo a 88%; la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza sale ulteriormente al 23%; e la percentuale di fissazione del prezzo da parte di impianti a olio (ITM) si conferma la più alta nel sistema, salendo ulteriormente fino al 54% (+8 p.p.), a fronte di un ITM da ciclo combinato che solo in Sicilia* nelle ore di picco assume valori del 10%. In questo panorama le principali novità sono rappresentate dal calo dello IOM di Enel (36%, -9 p.p.) a vantaggio dei *toller* di Edipower, titolari delle centrali a olio.

Sardegna. Per concludere, pur mantenendosi su valori sostanzialmente elevati, la Sardegna evidenzia modesti segni di peggioramento della concentrazione attribuibili alla prolungata restrizione del limite di transito nel corso del 2009 e alla frequente riduzione della capacità disponibile interna. Così l'HHI cresce fino al secondo valore più alto tra le diverse zone (3.585), la quota di ore con un operatore residuale risale al 75% e la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza risale al 15%. Gli stessi motivi hanno tra l'altro rafforzato il *trend* di riduzione dello IOM di Enel, sceso al 40%, e hanno indotto un forte ridimensionamento dell'ITM del ciclo combinato al 21%, spingendo maggiormente al margine E.On (il cui IOM è salito al 25%).

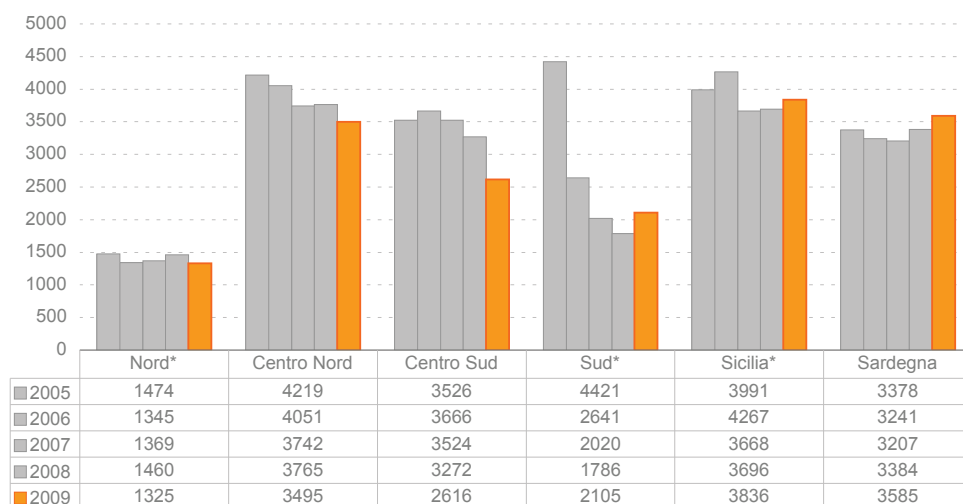
Come già negli anni passati, l'analisi dell'HHI relativo agli acquisti indica che lato domanda il mercato all'ingrosso è sensibilmente più competitivo che lato offerta, a dispetto dei deboli segnali di peggioramento registrati nel 2009. In particolare se la zona Nord* conferma di essere la meno concentrata, seppur con dati simili a quelli prevalenti lato offerta (1.200 contro 1.300), nelle altre zone l'HHI varia tra 1.400 e 3.000 con dati molto inferiori a quelli analoghi lato offerta: ciò vale per il Centro Nord (1.400 contro 3.500), il Centro Sud (2.000 contro 2.600), la Sicilia (3.000 contro 3.800) e la Sardegna (2.500 contro 3.600). Unica eccezione il Sud* (2.400 contro 2.100) (Fig. 4.35).

Guardando poi agli altri mercati attraverso la quota cumulata dei primi tre operatori (c.d. CR3) si registra tuttavia che solo sul MGP tale indice risulta inferiore al 60% sia lato domanda che lato offerta, mentre entrambi superano l'83% su tutti i mercati di aggiustamento (MA, MI1, MI2) con valori prossimi al 100% sulle isole. Ancor più rilevante, se possibile, il dato relativo al MSD dove il valor medio nazionale del 66% lato vendite e del 56% lato acquisti, media situazioni zonali ovunque prossime al 100% con l'eccezione del Nord* e del Sud* (Tab. 4.30).

Tab. 4.28 Quote di vendite annue zonali su MGP (%)

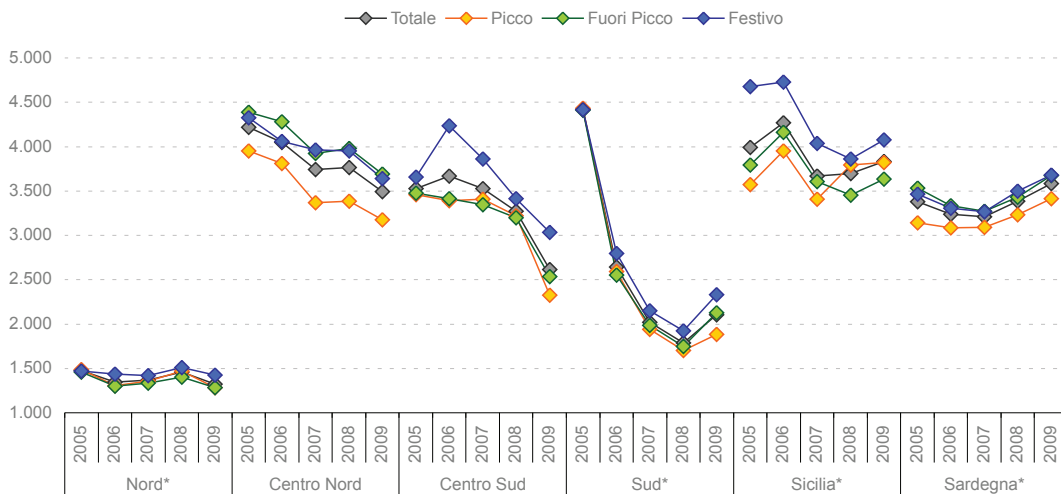
Operatore	Anno	Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
ENEL S.P.A.	2009	28%	16%	25%	36%	29%	34%	57%	26%
	2008	29%	18%	29%	38%	23%	30%	53%	26%
	2007	29%	17%	27%	38%	29%	34%	52%	26%
	2006	32%	21%	25%	43%	48%	42%	57%	25%
	2005	32%	2%	28%	40%	49%	61%	55%	24%
GSE	2009	14%	0%	10%	44%	26%	16%	20%	42%
	2008	14%	0%	9%	45%	30%	14%	24%	40%
	2007	14%	0%	9%	44%	24%	14%	26%	35%
	2006	15%	0%	10%	45%	18%	17%	26%	36%
	2005	17%	0%	13%	50%	19%	22%	26%	39%
EDISON TRADING S.P.A.	2009	9%	1%	13%	3%	2%	16%	8%	0%
	2008	10%	1%	12%	3%	1%	17%	6%	0%
	2007	10%	2%	13%	3%	2%	17%	7%	0%
	2006	9%	3%	12%	2%	0%	16%	7%	0%
	2005	7%	1%	11%	5%	0%	5%	8%	0%
ENI S.P.A.	2009	7%	2%	11%	2%	0%	11%	1%	0%
	2008	6%	2%	10%	0%	1%	9%	2%	0%
	2007	7%	3%	10%	0%	1%	12%	3%	0%
	2006	7%	3%	10%	0%	0%	11%	1%	0%
	2005	6%	1%	11%	0%	0%	5%	0%	0%
E.ON S.P.A.	2009	6%	4%	7%	6%	0%	2%	1%	30%
	2008	7%	4%	10%	4%	0%	2%	1%	29%
	2007	7%	5%	11%	3%	0%	1%	0%	34%
	2006	8%	5%	13%	5%	1%	1%	0%	34%
	2005	8%	1%	13%	4%	2%	2%	0%	33%
Altri	2009	35%	76%	33%	8%	43%	21%	14%	2%
	2008	34%	76%	30%	10%	44%	29%	14%	5%
	2007	33%	73%	30%	12%	45%	23%	12%	6%
	2006	29%	69%	29%	5%	33%	13%	9%	6%
	2005	31%	95%	25%	2%	30%	5%	11%	4%

Fig. 4.25 HHI annuali relativi alle vendite su MGP



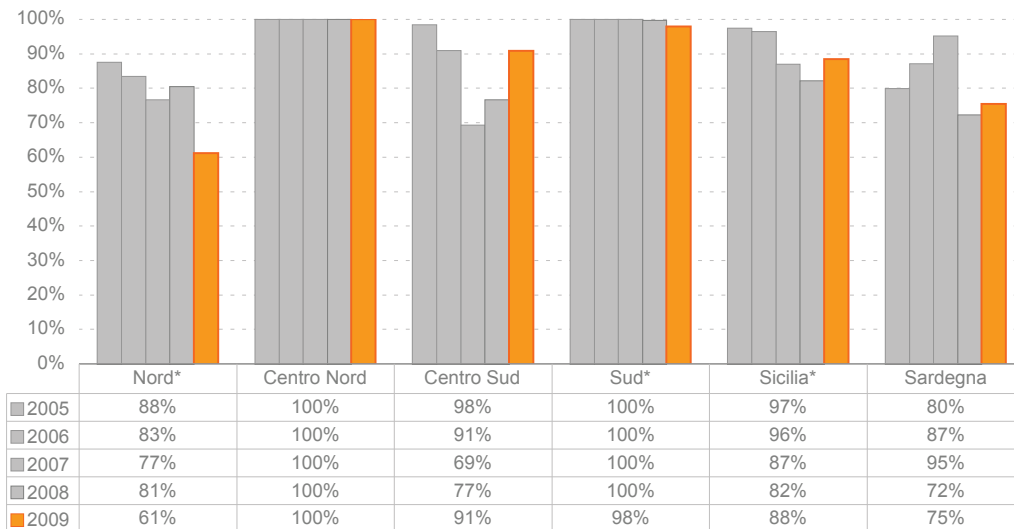
HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite su MGP

Fig. 4.26



Frequenza con cui almeno un operatore è stato necessario (IORh)

Fig. 4.27



Quota di vendite in assenza di concorrenza (IORq)

Fig. 4.28

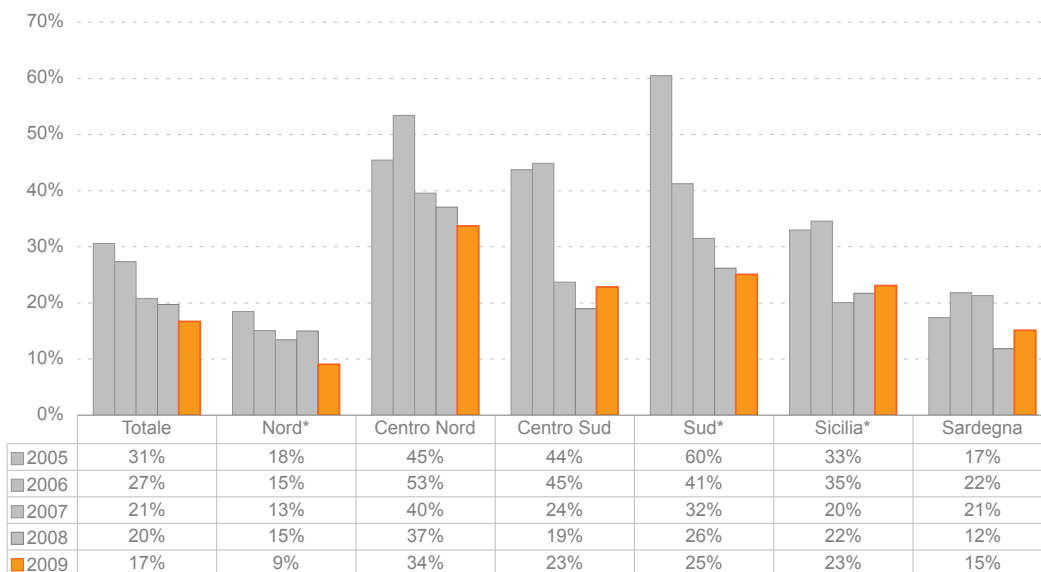
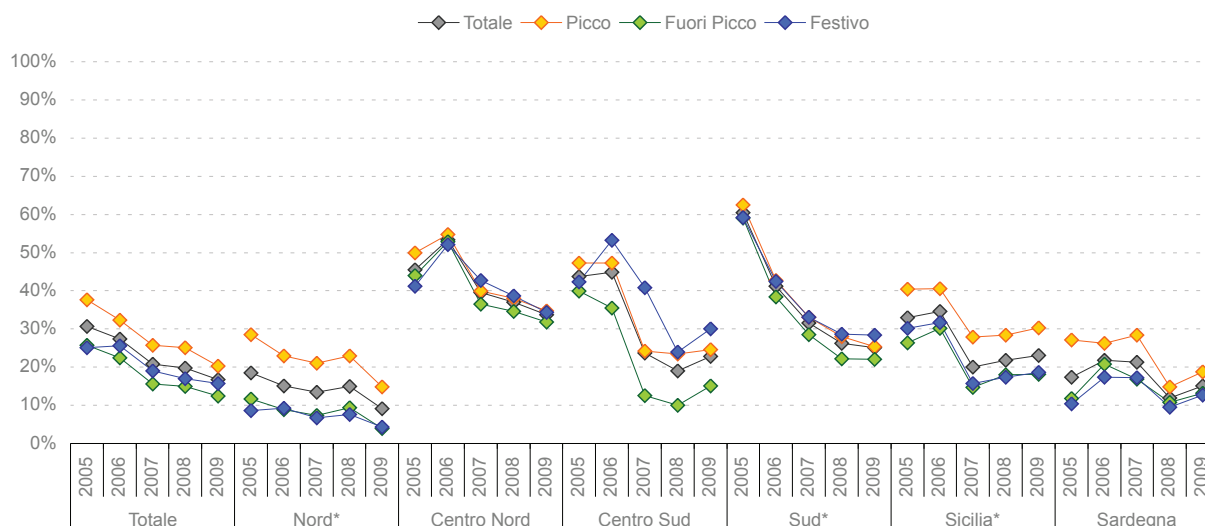


Fig. 4.29

Quota di vendite in assenza di concorrenza per gruppi di ore (IORq)



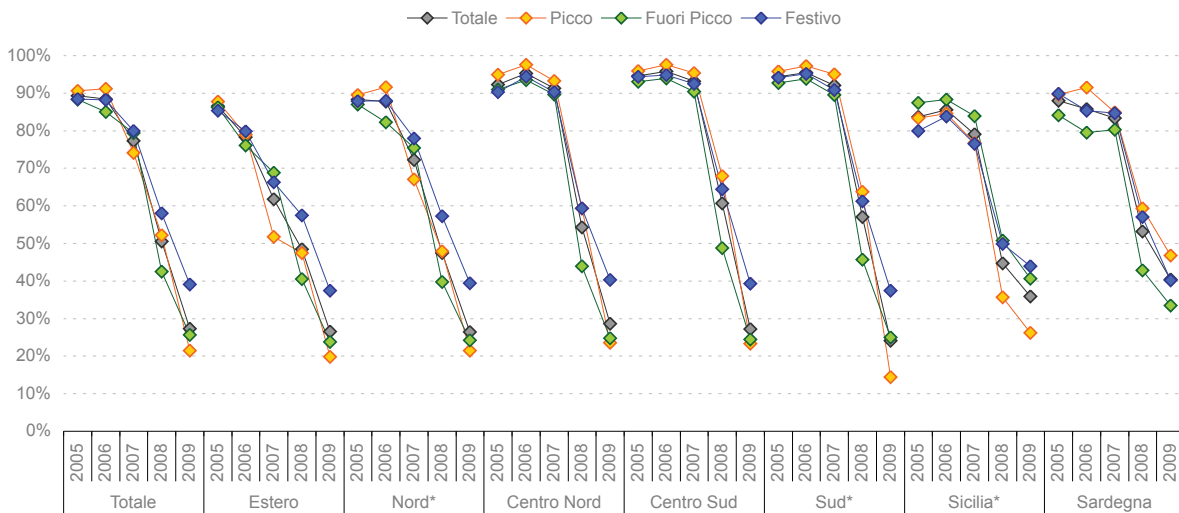
Tab. 4.29

Indice di operatore marginale per zona su cui si fissa il prezzo (IOM)

Operatore	Anno	Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
ENEL S.P.A.	2009	27%	26%	26%	29%	27%	24%	36%	40%
	2008	51%	48%	47%	54%	61%	57%	45%	53%
	2007	77%	62%	72%	91%	93%	92%	79%	83%
	2006	88%	78%	88%	95%	96%	96%	86%	86%
	2005	89%	87%	88%	92%	95%	94%	84%	88%
EDISON TRADING S.P.A.	2009	15%	14%	15%	13%	14%	15%	28%	5%
	2008	12%	11%	12%	10%	9%	11%	25%	7%
	2007	7%	8%	10%	2%	2%	2%	12%	2%
	2006	3%	4%	4%	1%	1%	1%	10%	1%
	2005	4%	4%	4%	3%	2%	2%	12%	1%
A2A TRADING S.R.L.	2009	9%	9%	9%	9%	9%	10%	10%	4%
	2008	6%	7%	7%	5%	4%	4%	8%	4%
	2007	4%	4%	5%	1%	1%	1%	3%	1%
	2006	1%	2%	2%	0%	0%	0%	1%	0%
	2005	2%	3%	3%	1%	1%	1%	1%	1%
E.ON S.P.A.	2009	9%	9%	10%	9%	9%	5%	2%	25%
	2008	5%	5%	5%	5%	4%	5%	4%	15%
	2007	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	9%
	2006	2%	2%	2%	1%	1%	1%	0%	10%
	2005	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	8%
ALPIQ S.P.A.	2009	4%	4%	4%	4%	4%	4%	9%	2%
	2008	4%	5%	5%	4%	3%	3%	8%	3%
	2007	4%	13%	3%	1%	1%	1%	3%	0%
	2006	2%	7%	1%	0%	0%	0%	2%	0%
	2005	1%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	0%
Altri	2009	35%	37%	35%	37%	37%	42%	14%	23%
	2008	22%	23%	24%	22%	19%	20%	10%	18%
	2007	6%	12%	7%	3%	2%	3%	2%	5%
	2006	3%	7%	3%	2%	1%	1%	1%	3%
	2005	3%	4%	3%	2%	2%	2%	1%	2%

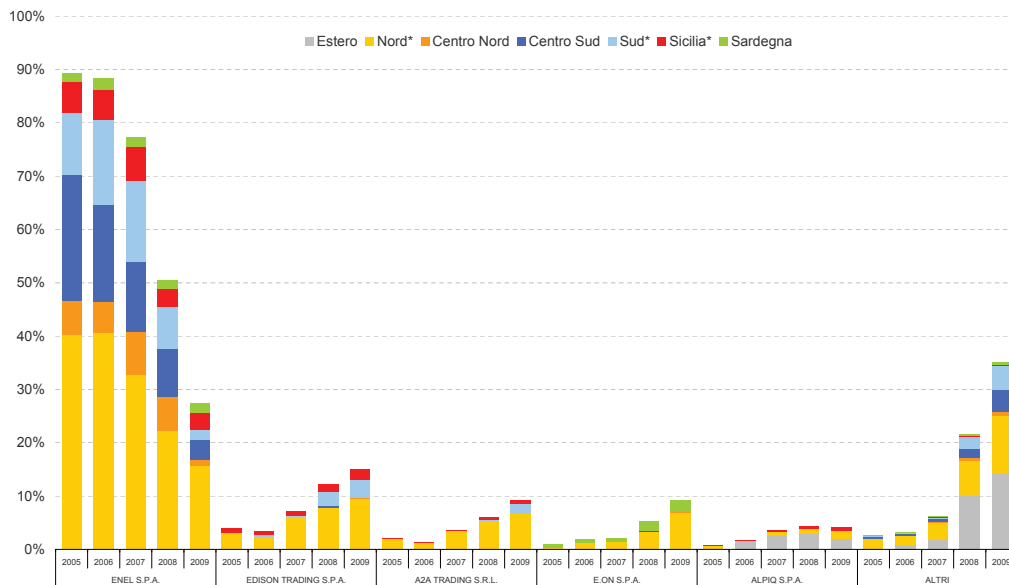
Indice di operatore marginale per gruppi di ore (IOM)

Fig. 4.30



Indice di operatore marginale per zona da cui si fissa il prezzo (IOM)

Fig. 4.31



Indice di operatore marginale mensile per operatore (IOM)

Fig. 4.32

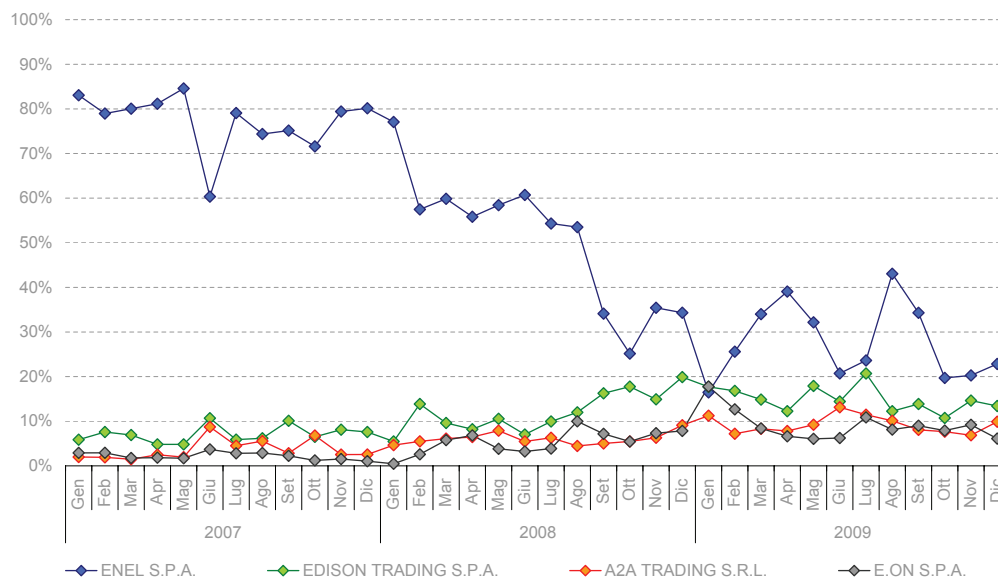


Fig. 4.33

Indice di tecnologia marginale (ITM)

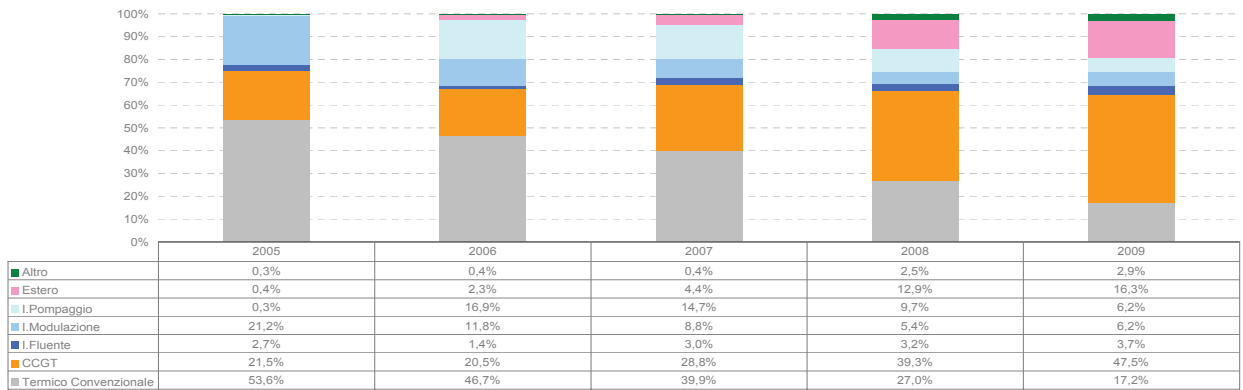


Fig. 4.34

Indice di tecnologia marginale per gruppi di ore (ITM) del CCGT

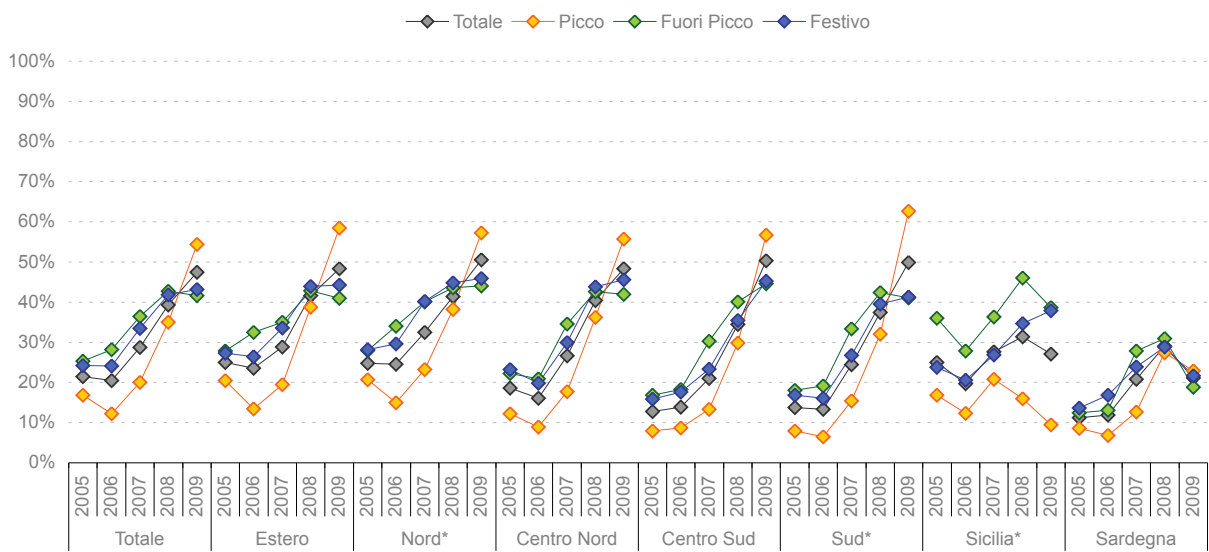
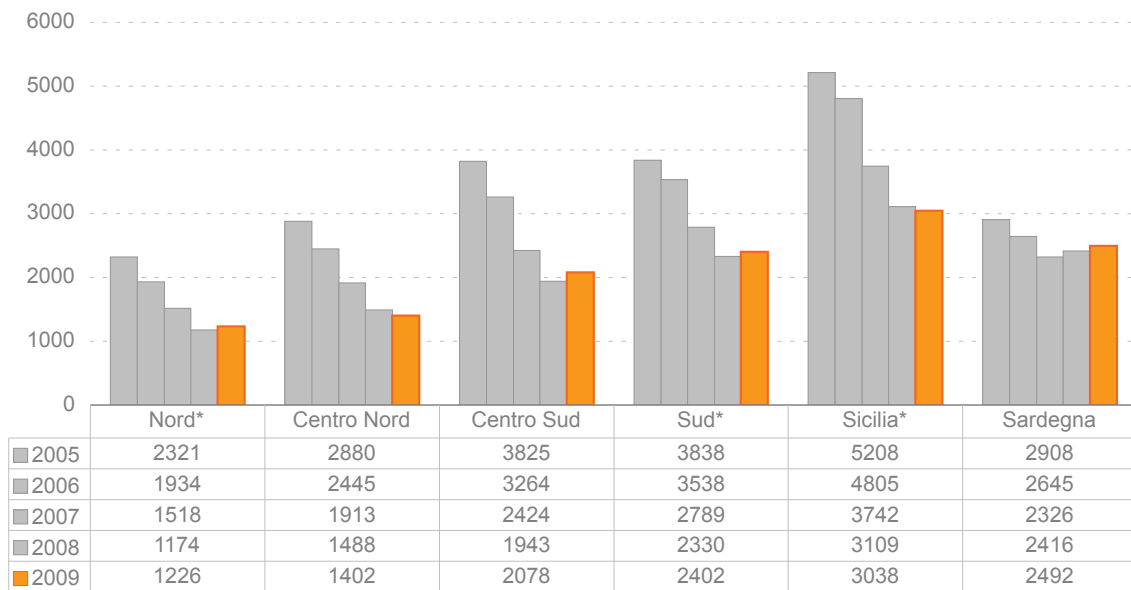


Fig. 4.35

HHI relativo agli acquisti su MGP



CR3 relativo ai diversi mercati

Tab. 4.30

		MGP		MA		MI1		MI2		MSD	
		Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Totale	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%
	2006	56%	62%	96%	96%					89%	74%
	2005	58%	64%	95%	93%					97%	86%
Nord*	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%
	2006	50%	58%	95%	95%					86%	68%
	2005	54%	60%	93%	91%					96%	81%
Centro Nord	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%
	2006	93%	62%	100%	100%					100%	100%
	2005	94%	66%	100%	100%					100%	100%
Centro Sud	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%
	2006	90%	71%	99%	100%					100%	100%
	2005	91%	74%	100%	100%					100%	100%
Sud*	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%
	2006	75%	72%	98%	98%					99%	99%
	2005	88%	75%	99%	99%					100%	100%
Sicilia*	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%
	2006	90%	83%	95%	98%					100%	100%
	2005	89%	87%	95%	97%					100%	100%
Sardegna	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%
	2006	94%	74%	100%	100%					100%	100%
	2005	96%	79%	100%	100%					100%	100%

4.3 Mercato di Aggiustamento (MA) e Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato di Aggiustamento (MA), finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP, ha operato dal 1 gennaio al 31 ottobre del 2009, estendendo dalla stessa data la partecipazione anche agli operatori titolari di punti di prelievo. Dal primo novembre il MA è stato sostituito dal Mercato Infragiornaliero (MI), introdotto in attuazione degli indirizzi contenuti nella legge 2/09. Il MI consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali con una frequenza simile a quella di una negoziazione continua rispetto alle variazioni delle informazioni circa lo stato degli impianti produttivi, il fabbisogno di energia per il giorno successivo e le condizioni di mercato. Il MI si articola in due sessioni (MI1 e MI2), con orari di chiusura diversi e in successione, nel periodo compreso tra la chiusura di MGP e il termine di presentazione delle offerte in apertura di MSD. Come nel MGP, le due sessioni sono organizzate nella forma di aste implicite di energia in cui il GME si pone come controparte degli operatori.

4.3.1 Prezzi

Nel periodo gennaio-ottobre del 2009 il prezzo medio ponderato per gli acquisti nel Mercato di Aggiustamento è stato pari a 66,44 €/MWh, in diminuzione di 18,61 €/MWh (-21,9%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. La flessione del prezzo è stata di 27,71 €/MWh (-25,2%) nelle ore di picco e di 13,45 €/MWh (-19,6%) nelle ore fuori picco attestatosi rispettivamente a 82,11 e 55,25 €/MWh. La volatilità dei prezzi baseload è rimasta immutata scontando da un lato la maggiore volatilità nelle ore di picco e dall'altro quella più contenuta nelle ore fuori picco in particolare nei giorni lavorativi con l'indice IVR in ribasso di 0,10 punti (Tab. 4.31).

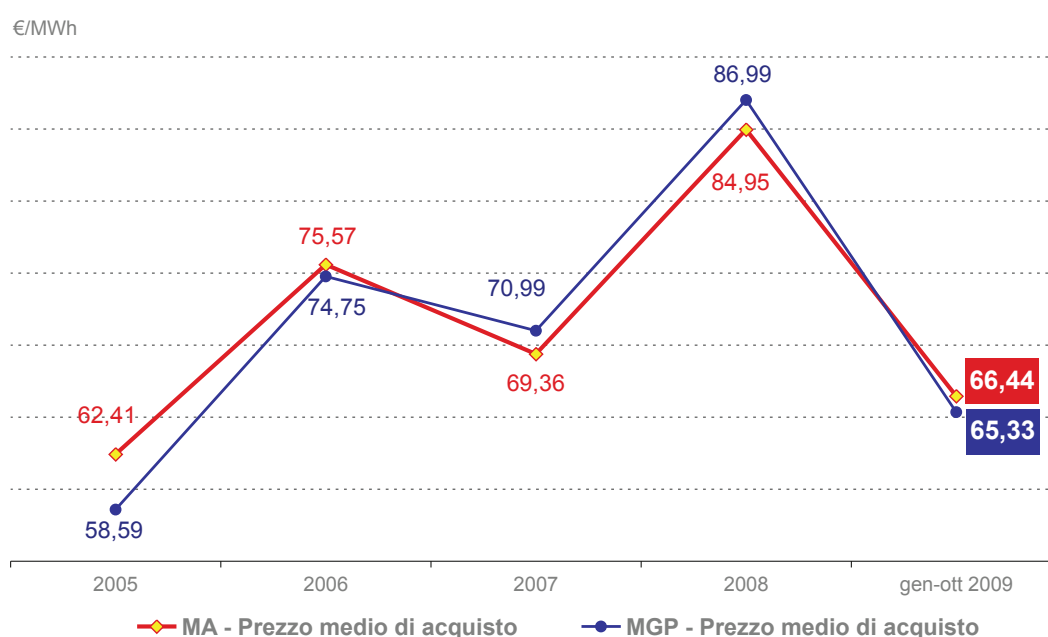
L'evoluzione annuale del prezzo medio di acquisto su MA evidenzia una stretta correlazione con il corrispondente prezzo di MGP (Fig. 4.36).

Nel periodo novembre-dicembre del 2009 il prezzo medio ponderato per gli acquisti nelle due sessioni, MI1 e MI2, del Mercato Infragiornaliero è stato rispettivamente 54,66 e 55,69 €/MWh entrambi inferiori rispetto agli 84,40 €/MWh registrati nel Mercato di Aggiustamento nello stesso bimestre del 2008.

Tab. 4.31 Prezzo di acquisto

€/MWh	2009						2008				Variazione	
	Gennaio - Ottobre		Novembre - Dicembre				Gennaio - Ottobre		Novembre - Dicembre		Gennaio - Ottobre	
	MA		MI1	MI2		MA		MA		MA		
	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Assoluta	%
Baseload	66,44	0,21	54,66	0,21	55,69	0,21	85,05	0,21	84,40	0,25	-18,61	-21,9%
Picco	82,11	0,29	68,65	0,15	69,09	0,22	109,82	0,20	106,84	0,22	-27,71	-25,2%
Fuori picco	55,25	0,16	46,29	0,20	46,92	0,19	68,70	0,18	71,02	0,23	-13,45	-19,6%
Lavorativo	51,03	0,14	42,57	0,18	41,90	0,21	65,39	0,24	63,73	0,27	-14,36	-22,0%
Festivo	61,07	0,22	51,88	0,21	55,10	0,22	73,30	0,22	79,19	0,24	-12,23	-16,7%

Fig. 4.36 Prezzo di acquisto: evoluzione annuale



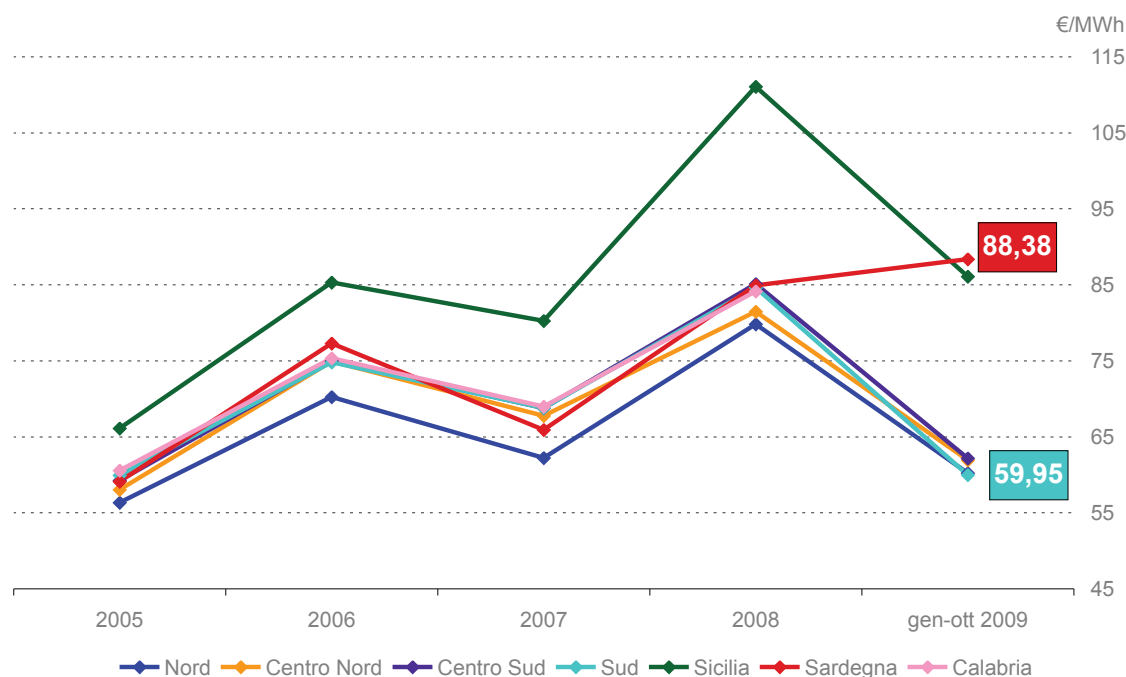
Nel periodo gennaio-ottobre del 2009 i prezzi medi zionali nel Mercato di Aggiustamento hanno tutti registrato un netto ribasso rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, ad eccezione della *Sardegna* il cui prezzo, con un aumento del

2,7%, si è portato a 88,38 €/MWh superando anche quello storicamente più alto della *Sicilia* fermatosi a 86,06 €/MWh. Nelle altre zone continentali il prezzo si è attestato attorno ai 60 €/MWh con un minimo nella zona *Sud* a 59,95 €/MWh. Anche la volatilità dei prezzi è risultata in diminuzione in tutte le zone eccetto la *Sardegna* (Tab.4.32 e Fig. 4.37). L'evoluzione annuale dei prezzi zionali evidenzia un differenziale di quasi 30 €/MWh tra le due isole e le altre zone nel 2009, ma mentre quello della *Sicilia* è progressivamente cresciuto negli anni, quello della *Sardegna* si è manifestato proprio nell'ultimo anno. La zona *Sud* invece nel 2009 ha strappato il primato di zona dal prezzo più basso al *Nord* che lo aveva detenuto negli anni passati (Fig. 4.37).

Prezzi zionali: sintesi annuale Tab. 4.32

€/MWh	2009						2008				Variazione	
	Gennaio - Ottobre		Novembre - Dicembre				Gennaio - Ottobre		Novembre - Dicembre		Gennaio - Ottobre	
	MA		MI1	MI2		MA		MA		MA		
	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Assoluta	%
Nord	60,22	0,20	53,28	0,20	55,39	0,21	79,99	0,24	78,93	0,26	-19,77	-24,7%
Centro Nord	61,92	0,22	53,90	0,21	55,91	0,22	81,58	0,24	80,79	0,27	-19,65	-24,1%
Centro Sud	62,18	0,22	54,41	0,22	56,33	0,22	85,68	0,27	82,29	0,28	-23,50	-27,4%
Sud	59,95	0,22	51,60	0,22	53,72	0,22	85,26	0,27	81,38	0,29	-25,31	-29,7%
Sicilia	86,06	0,30	88,64	0,31	84,46	0,31	112,04	0,36	106,18	0,35	-25,98	-23,2%
Sardegna	88,38	0,44	61,74	0,43	61,45	0,43	86,09	0,35	79,08	0,35	2,28	2,7%

Prezzi zionali su MA Fig. 4.37



4.3.2 Volumi

Nel 2009, i volumi complessivamente scambiati su MA e nelle due sessioni di MI sono stati 11,9 milioni di MWh in aumento del 2,7% rispetto all'anno precedente, e pari al 3,8% dei volumi scambiati sul MGP (contro il 3,5% del 2008) (Tab.4.33, Tab.4.34 e Fig. 4.38).

A tale aumento dei volumi, che si contrappone alla consistente flessione di quelli su MGP (-6,7%), ha dato un decisivo impulso il nuovo MI nei due mesi in cui ha operato.

Infatti, nel periodo gennaio-ottobre 2009, i volumi scambiati su MA hanno registrato una flessione del 4,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, mentre gli scambi nei due mesi successivi nelle due sessioni di MI, pari a 2,6 milioni

di MWh, sono stati superiori del 39,1% rispetto a quelli su MA nello stesso periodo del 2008.

La stessa dinamica si riscontra a livello zonale, con qualche eccezione, sul lato vendita: nella zona *Nord* in particolare, in cui si concentra più della metà delle vendite complessive, i volumi venduti, in calo del 4,2% nei primi dieci mesi, hanno realizzato una crescita dell'80,5% negli ultimi due (Tab.4.33).

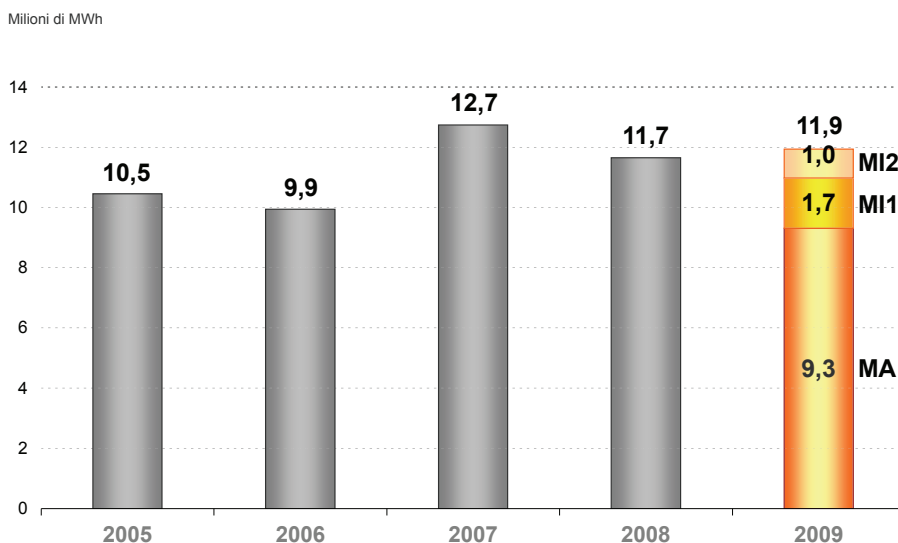
Tab. 4.33 Volumi venduti

MWh	2009				2008			Variazione		
	Gen - Ott		Nov - Dic		Gen - Dic		Gen - Ott		Nov - Dic	Gen-Dic
	MA	MI1	MI2	Totale	MA	Totale	MA	MI/MA	Totale	
Nord	5.166.349	959.231	542.929	6.668.509	5.411.264	6.243.384	-4,2%	80,5%	7,1%	
Centro Nord	737.083	132.928	84.796	954.807	1.122.138	1.293.830	-34,1%	26,8%	-26,0%	
Centro Sud	1.572.868	182.399	115.391	1.870.657	727.079	1.124.768	117,0%	-25,1%	66,8%	
Sud	749.944	164.531	117.100	1.031.575	1.440.307	1.713.856	-47,8%	3,0%	-39,6%	
Sicilia	652.761	127.143	51.053	830.957	659.557	791.010	-0,7%	35,6%	5,3%	
Sardegna	406.039	108.674	41.833	556.546	400.937	484.059	1,6%	81,1%	15,3%	
Italia	9.285.043	1.674.904	953.103	11.913.050	9.761.282	11.650.908	-4,6%	39,1%	2,5%	
Estero	16.509	881	333	17.723	0	0	-	-	-	
TOTALE	9.301.552	1.675.786	953.436	11.930.774	9.761.282	11.650.908	-4,4%	39,1%	2,7%	

Sul lato acquisti la medesima dinamica si ritrova nelle zone *Nord* e *Centro Nord* che assieme rappresentano il 70% del totale. Nelle altre zone i volumi acquistati hanno registrato aumenti sia nei primi dieci mesi che negli ultimi due, ma con tassi di crescita decisamente più marcati nei due mesi di attività di MI (Tab.4.34).

Tab. 4.34 Volumi acquistati

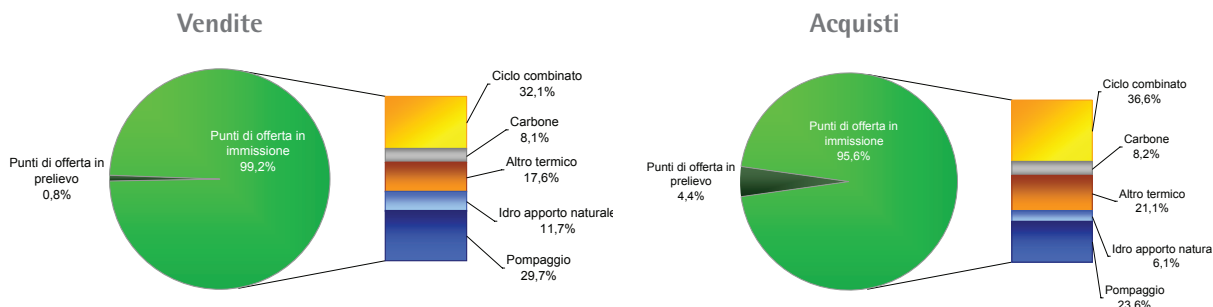
MWh	2009				2008			Variazione		
	Gen - Ott		Nov - Dic		Gen - Dic		Gen - Ott		Nov - Dic	Gen-Dic
	MA	MI1	MI2	Totale	MA	Totale	MA	MI/MA	Totale	
Nord	5.024.106	813.374	552.317	6.389.796	5.795.428	1.138.084	6.933.512	-13,0%	20,0%	-7,6%
Centro Nord	608.757	231.609	67.744	908.110	1.029.165	147.158	1.176.323	-40,7%	103,4%	-22,6%
Centro Sud	917.712	153.846	127.694	1.199.252	723.056	154.771	877.827	27,3%	81,9%	37,0%
Sud	1.721.512	273.338	116.896	2.111.747	1.337.215	235.125	1.572.340	29,2%	66,0%	34,7%
Sicilia	571.130	91.657	47.040	709.827	502.626	89.416	592.042	14,0%	55,1%	20,2%
Sardegna	323.892	86.761	41.730	452.383	292.191	74.672	366.863	11,2%	72,1%	23,6%
Italia	9.167.108	1.650.586	953.421	11.771.115	9.679.682	1.839.226	11.518.908	-5,0%	41,6%	2,5%
Estero	134.444	25.200	15	159.659	81.600	50.400	132.000	65,3%	-50,0%	21,3%
TOTALE	9.301.552	1.675.786	953.436	11.930.774	9.761.282	1.889.626	11.650.908	-4,4%	39,1%	2,7%



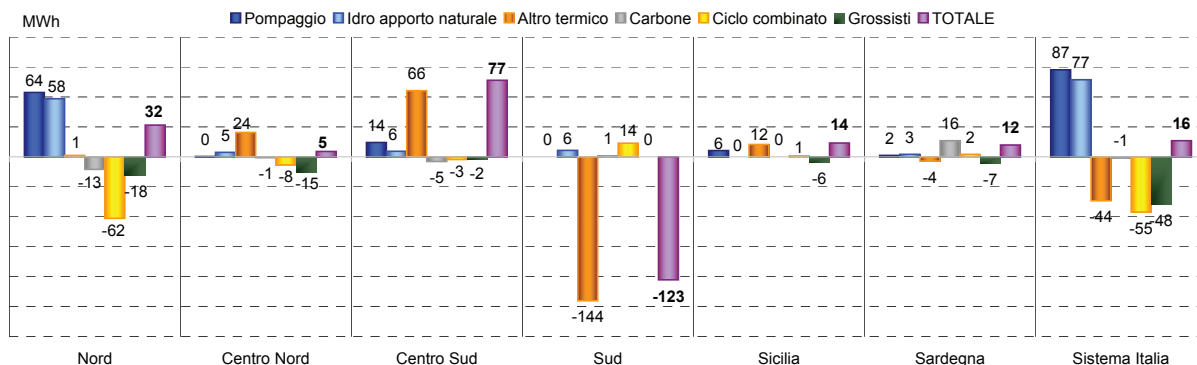
I principali e quasi esclusivi utilizzatori sia del MA che del MI (la cui finalità, come detto, è quella di modificare i programmi definiti in esito al MGP) sono stati i titolari di punti in immissione. Le vendite nei suddetti mercati dei titolari di punti di prelievo sono state solo lo 0,8% del totale venduto, mentre la quota degli acquisti si è fermata al 4,4% (Fig. 4.39).

L'energia scambiata su MA ha influito sulla dislocazione territoriale della produzione spostando, in media ogni ora, 123 MWh dalla zona *Sud* alle altre zone. Come nei due anni precedenti si sono registrati acquisti sulle zone estere, pari a circa 160 mila MWh, che hanno comportato una maggiore produzione media oraria nazionale di 16 MWh. L'analisi per tipologia di impianto evidenzia che gli scambi su MA e su MI hanno determinato complessivamente la sostituzione di produzione termoelettrica (-99 MWh in media oraria di cui -55 MWh da impianti a ciclo combinato) con produzione idroelettrica (+164 MWh medi orari) (Fig. 4.40).

Vendite e acquisti per tipologia di impianto Fig. 4.39



Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria Fig. 4.40



4.4 Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento è il mercato sul quale sono negoziate delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzate da Terna S.p.A. per la risoluzione delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi.

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 ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

4.4.1 MSD ex ante

Nel 2009 su MSD ex ante a salire Terna ha acquistato 12,5 milioni di MWh (pari a 1.429 MWh in media oraria) in aumento dell'8,4% rispetto al 2008 e pari al 4,0% degli acquisti su MGP (era il 3,5% l'anno precedente). A livello zonale gli acquisti di Terna hanno evidenziato una crescita più sostenuta nel *Sud* (+57,5%) e nel *Nord* (+22,8%) dove si concentra oltre il 40% degli acquisti complessivi. In controtendenza gli acquisti nel *Centro Nord* (-31,2%) e in *Sicilia* (-14,7%). La quota degli acquisti su MSD in rapporto a quelli complessivi su MGP, è variata tra l'1,9% del *Nord* ed il 14,6% della *Sardegna* (Tab.4.35).

L'andamento della serie storica annuale dà evidenza al forte aumento dei volumi acquistati da Terna MSD ex ante a salire nel 2007 (14,6 milioni di MWh), alla netta riduzione seguita l'anno successivo (che ha riportato gli acquisti al livello del 2005) ed alla suddetta ripresa del 2009 (Fig. 4.41).

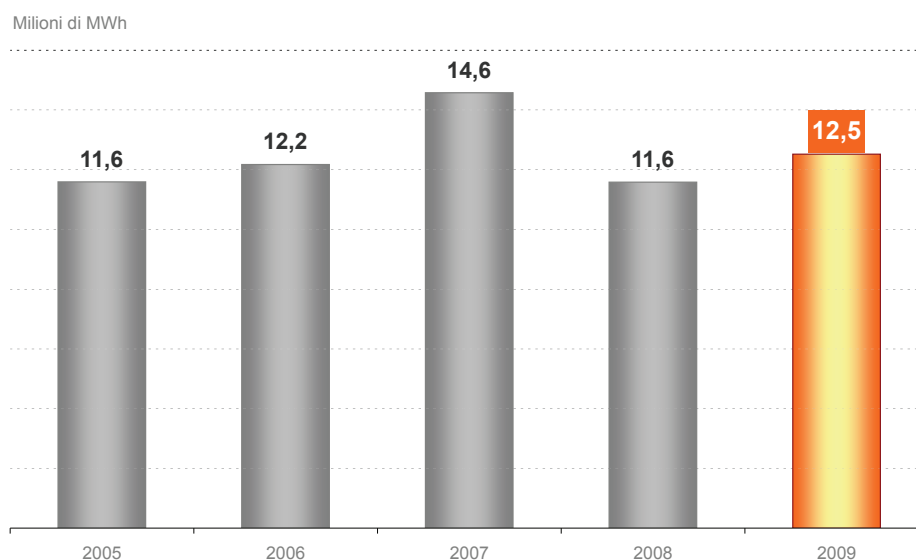
Tab. 4.35

Volumi scambiati su MSD ex ante a salire

MWh	2009				2008				Variazione	
	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	%	
Nord	3.210.126	366	25,6%	1,9%	2.621.252	298	22,6%	1,4%	22,8%	
Centro Nord	1.335.907	153	10,7%	4,0%	1.947.977	222	16,8%	5,4%	-31,2%	
Centro Sud	2.655.547	303	21,2%	5,3%	2.331.165	265	20,1%	7,0%	14,2%	
Sud	1.896.181	216	15,1%	7,3%	1.206.938	137	10,4%	2,6%	57,5%	
Sicilia	1.692.832	193	13,5%	8,6%	1.990.109	227	17,2%	9,7%	-14,7%	
Sardegna	1.728.430	197	13,8%	14,6%	1.482.378	169	12,8%	12,0%	16,9%	
Italia	12.519.023	1.429	100,0%	4,0%	11.579.819	1.318	100,0%	3,5%	8,4%	

Fig. 4.41

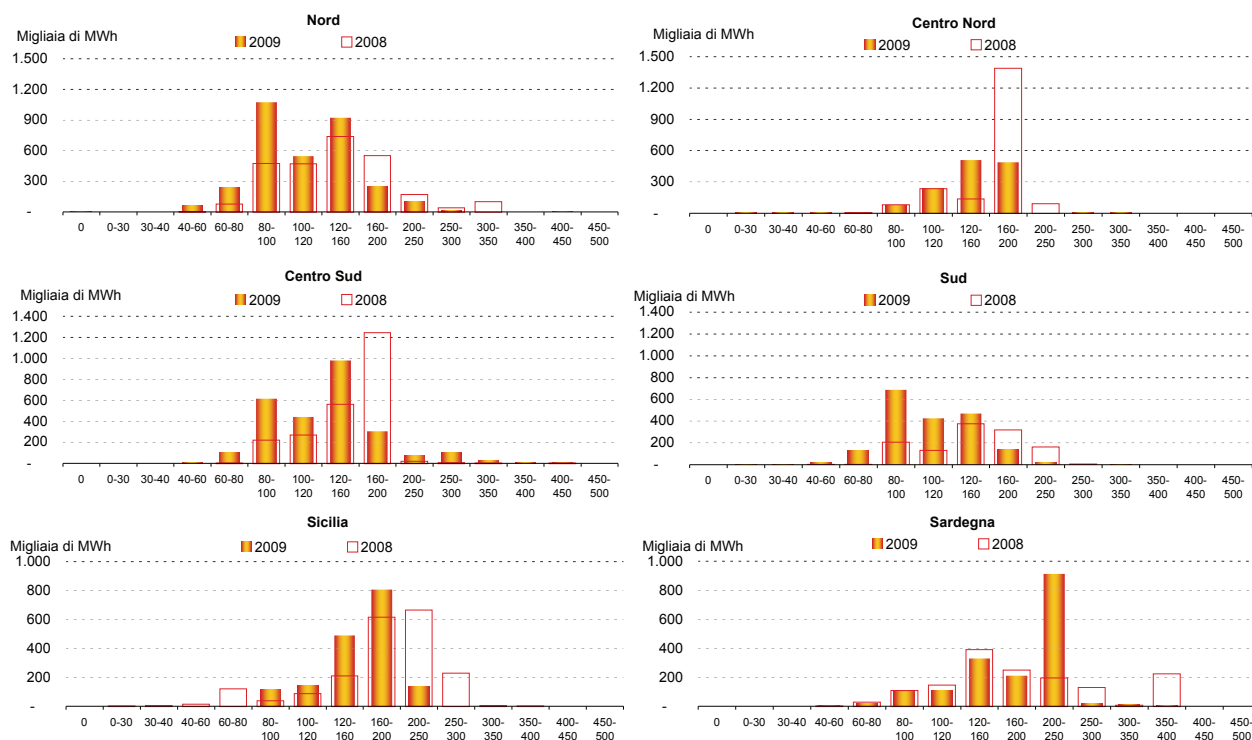
Volumi scambiati su MSD ex ante a salire



La distribuzione dei volumi acquistati da Terna per classi di prezzo ha evidenziato, nel 2009, una riduzione dei volumi nelle classi superiori a 160 €/MWh, a vantaggio di quelle più basse, in tutte le zone eccetto la *Sardegna* la cui classe modale (con la massima frequenza) è risultata [200-250] €/MWh (Fig. 4.42).

Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo

Fig. 4.42



Nel 2009, su MSD ex ante a scendere, Terna ha venduto 14,6 milioni di MWh (pari a una media oraria di 1.672 MWh) con un aumento del 30,4% rispetto all'anno precedente. I volumi venduti su MSD hanno rappresentato il 4,7% di quelli scambiati su MGP (contro il 3,4% del 2008). A livello zonale, gli incrementi delle vendite più sostenuti si sono registrati nel *Centro Sud* (+152,4%) ed in *Sicilia* (+49,5%) (Tab.4.36).

L'andamento della serie annuale mostra il balzo dei volumi venduti da Terna su MSD ex ante a scendere nel 2009, che invertendo la tendenza al ribasso dei due anni precedenti, si sono riportati sui livelli registrati nel 2006 (Fig. 4.43).

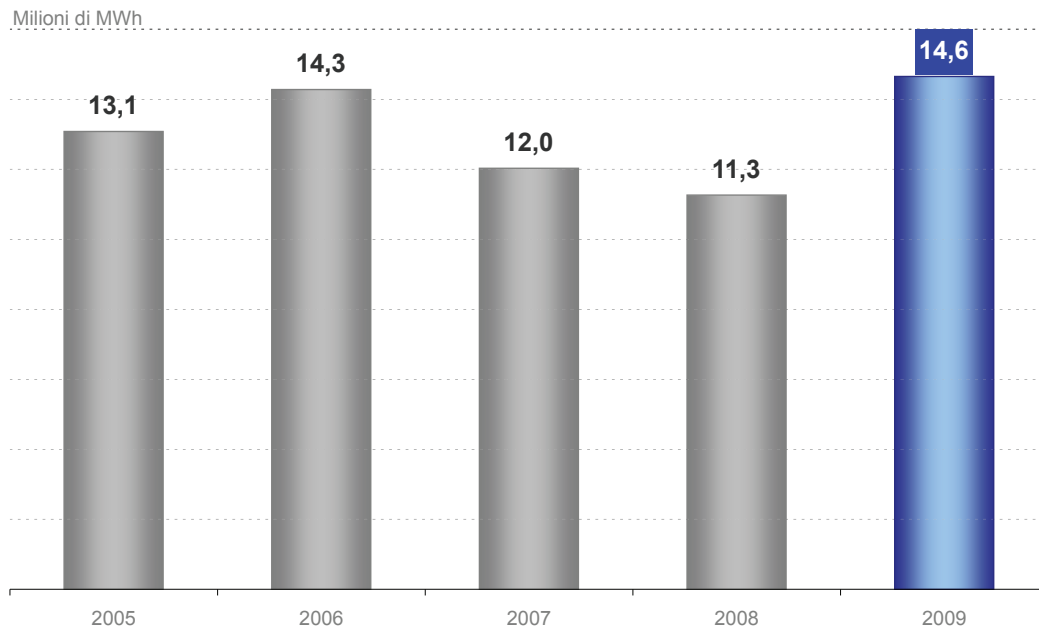
Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere

Tab. 4.36

MWh	2009				2008				Variazione	
	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	%	
Nord	8.581.229	980	58,6%	5,1%	6.642.370	756	59,0%	3,7%	29,5%	
Centro Nord	334.422	38	2,3%	1,0%	317.195	36	2,8%	0,9%	5,7%	
Centro Sud	1.141.573	130	7,8%	2,3%	453.535	52	4,0%	1,4%	152,4%	
Sud	2.146.715	245	14,7%	8,2%	2.000.315	228	17,8%	4,3%	7,6%	
Sicilia	1.288.017	147	8,8%	6,5%	863.997	98	7,7%	4,2%	49,5%	
Sardegna	1.153.305	132	7,9%	9,7%	981.396	112	8,7%	8,0%	17,8%	
Italia	14.645.260	1.672	100,0%	4,7%	11.258.809	1.282	100,0%	3,4%	30,4%	

Fig. 4.43

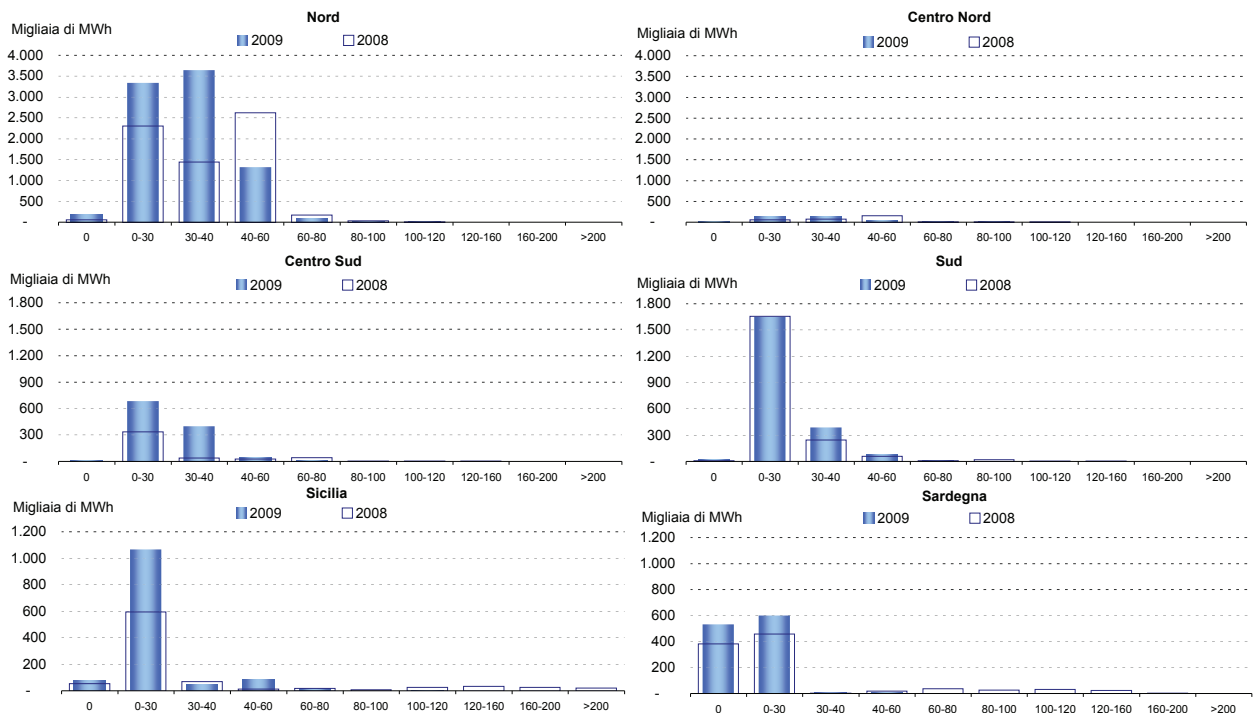
Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere



La distribuzione dei volumi venduti per classi di prezzo conferma la classe [0-30] come quella dove si concentrano maggiormente i volumi, con l'eccezione del *Nord* in cui la classe [30-40] raccoglie i maggiori volumi. Nella zona *Sardegna*, Terna ha venduto una parte significativa di volumi a 0 €/MWh, in aumento rispetto al 2008 (Fig. 4.44).

Fig. 4.44

Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo

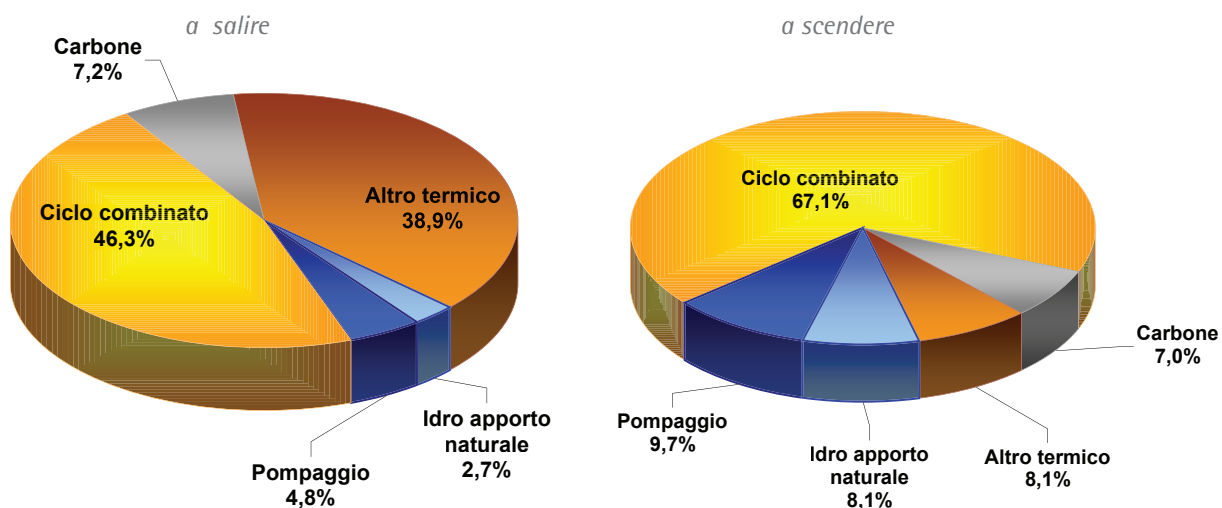


Nel 2009 si è notevolmente ridotta la quota degli acquisti di Terna su MSD ex ante a salire da impianti termoelettrici tradizionali, scesa dal 57,5% del 2008 al 38,9% (-18,6 punti percentuali). Sono aumentate per contro le quote delle altre tipologie di impianto, e in misura più consistente la quota del ciclo combinato salita al 46,3% (dal 32,2% dell'anno precedente). In aumento anche la quota del carbone (7,2%, +1,5 p. p.), degli impianti idroelettrici ad apporto naturale (2,7%, +0,7 p.p.) e quella dei pompaggi (4,8%, + 2,1 p.p.).

La composizione delle vendite di Terna su MSD ex ante a scendere ha invece subito modeste variazioni, determinando una riduzione dei programmi di produzione per il 67,1% (-1,2 p.p.) degli impianti a ciclo combinato, per l'8,1% (-1,9 p.p.) degli impianti termici tradizionali, per il 7,0% (+0,1 p.p.) degli impianti a carbone, per il 9,7% (+2,0 p.p.) dei pompaggi e per l'8,1% (+1,0 p.p.) degli impianti idroelettrici ad apporto naturale (Fig. 4.45).

Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto

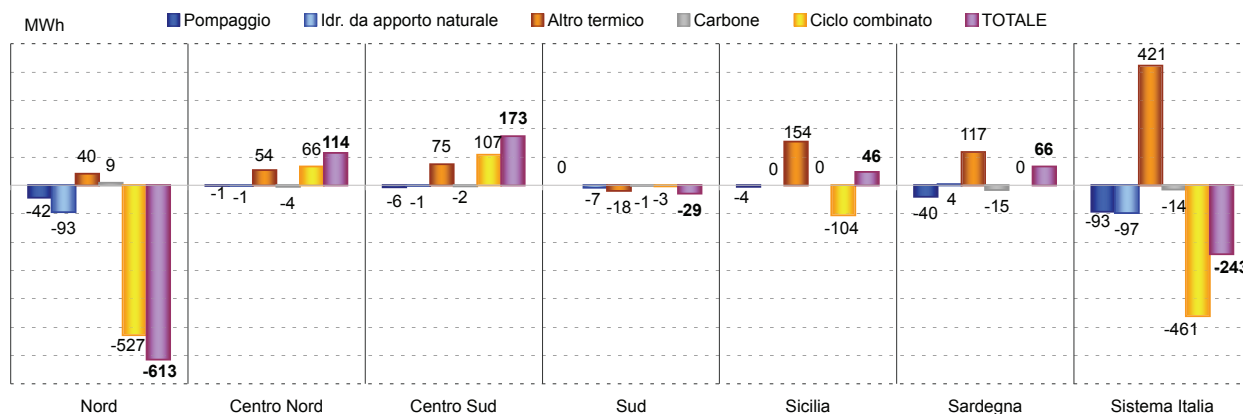
Fig. 4.45



Nel complesso su MSD ex ante gli acquisti di Terna hanno superato le vendite, in media oraria, di 243 MWh determinando una maggiore produzione da impianti termici tradizionali (+421 MWh) e una riduzione di quelli a ciclo combinato (-461 MWh), a carbone (-14 MWh) e idroelettrici (-190 MWh). A livello territoriale nella zona Nord, mediamente ogni ora, è stata ridotta la produzione di 613 MWh (quasi tutta da impianti a ciclo combinato) mentre è stata aumentata quella di tutte le altre zone eccetto il Sud (Fig. 4.46).

Saldo vendite/acquisti su MSD ex ante per tipologia di impianto. Media oraria

Fig. 4.46



4.4.2 MSD ex post

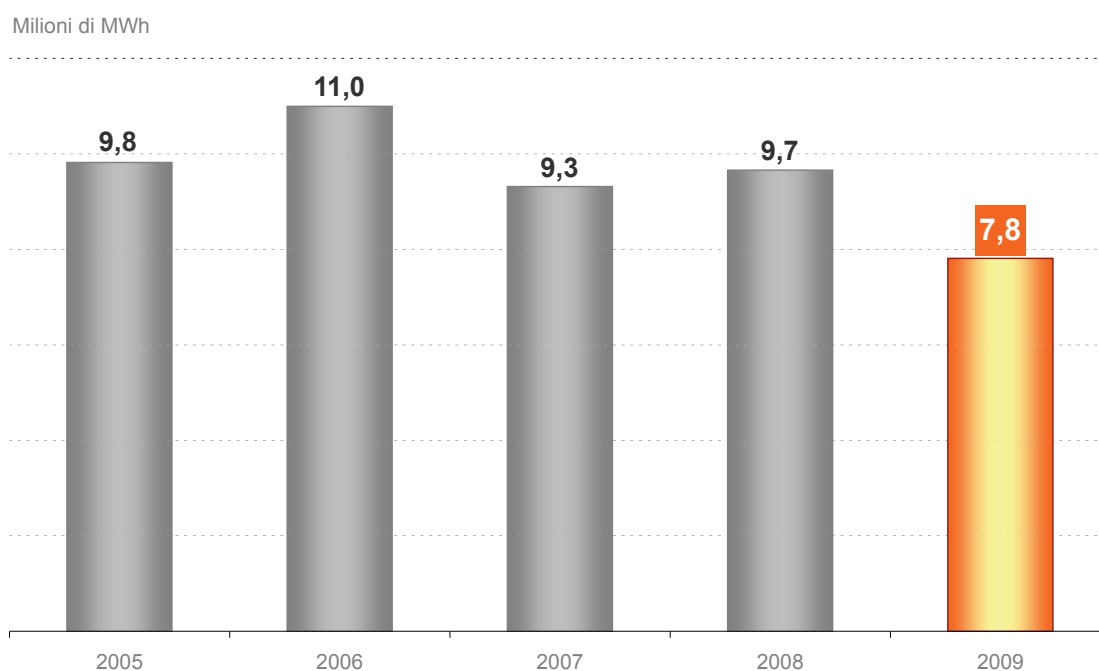
Su MSD ex post a salire nel 2009 Terna ha acquistato 7,8 milioni di MWh in diminuzione del 19,0% rispetto all'anno precedente e pari al 2,5% dei volumi scambiati su MGP (in lieve calo rispetto al 2,9% del 2008). A livello zonale, gli acquisti del gestore di rete si sono ridotti maggiormente nel Centro Nord (-57,7%), nel Sud (-33,3%) e nel Nord (-24,6%); nel Centro Sud e in Sicilia gli acquisti sono invece aumentati rispettivamente del 23,4 e del 5,2% (Tab.4.37).

L'andamento annuale mostra che gli acquisti di Terna del 2009 sono i più bassi dal 2005 (Fig. 4.47).

Tab. 4.37 Volumi scambiati su MSD ex post a salire

MWh	2009				2008				Variazione
	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	%
Nord	3.140.549	359	40,2%	1,9%	4.173.875	475	43,2%	2,3%	-24,6%
Centro Nord	346.659	40	4,4%	1,0%	822.616	94	8,5%	2,3%	-57,7%
Centro Sud	1.432.814	164	18,4%	2,9%	1.164.346	133	12,1%	3,5%	23,4%
Sud	1.239.540	142	15,9%	4,7%	1.862.228	212	19,3%	4,0%	-33,3%
Sicilia	1.075.069	123	13,8%	5,5%	1.025.108	117	10,6%	5,0%	5,2%
Sardegna	568.434	65	7,3%	4,8%	607.359	69	6,3%	4,9%	-6,2%
Italia	7.803.065	891	100,0%	2,5%	9.655.533	1.099	100,0%	2,9%	-19,0%

Fig. 4.47 Volumi scambiati su MSD ex post a salire

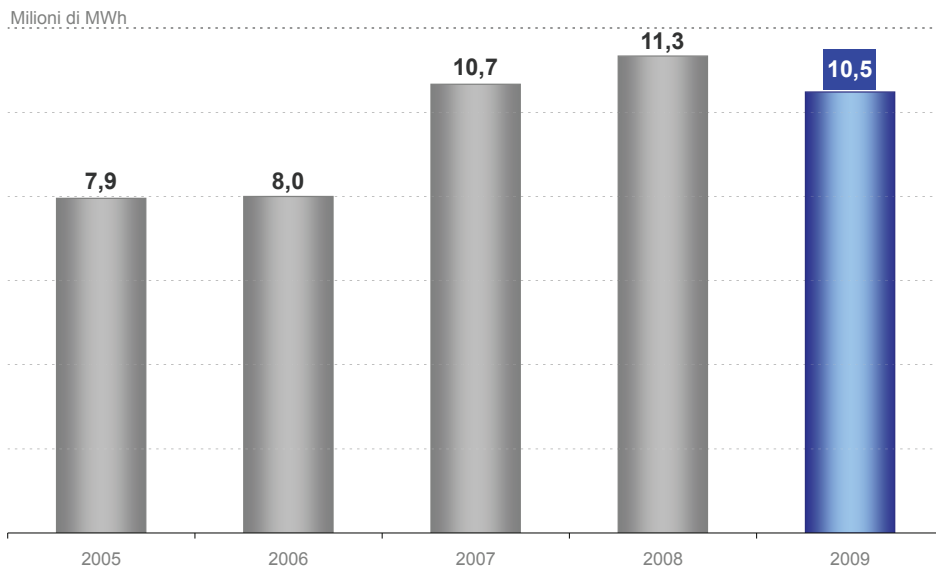


Su MSD ex post a scendere nel 2009 Terna ha venduto 10,5 milioni di MWh in flessione del 7,3% rispetto all'anno precedente e con una quota del 3,4% dei volumi su MGP (in linea con quella del 2008). L'analisi zonale rivela che la flessione ha interessato tutte le zone eccetto il *Centro Sud* (in cui Terna ha più che triplicato le vendite) e la *Sicilia* (+11,7%). La quota dei volumi venduti rispetto a quelli acquistati su MGP è variata tra lo 0,9% del *Centro Nord* ed il 6,9% del *Sud* (Tab.4.38). L'andamento della serie annuale rivela la riduzione delle vendite di Terna del 2009 che ha invertito il trend ascendente degli anni precedenti (Fig. 4.48).

Tab. 4.38 Volumi scambiati su MSD ex post a scendere

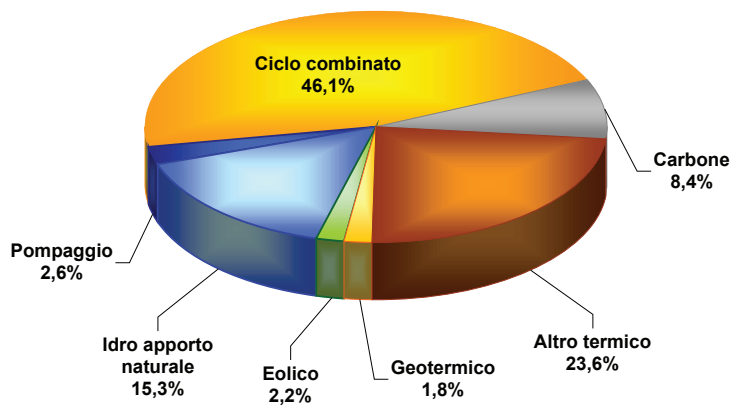
MWh	2009				2008				Variazione
	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	%
Nord	5.178.461	591	49,5%	3,1%	6.124.147	697	54,0%	3,4%	-15,2%
Centro Nord	292.248	33	2,8%	0,9%	439.960	50	3,9%	1,2%	-33,4%
Centro Sud	1.490.259	170	14,2%	3,0%	440.918	50	3,9%	1,3%	238,9%
Sud	1.807.238	206	17,3%	6,9%	2.696.475	307	23,8%	5,8%	-32,8%
Sicilia	1.066.725	122	10,2%	5,4%	957.871	109	8,5%	4,7%	11,7%
Sardegna	637.037	73	6,1%	5,4%	671.995	77	5,9%	5,5%	-4,9%
Italia	10.471.968	1.195	100,0%	3,4%	11.331.366	1.290	100,0%	3,4%	-7,3%

Volumi scambiati su MSD ex post a scendere Fig. 4.48



A valle di MSD ex post, la quota delle vendite da impianti a ciclo combinato sul totale delle vendite nazionali è stata pari al 46,1%, in calo di 3,5 punti percentuali rispetto al 2008; è diminuita anche la quota da impianti termici tradizionali attestatasi al 23,6% (-1,6 p.p.), mentre è aumentata quella di alcune fonti rinnovabili come l'idroelettrico ad apporto naturale (15,3%, +3,5 p.p.) e l'eolico (2,2%, +0,4 p.p.), quella del carbone (8,4%, +0,6 p.p.) e quella dei pompaggi (2,6%, +0,6 p.p.). Stabile la quota delle vendite da impianti geotermici (1,8%) (Fig. 4.49).

Vendite nazionali per tipologia di impianto a valle del MSD ex post Fig. 4.49





IL NUOVO MSD

A partire dal 1° gennaio 2010, Terna ed il GME hanno riformato il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), ai sensi del DM 29 aprile 2009.

Il nuovo MSD è articolato in una sessione di MSD ex-ante, che si svolge nel giorno antecedente il giorno di flusso e in diverse sessioni di Mercato di Bilanciamento (MB) che si svolgono nel giorno flusso.

Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2010 anche le unità CIP-6 e le unità di cogenerazione possono partecipare al MSD. Sia sul MSD ex-ante che sul MB le offerte accettate sono valorizzate al prezzo offerto (*pay-as-bid*).

MSD ex -ante

La seduta del MSD ex-ante si apre alle ore 15.30 e si chiude alle ore 17.00 del giorno antecedente il giorno di flusso, mentre gli esiti vengono comunicati agli operatori alle ore 21.00 del giorno antecedente il giorno di flusso. Il MSD ex-ante presenta, rispetto al precedente MSD, elementi di flessibilità sia nella formulazione delle offerte da parte degli operatori, affinché tali offerte possano riflettere i costi di produzione, che nel rilassamento di alcuni vincoli nel processo di selezione delle offerte. In particolare, la struttura del MSD ex-ante prevede:

- la formulazione di offerte orarie di prezzo indipendente, rimuovendo l'obbligo, precedentemente vigente, di offrire lo stesso prezzo per determinate fasce orarie (dall'ora 1 all'ora 6, dall'ora 7 all'ora 22, dall'ora 23 all'ora 24);
- la formulazione di offerte differenziate per tipologia di servizio offerto (spegnimento, minimo, riserva secondaria, altri servizi di dispacciamento);
- la riduzione di alcuni vincoli relativi all'obbligo di permanenza in servizio per le unità di produzione termoelettriche.

Mercato di bilanciamento (MB)

Con la riforma del MSD è stato istituito un mercato di bilanciamento organizzato in 5 sessioni. La prima sessione (MB1) si riferisce alla fascia che va dall'ora 1 all'ora 6 e si avvale delle offerte presentate dagli operatori nel MSD ex-ante. Le successive quattro sessioni sono organizzate con sedute che si aprono tutte alle ore 23.00 del giorno precedente il giorno di flusso e che sono articolate nel seguente modo:

- la seduta del MB2 si chiude alle ore 4.30 del giorno di flusso e su tale mercato gli operatori presentano offerte per la fascia oraria che va dall'ora 7 all'ora 12;
- la seduta del MB3 si chiude alle ore 10.30 del giorno di flusso e su tale mercato gli operatori presentano offerte per la fascia oraria che va dall'ora 13 all'ora 16;
- la seduta del MB4 si chiude alle ore 14.30 del giorno di flusso e su tale mercato gli operatori presentano offerte per la fascia oraria che va dall'ora 17 all'ora 22;
- la seduta del MB5 si chiude alle ore 20.30 del giorno di flusso e su tale mercato gli operatori presentano offerte per la fascia oraria che va dall'ora 23 all'ora 24.

Su ciascuna sessione del MB le offerte sono articolate in modo analogo a quelle relative al MSD ex-ante e gli operatori possono ripresentare le offerte, sia in termini migliorativi che peggiorativi rispetto a quanto precedentemente presentato sul MSD ex ante o su una sessione antecedente di MB con riferimento alla medesima ora e al medesimo impianto di produzione, a meno delle limitazioni di seguito descritte, introdotte al fine di evitare comportamenti speculativi da parte degli operatori. In particolare sono previste limitazioni alla ripresentazione delle offerte in una sessione del MB nei casi in cui si verificano le seguenti condizioni:

- l'offerta è stata accettata nel MSD ex ante;
- l'offerta è stata "riservata" nel MSD ex ante o in una sessione antecedente del MB;
- ciò significa che Terna ha individuato in tale offerta le risorse di riserva secondaria e terziaria da utilizzare, qualora necessario, nel tempo reale;

- l'offerta è stata accettata nelle sessioni precedenti del MB, in corrispondenza di avviamenti o spegnimenti di UP termoelettriche non turbogas.

In tali casi l'operatore ha la facoltà di presentare sul MB esclusivamente offerte migliorative per il sistema (riduzione dei prezzi a salire e incremento dei prezzi a scendere) rispetto a quanto presentato sul MSD ex ante o in una precedente sessione del MB.

4.5 Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

Sulla Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE) possono essere registrate sia transazioni commerciali di compravendita di energia a termine, sia i relativi programmi fisici di immissione e prelievo.

Complessivamente, le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro nel 2009 sono state 34.252, per un totale di 173,0 milioni di MWh, con una crescita del 13,8% rispetto all'anno precedente. I contratti *non-standard*, in crescita del 15,9% rispetto al 2008, sono stati, in termini di volumi, quelli maggiormente utilizzati (67,8% del totale delle transazioni, +1,2 punti percentuali rispetto al 2008). Tra i contratti *standard* sono aumentati quelli dal profilo *Baseload* (+18,5%) e in misura più contenuta gli *Off Peak* (+1,0%), mentre sono risultate in flessione le altre tipologie (Tab.4.39 e Fig. 4.50, Fig. 4.51).

Sulla PCE sono stati registrati anche 9 contratti con consegna/ritiro nel 2009 conclusi sul Mercato elettrico a termine (MTE), per complessivi 81,0 mila MWh di cui 27,0 mila MWh relativi al nuovo MTE avviato a novembre dello stesso anno. Il complesso delle transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2009 hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 132,1 milioni di MWh in aumento del 7,8% rispetto all'anno precedente (Tab.4.39 e Fig. 4.50).

Il diverso tasso di crescita tra le transazioni registrate e la posizione netta, riflette il calo della domanda di energia elettrica che ha caratterizzato il 2009: la registrazione dei contratti bilaterali stipulati in largo anticipo ha probabilmente indotto gli operatori a riconsiderare le posizioni nette con operazioni di segno opposto a quelle precedentemente registrate.

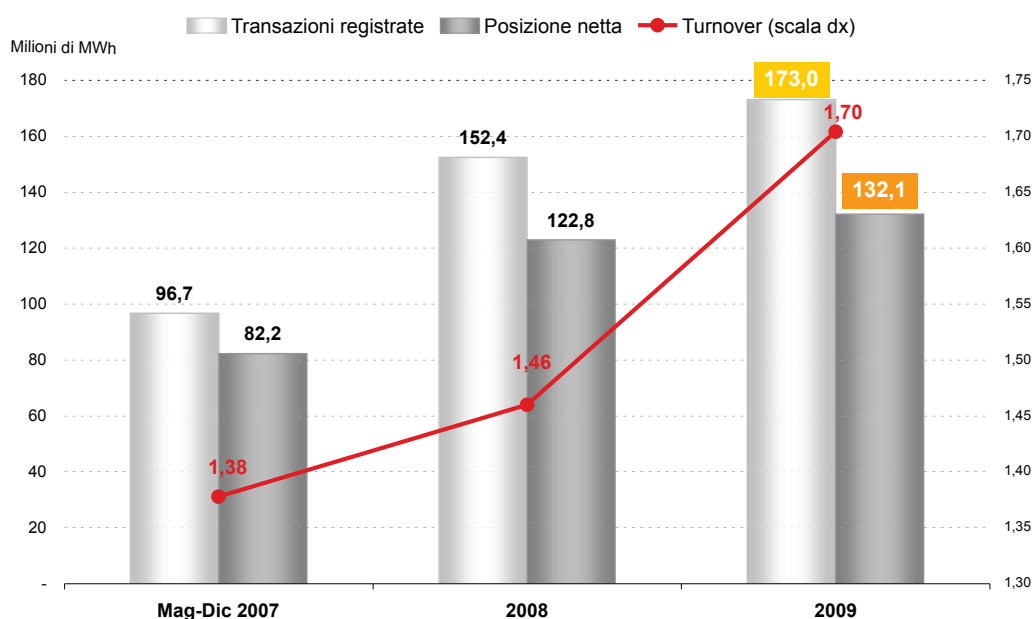
Tab. 4.39

Transazioni registrate per tipologia e posizione netta

Profilo	Numero	MWh	Var %	Struttura
Baseload	5.102	36.257.105	18,5%	21,0%
Off Peak	921	9.010.700	1,0%	5,2%
Peak	1.745	10.297.008	-7,7%	6,0%
Week-end	10	12.960	-1,5%	0,0%
Totale Standard	7.778	55.577.773	9,6%	32,1%
NonStandard	26.465	117.347.359	15,9%	67,8%
MTE	9	80.999	41,0%	0,0%
Totale	34.252	173.006.131	13,8%	100,0%
Posizione netta		132.088.821	7,8%	76,3%

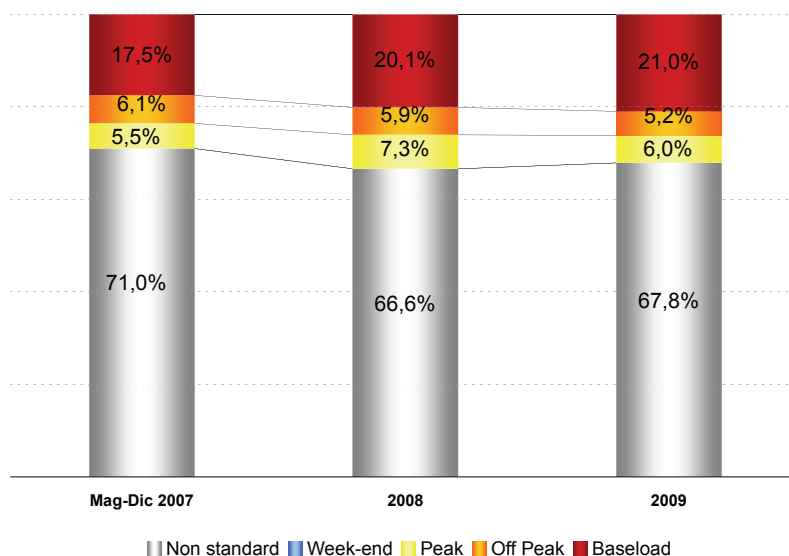
Fig. 4.50

Transazioni registrate, posizione netta e turnover



Struttura delle transazioni registrate per tipologia di contratto

Fig. 4.51



I programmi fisici registrati nei conti in immissione sono stati 105,7 milioni di MWh (di cui 5,9 milioni di MWh con indicazione di prezzo) con una flessione del 5,6%. I programmi fisici registrati nei conti in prelievo sono stati 101,5 milioni di MWh (quasi tutti senza indicazione di prezzo) ed hanno anch'essi registrato una flessione del 2,5% (Tab.4.40 e Fig. 4.52).

Programmi registrati in immissione ed in prelievo

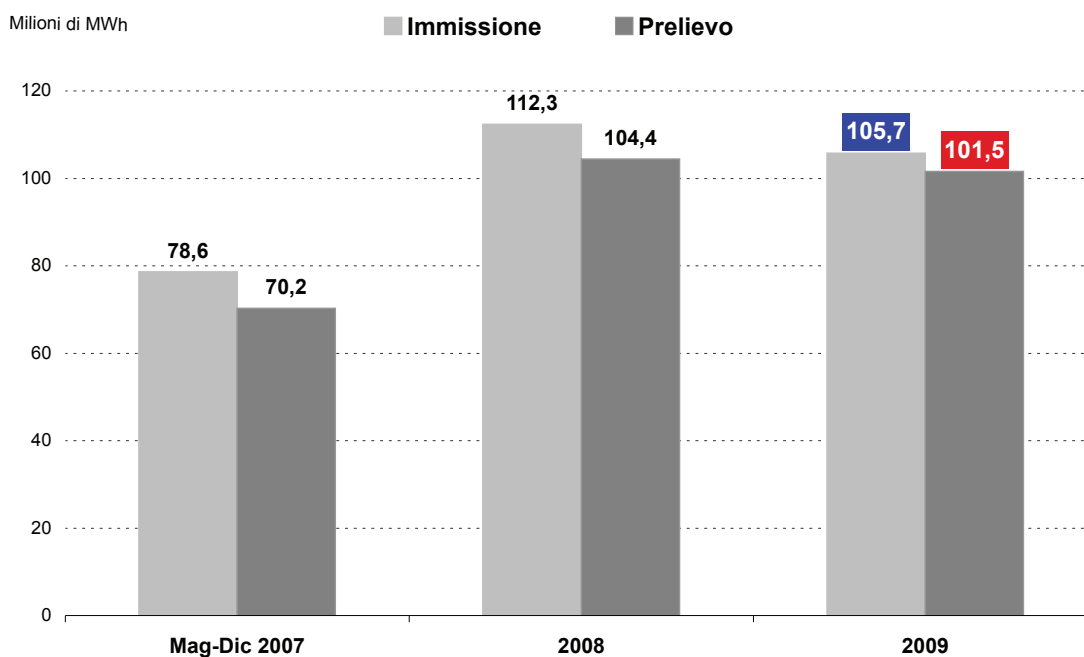
Tab. 4.40

	Conti in immissione			Conti in prelievo		
	Totale	Variazione	Struttura	Totale	Variazione	Struttura
Baseload	29.664.035	6,2%	20,6%	42.958.124	29,0%	21,3%
Off Peak	8.833.140	12,2%	6,1%	9.188.260	-7,8%	4,5%
Peak	9.964.932	11,8%	6,9%	10.629.084	-21,1%	5,3%
Week-end	19.920	66,5%	0,0%	6.000	-58,2%	0,0%
Totale Standard	48.482.027	8,4%	33,7%	62.781.468	10,6%	31,1%
NonStandard	95.455.813	10,6%	66,3%	139.292.954	19,9%	68,9%
Transazioni registrate	143.937.840	9,8%	100,0%	202.074.422	16,8%	100,0%
Posizione netta	132.088.821	7,8%	91,8%	132.088.821	7,8%	65,4%
Programmi						
<i>Richiesti</i>	107.766.696	-4,4%		101.546.580	-2,5%	
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	7.906.845	166,8%		2.282	-	
Registrati	105.698.272	-5,6%		101.526.165	-2,5%	
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	5.872.256	155,6%		1.965	-	
<i>Rifiutati</i>	2.068.424	179,1%		20.415	-26,6%	
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.034.589	205,5%		317	-	
Saldo programmi registrati	5.307.793	-33,4%		1.135.686	1137,9%	

La contrapposta dinamica tra le posizioni nette dei conti energia (in aumento) da una parte e dei programmi fisici registrati (in flessione) dall'altra, è stata la conseguenza del maggior ricorso allo sbilanciamento a programma da parte degli operatori. La percentuale dei programmi fisici registrati nei conti in immissione sulla posizione netta è passata dal 91% del 2008 all'80% del 2009. La stessa percentuale per i conti in prelievo è passata dall'85% del 2008 al 77% del 2009. Questo spiega anche la forte crescita del turnover salito nel 2009 a 1,70 (+0,24 rispetto all'anno precedente). L'aumento del *turnover*, definito come rapporto tra contratti registrati e programmi fisici effettivamente eseguiti, testimonia l'accresciuta capacità degli operatori di utilizzare la PCE quale importante strumento di flessibilità nella gestione dei propri portafogli energia (Fig. 4.50).

Fig. 4.52

Programmi fisici registrati



Nel seguito si esaminano alcune caratteristiche dei contratti registrati sulla PCE nel 2009 – quali durata, anticipo rispetto alla consegna e tipo di conti energia interessati – e le principali dinamiche in atto.

I contratti *non standard* sono stati utilizzati prevalentemente con periodo di consegna di una settimana (47,8%) e per periodi inferiori (35,3%). I contratti *standard* per contro hanno privilegiato periodi di consegna più estesi: i contratti mensili hanno rappresentato infatti il 60,6% dei *Baseload*, il 54,8% degli *Off Peak* ed il 56,2% dei *Peak* (Tab.4.41). Nel complesso è diminuita la percentuale dei contratti di breve durata (inferiore alla settimana) passata dal 29,3% al 26,4%. Tali indicatori confermano, rafforzandole, le tendenze già emerse l'anno precedente.

Tab. 4.41

Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto

Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	1,1%	4,9%	29,8%	3,7%	60,6%	-	100%
Off Peak	0,3%	7,5%	34,7%	2,8%	54,8%	-	100%
Peak	2,4%	11,2%	27,6%	2,6%	56,2%	-	100%
Week-end	-	88,9%	-	11,1%	-	-	100%
Totale Standard	1,2%	6,5%	30,1%	3,3%	58,8%	-	100%
NonStandard	25,6%	9,7%	47,8%	7,2%	8,7%	1,0%	100%
Totale	17,7%	8,7%	42,1%	6,0%	24,8%	0,7%	100%
	(19,5%)	(9,8%)	(40,0%)	(6,1%)	(24,2%)	(0,6%)	(100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Le due tipologie di contratto si differenziano anche per un altro aspetto: i contratti *non standard* nel 2009 sono stati registrati più a ridosso della consegna (l'83,3% nei 2-5 giorni precedenti); al contrario il 53,0% dei contratti *standard* è stato registrato con maggiore anticipo (più di 5 giorni). Nel complesso è diminuita la percentuale dei contratti registrati l'ultimo giorno utile prima della consegna, passata dal 24,0% al 19,2% (Tab.4.42).

Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna

Tab. 4.42

Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	5,5%	9,5%	19,8%	11,7%	53,5%	100%
Off Peak	1,1%	12,0%	23,5%	11,4%	52,0%	100%
Peak	2,8%	14,9%	20,1%	9,8%	52,3%	100%
Week-end	37,0%	-	-	11,1%	51,9%	100%
Totale Standard	4,3%	10,9%	20,5%	11,3%	53,0%	100%
NonStandard	26,3%	8,3%	32,7%	16,1%	16,7%	100%
Totale	19,2%	9,1%	28,7%	14,5%	28,4%	100%
	(24,0%)	(12,2%)	(27,1%)	(10,5%)	(26,2%)	(100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Un altro indicatore che testimonia il maggior utilizzo da parte degli operatori della flessibilità offerta dalla PCE è la riduzione della quota dei contratti di natura prevalentemente fisica, in cui il venditore è titolare di un conto in immissione e l'acquirente è titolare di un conto in prelievo (scesa dall'82,0% del 2008 al 78,6%) a vantaggio soprattutto della quota di contratti in cui le controparti erano entrambi titolari di conti in prelievo (salita dal 15,2% del 2008 al 18,0%) (Tab.4.43).

Contratti registrati per profilo: % per tipologia conti movimentati

Tab. 4.43

Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	
Baseload	77,6%	1,6%	1,2%	19,5%	100%
Off Peak	84,6%	11,1%	1,1%	3,1%	100%
Peak	85,3%	8,5%	1,5%	4,7%	100%
Week-end	27,8%	63,0%	-	9,3%	100%
Totale Standard	80,2%	4,4%	1,3%	14,1%	100%
NonStandard	77,8%	1,2%	1,2%	19,8%	100%
Totale	78,6%	2,2%	1,2%	18,0%	100%
	(82,0%)	(1,4%)	(1,4%)	(15,2%)	(100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

5 I MERCATI A TERMINE ELETTRICI

5.1 Evoluzione dei mercati a termine italiani sull'elettricità

I mercati regolamentati a termine sono stati introdotti in Italia nel novembre 2008 e, pur essendo stati invocati a lungo dagli operatori, hanno stentato a decollare facendo registrare volumi di negoziazione ridotti rispetto alle aspettative. A ciò hanno contribuito vari fattori quali la congiuntura economica, che ha portato a una riduzione dei consumi elettrici e a una dinamica molto contenuta, sia in termini relativi che assoluti, della volatilità delle quotazioni, che potrebbe aver inciso sulle necessità di copertura da parte degli operatori di settore e reso questo segmento di mercato poco attraente per gli operatori finanziari in un'ottica di *trading* puro.

Un peso non trascurabile hanno giocato anche le incertezze che hanno a lungo circondato l'evoluzione del quadro regolatorio a seguito di una serie di iniziative legislative miranti a introdurre sostanziali modifiche al disegno e all'assetto del mercato elettrico.

Nel 2009 infatti sono state attuate molte riforme miranti a rendere più efficiente il settore elettrico e i loro frutti hanno cominciato ad apparire evidenti, anche con riferimento alle negoziazioni a termine, già nel corso dell'anno, contribuendo a creare tra gli operatori un clima di fiducia sul funzionamento di questi mercati e sulla significatività dei segnali di prezzo che generano.

In questo contesto è stata portata avanti un'intensa attività di manutenzione delle regole di funzionamento dei mercati a termine, sia fisici che finanziari, mirante ad ampliarne la funzionalità e la gamma di servizi a disposizione degli operatori, al fine di venire incontro sempre di più alle loro esigenze.

Le tappe principali dell'evoluzione dei mercati a termine sono sintetizzate di seguito.

- Il 2/11/2008 è stato avviato MTE, gestito dal GME, le cui principali caratteristiche sono:
 - partecipazione riservata ai soli utenti del dispacciamento;
 - offerta di contratti fisici con profilo *baseload* e *peakload*;
 - disponibilità di contratti con durata massima pari a un mese (il 16 febbraio 2009 vengono introdotti contratti giornalieri);
 - previsione dell'obbligo di consegna fisica a scadenza mediante l'immediata registrazione dei contratti conclusi sulla PCE.
- Il 2/11/2008 è stato avviato anche IDEX, gestito da Borsa Italiana, che è così strutturato:
 - partecipazione consentita sia a operatori elettrici che a intermediari finanziari;
 - offerta di contratti future di natura finanziaria con profilo *baseload*;
 - disponibilità di contratti con scadenza mensile, trimestrale e annuale;
 - previsione della liquidazione dei contratti esclusivamente per contanti.
- Il 2/11/2009 divengono operative, in attuazione delle disposizioni del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, alcune importanti novità riguardo il funzionamento di MTE:
 - viene ampliato l'orizzonte temporale dei contratti offerti con l'aggiunta di quelli trimestrali e annuali, sia *baseload* che *peakload*;
 - cessano di essere negoziati i contratti giornalieri e settimanali;
 - viene reso meno oneroso il sistema di garanzie.
- Il 26/11/2009 vengono avviate, sempre in attuazione delle disposizioni del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, forme di integrazione delle attività tra MTE e IDEX:
 - per i contratti stipulati su IDEX viene introdotta un'opzione di consegna fisica a scadenza sui mercati gestiti dal GME;
 - il GME diviene partecipante qualificato al sistema di compensazione e regolamento di CC&G;
 - il GME regola i margini di variazione e il differenziale per contanti con CC&G;
 - il GME registra le posizioni in consegna sulla PCE e regola le partite economiche da esse derivanti con gli operatori elettrici secondo le tempistiche previste sul mercato elettrico.

5.2 Andamento delle negoziazioni su MTE

La principale modifica apportata al funzionamento di MTE a partire da novembre 2009 ha riguardato il sistema di garanzie, basato sul versamento da parte degli operatori di margini a copertura parziale dell'esposizione derivante dalle posizioni assunte¹. I parametri utilizzati per gestire il rischio sono i seguenti:

- α definito per ciascun profilo (40% per il *baseload* e 50% per il *peakload*) calcolato sulla base della volatilità dei prezzi. La sua funzione è quella di coprire l'esposizione (in caso di movimenti avversi delle quotazioni) delle posizioni nette detenute dagli operatori sui contratti ancora in negoziazione;
- β che rappresenta un fattore di sconto (70%) per le posizioni di segno opposto su contratti con profilo *baseload* e *peakload* aventi il medesimo periodo di consegna. Viene calcolato sulla base della correlazione esistente tra i prezzi dei contratti aventi i due diversi profili;
- γ che è analogo al precedente rappresentando un fattore di sconto (70%) per le posizioni di segno opposto su contratti con profilo *baseload* e *peakload* aventi diversi periodi di consegna.

A partire dal 9 aprile 2010, dopo una fase di rodaggio atta a verificare la solidità del nuovo sistema di garanzia, i margini sono stati ridotti con l'obiettivo di rendere ancora più agevole l'utilizzo di MTE attraverso una riduzione ulteriore dei costi di transazione a carico degli operatori. In particolare sono stati introdotti dei valori del parametro α , considerati ai fini della verifica della capienza della garanzia, decrescenti all'aumentare dell'intervallo di tempo intercorrente tra il giorno in cui viene effettuato il calcolo e il mese di consegna del contratto cui il parametro si riferisce. Tale andamento dei margini si giustifica alla luce della forma che assume solitamente la struttura a termine delle volatilità dei contratti aventi come sottostante l'energia elettrica; questa, a parità di scadenza, presenta valori più alti per i contratti prossimi all'inizio del periodo di consegna e tende a essere più bassa per contratti con periodo di consegna più ampio. Nel caso dei contratti *baseload* è stato così stabilito che il parametro α variasse dal 25%, riferito al mese di consegna più vicino ($m+1$), al 10% relativo al mese $m+5$ e che per i contratti *peakload* fosse compreso tra il 30 e il 15%².

Parametro α in vigore dal 9 aprile 2010 su MTE

Tab. 5.1

PERIODO	Parametro α
<i>Baseload</i>	
Mese $m+1$	25%
Mese $m+2$	20%
Mese $m+3$	15%
Mese $m+4$	12%
Altri mesi ($> m+4$)	10%
<i>Peakload</i>	
Mese $m+1$	30%
Mese $m+2$	25%
Mese $m+3$	20%
Mese $m+4$	17%
Altri mesi ($> m+4$)	15%

Dal punto di vista dei volumi, nel primo anno di funzionamento di MTE (da novembre 2008 a ottobre 2009) le negoziazioni sono state esigue e hanno totalizzato poco più di 111 GWh, di cui circa 78 GWh (il 70%) hanno riguardato contratti di tipo *baseload*.

¹ Sebbene la struttura e le finalità siano del tutto simili a quelle vigenti sui mercati finanziari, la natura fisica di MTE comporta che i profitti e le perdite che maturano dall'aggiornamento dei prezzi di controllo, sui quali si basa il calcolo delle garanzie, vengano solo contabilizzate e non liquidate giornalmente.

² Per i contratti con periodo di consegna superiore al mese (ossia trimestrali e annuali), il parametro α è calcolato come media, ponderata per le ore, del parametro α relativo a tutti i mesi inclusi nel periodo di consegna.

Volumi di scambio su MTE per tipologia contrattuale (periodo nov 08-ott 09)

	Prezzi			Volumi	
	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	Riferimento* €/MWh	N° contratti MW	Totali MWh
Prodotti Baseload					
BL-D-2009-0218	75,00	75,00	75,00	25	600
BL-D-2009-0311	71,00	71,00	71,00	25	600
BL-D-2009-0614	52,00	52,00	52,00	25	600
BL-W-2008-48	90,00	90,00	90,00	10	1.680
BL-M-2008-12	92,50	93,50	92,50	30	22.320
BL-M-2009-02	77,85	78,10	77,85	50	33.600
BL-M-2009-03	76,00	76,00	76,00	25	18.575
<i>Totale Baseload</i>				190	77.975
Prodotti Peakload					
PL-W-2008-48	121,50	122,00	121,50	100	6.000
PL-M-2008-12	119,25	124,00	119,25	100	27.600
<i>Totale Peakload</i>				200	33.600
TOTALE				390	111.575

* dell'ultima sessione in cui il prodotto è stato scambiato

A partire da novembre 2009 e fino al termine del primo trimestre del 2010 si è notato invece un apprezzabile incremento di attività. Vi sono state offerte presentate da 15 operatori e 9 di questi hanno concluso dei contratti consentendo di far registrare scambi per oltre 1,05 TWh. I contratti più negoziati sono stati l'annuale per consegna 2011 e quello relativo al terzo trimestre 2010, entrambi di tipo *base/load*, con volumi pari rispettivamente a circa 0,45 e 0,21 TWh. Sembra esserci evidenza che le novità introdotte nel sistema di garanzia siano state apprezzate dagli operatori spingendoli a divenire maggiormente attivi su tale mercato e che un ulteriore sviluppo delle contrattazioni possa verificarsi durante il 2010 a seguito dell'ulteriore contenimento dei costi di transazione derivante dalla riduzione del parametro α di cui si è dato conto in precedenza.

Volumi di scambio su MTE per tipologia contrattuale (periodo nov 09-mar 10)

Tab. 5.3

	Prezzi			Volumi	
	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	Riferimento* €/MWh	N° contratti MW	Totali MWh
Prodotti Baseload					
BL-M-2009-12	58,00	60,50	58,00	20	14.880
BL-M-2010-03	59,20	60,50	60,50	20	14.880
BL-M-2010-04	59,00	59,90	59,75	35	25.200
BL-M-2010-05	59,00	59,80	59,80	11	8.184
BL-M-2010-06	64,30	64,30	64,30	1	720
BL-Q-2010-02	59,90	60,70	59,90	19	41.496
BL-Q-2010-03	65,95	67,10	65,95	94	207.552
BL-Q-2010-04	66,10	67,60	66,10	29	64.061
BL-Q-2011-01	68,00	68,00	68,00	1	2.159
BL-Y-2010	63,90	63,90	63,90	5	43.800
BL-Y-2011	67,60	68,30	67,80	51	446.760
<i>Totale Baseload</i>				286	869.692
Prodotti Peakload					
PL-M-2009-12	79,00	84,50	79,00	44	12.144
PL-M-2010-03	71,50	72,70	72,40	45	12.420
PL-M-2010-04	70,00	72,60	70,00	65	17.160
PL-M-2010-05	71,00	72,85	72,15	50	12.600
PL-M-2010-06	76,00	76,00	76,00	10	2.640
PL-Q-2010-02	72,00	78,25	74,50	168	131.040
<i>Totale Peakload</i>				382	188.004
TOTALE				668	1.057.696

* dell'ultima sessione in cui il prodotto è stato scambiato

5.3 Andamento delle negoziazioni su IDEX

Dopo poco più di un anno dalla partenza, a inizio 2010, anche sul mercato IDEX sono state apportate alcune modifiche al sistema di garanzia con lo scopo di rendere i margini meno onerosi, soprattutto per i contratti con periodo di scadenza maggiore e per quelli più lontani all'inizio del periodo di consegna. In particolare per il contratto annuale, di gran lunga più liquido, il margine iniziale utilizzato nel periodo di negoziazione è stato portato dal 7 al 4,5%. Riduzioni inferiori, comprese tra l'1,25 e l'1,75% hanno riguardato i contratti trimestrali, mentre nel caso del contratto mensile in scadenza, vista la volatilità dei prezzi di regolamento giornalieri si è proceduto a un lieve incremento (dal 14 al 14,25%).

Margini iniziali durante il periodo di negoziazione (in vigore dal 15/1/2010)

Tab. 5.4

CONTRATTO	Margine Iniziale
Futures mensile - 1° mese	14,25%
Futures mensile - 2° mese	10,50%
Futures mensile - 3° mese	7,00%
Futures trimestrale - 1° trimestre	5,50%
Futures trimestrale - 2° trimestre	5,75%
Futures trimestrale - 3° trimestre	5,75%
Futures trimestrale - 4° trimestre	5,25%
Futures annuale	4,50%

NB: In grassetto sono evidenziati gli strumenti per i quali i margini sono stati modificati

Fonte: CC&G

Minori sono stati gli interventi sui margini che vengono applicati alle posizioni in liquidazione per contanti che hanno riguardato solo due mesi. In particolare, per le consegne previste nel mese di agosto il margine applicato dalla *Clearing House* è passato dal 18 al 43%. Ciò in virtù del valore particolarmente elevato (71,07 €/MWh) osservato sul Pun in tale mese nel corso del 2009, cosa che aveva fatto emergere un differenziale di oltre 21 €/MWh, rispetto all'ultimo prezzo di regolamento segnato dal corrispondente contratto future su IDEX.

Tab. 5.5 Margini di liquidazione (in vigore dal 15/1/2010)

MESE	Margine
Gennaio	43%
Febbraio	40%
Marzo	38%
Aprile	20%
Maggio	20%
Giugno	25%
Luglio	63%
Agosto	43%
Settembre	15%
Ottobre	25%
Novembre	43%
Dicembre	25%

NB: In grassetto sono evidenziati gli strumenti per i quali i margini sono stati modificati

Fonte: CC&G

Per quanto riguarda i volumi su IDEX, si sono avuti scambi per circa 15,8 TWh, i quali rappresentano il 7,4% dell'energia elettrica negoziata sul mercato a pronti (213 TWh) nello stesso periodo. Il contratto più trattato è stato quello annuale, che rappresenta oltre i due terzi delle negoziazioni complessive.

Tab. 5.6 Volumi di contrattazione su IDEX (dati in MWh)

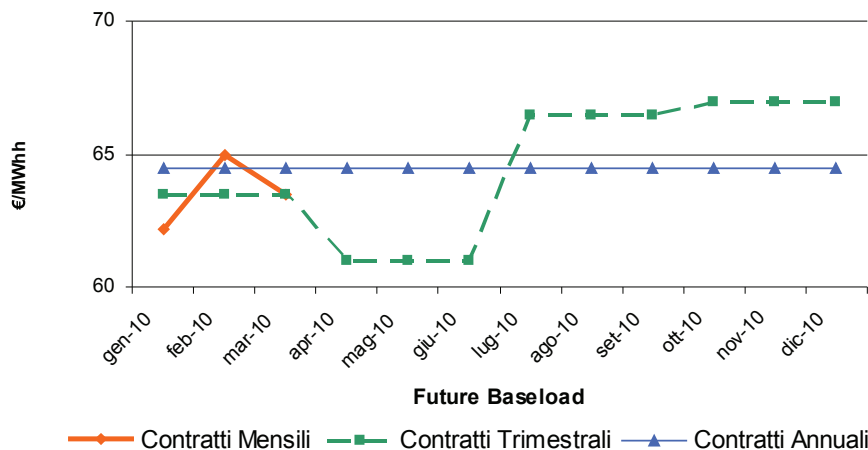
Contratti	Periodo				Totale
	I Trim. 2009	II Trim 2009	III Trim 2009	IV Trim 2009	
Mensili	569.453	270.360	549.814	461.832	1.851.459
Trimestrali	842.046	555.795	1.132.347	589.285	3.119.473
Annuali	1.270.200	3.994.560	2.934.600	2.654.280	10.853.640
Totale	2.681.699	4.820.715	4.616.761	3.705.397	15.824.572

Fonte: Elaborazione GME su dati Borsa Italiana

Passando ai prezzi, la struttura a termine osservata a fine 2009 per i contratti in consegna nel 2010 risultava piuttosto piatta. Le aspettative degli operatori sembrano orientate verso una ripresa dei consumi di energia elettrica modesta, soprattutto in considerazione del crollo che ha caratterizzato il 2009. Di conseguenza per i prezzi si prevede una relativa stabilità, al netto degli effetti di stagionalità.

Curva forward IDEX (quotazioni del 23 dicembre 2009)

Fig. 5.1



Fonte: Elaborazione GME su dati Borsa Italiana

I prezzi a termine osservati sul mercato italiano sono risultati, a causa dei ben noti fattori strutturali legati al particolare mix del parco di generazione, più elevati rispetto a quelli dei principali mercati limitrofi dell'Europa continentale, Francia (Powernext)³ ed EEX. Il differenziale di prezzo sia a metà che a fine anno, era di poco inferiore a 17 €/MWh nei confronti della Francia e a 20 €/MWh rispetto alla Germania.

Prezzi di regolamento del contratto annuale 2010 su IDEX, EEX e Powernext

Tab. 5.7

Mercato	Data	Prezzo	Δ (€/MWh)	Mercato	Data	Prezzo	Δ (€/MWh)
IDEX	30-Giu-09	70,00		IDEX	23-Dic-09	64,50	
Powernext	30-Giu-09	53,16	16,84	Powernext	23-Dic-09	47,85	16,65
EEX	30-Giu-09	50,50	19,50	EEX	23-Dic-09	44,55	19,95

Fonte: siti web di Borsa Italiana, Powernext ed EEX

Se si estende il periodo di osservazione all'intero 2009 si può notare come le quotazioni si siano mosse in un range contenuto⁴. Il differenziale tra i corsi osservati in Italia e all'estero è risultato tendenzialmente crescente nel primo trimestre dell'anno e a partire da novembre; in entrambi i casi in un contesto di prezzi cedenti, situazione nella quale il mercato domestico appare meno reattivo. In media annua, infine, le quotazioni sono state pari a 66,78 €/MWh in Italia, 51,81 €/MWh in Francia e 49,24 €/MWh in Germania.

Evoluzione dei prezzi di regolamento del contratto annuale 2010 su IDEX, EEX e Powernext

Fig. 5.2



Fonte: siti web di Borsa Italiana, Powernext ed EEX

3 Si fa presente che in virtù di un accordo di cooperazione sottoscritto tra Powernext ed EEX, da aprile 2009 i contratti a termine aventi come sottostante energia elettrica con consegna in Francia sono negoziati sul mercato tedesco.

4 Tra 61 e 72,5 €/MWh in Italia, tra 43,93 e 62,01 €/MWh in Francia, tra 42,65 e 59,25 €/MWh in Germania.

5.4 L'integrazione tra MTE e IDEX

Dal 26 novembre 2009 esiste un nuovo strumento di flessibilità a disposizione degli operatori che vogliono negoziare su IDEX per usufruire della liquidità messa a disposizione su tale mercato finanziario, a fini di copertura, e al tempo stesso consegnare/ricevere l'elettricità sottostante a tali contratti sul mercato a pronti, senza incorrere negli oneri derivanti dalla duplicazione di margini che si verifica quando si opera su due mercati tra i quali non esiste alcun collegamento. A tal fine è stata attivata una procedura che consente agli operatori che partecipano sia a IDEX che al mercato elettrico del GME di richiedere l'esercizio della cosiddetta opzione di consegna fisica dei contratti conclusi su tale piattaforma⁵. L'opzione può essere esercitata il terz'ultimo giorno di borsa aperta del mese precedente all'inizio del periodo di consegna attraverso il sistema informatico della Cassa di Compensazione e Garanzia (CC&G), che gestisce le operazioni di *clearing* e *settlement* sui mercati organizzati da Borsa Italiana (Bit). La richiesta, che viene notificata da CC&G al GME, ha come oggetto la consegna della posizione *baseload* maturata dall'operatore su IDEX per il mese successivo e l'operatore esercitante conclude sulla CDE (una piattaforma appositamente creata dal GME) una transazione di acquisto/vendita per l'energia consegnata avente come controparte il GME. Il prezzo a cui è valorizzata la negoziazione è pari al prezzo di regolamento (PR) registrato su IDEX il quart'ultimo giorno di borsa aperta del mese precedente a quello di consegna. Il GME a seguito di tale operazione registra quindi una transazione di acquisto/vendita sui conti energia nella disponibilità dell'operatore esercitante. Ovviamente, prima di accettare l'operazione lo stesso GME effettua delle verifiche sulla capienza delle garanzie sul mercato elettrico (solo per la consegna in acquisto) e sulla congruità tecnica e finanziaria sulla PCE utilizzando a tal fine le medesime garanzie destinate a MTE (le partite economiche di MTE e CDE sono automaticamente compensate).

In caso di esito positivo delle verifiche CC&G restituisce all'operatore i margini iniziali, mentre la fatturazione e i pagamenti della consegna sono i medesimi previsti per gli altri mercati elettrici (avvengono cioè nel mese m+2).

Per effetto dell'esercizio dell'opzione di consegna il GME provvede quindi a:

- pagare all'esercitante il prezzo di regolamento e chiudere la posizione con una vendita su MGP al Pun in caso di posizione netta in vendita;
- ricevere dall'esercitante il prezzo di regolamento e chiudere la posizione con un acquisto su MGP al Pun in caso di posizione netta in acquisto.

I pagamenti generati da tali operazioni sono garantiti dal fatto che tutte le controparti coinvolte hanno versato al mercato elettrico garanzie a copertura dell'intero controvalore totale dell'energia acquistata.

Infine per gestire gli sfasamenti temporali esistenti tra i rispettivi sistemi di regolazione, il GME e CC&G si scambiano una serie di flussi monetari volti a coprire il differenziale tra il Pun e il prezzo di regolamento sulla posizione netta in consegna⁶. I differenziali sono coperti dalle garanzie prestate dagli esercitanti in acquisto, ovvero dagli acquirenti su MGP nel caso di pagamenti dovuti dal GME. Analogamente i pagamenti dovuti da CC&G sono garantiti dal versamento dei margini in consegna da parte degli aderenti al sistema di compensazione e liquidazione gestito dalla stessa CC&G.

Da quanto appena esposto si evince che il meccanismo è stato strutturato in modo da consentire la gestione in piena sicurezza dei rischi a esso associati. Si tratta di un aspetto molto importante in quanto, sebbene IDEX presenti una liquidità al momento ancora ridotta per tale tipologia di mercati, il controvalore delle posizioni che mensilmente vanno in consegna e dei pagamenti da regolare derivanti dal differenziale tra PUN e prezzo di regolamento possono potenzialmente raggiungere cifre non trascurabili. Nel corso del 2009 l'entità delle posizioni in consegna su IDEX ha infatti raggiunto un massimo di oltre 174.000 MWh nel mese di agosto. Con riferimento ai margini di variazione, derivanti dal differenziale del prezzo di regolamento su IDEX tra il quart'ultimo e l'ultimo giorno di negoziazione, il loro valore più alto, pari a 7,25 €/MWh, si è verificato nel mese di novembre, mentre la liquidazione vera e propria per contanti in due casi (agosto e novembre) ha superato, in valore assoluto, i 20 €/MWh.

⁵ Si precisa che tale facoltà è riservata agli operatori che dispongono di un conto energia sulla PCE.

⁶ Per essere più precisi, data la tempistica con cui viene esercitata l'opzione di consegna fisica, GME e CC&G si scambiano anche i flussi monetari collegati ai margini di variazione dovuti negli ultimi tre giorni di negoziazione (quelli che precedono l'inizio del periodo di consegna) dei contratti su IDEX.

Dati sull'entità delle posizioni in consegna su IDEX e il differenziale dei prezzi rispetto al PUN (€/MWh)

Tab. 5.8

MESE	Num. Contr. Consegnati (IDEX)	Numero Ore	Vol. Contr. Cons. IDEX (MWh)	Pr. Reg. (d-4)	Pr. Reg. Fin.	PUN	Δ PUN/Pr. Reg. (d-4)
Dic-08	20	744	14.880	83,25	86,25	84,87	1,62
Gen-09	100	744	74.400	77,25	80,00	83,45	6,20
Feb-09	55	672	36.960	77,25	78,25	76,95	-0,30
Mar-09	175	743	130.025	66,30	67,00	69,10	2,80
Apr-09	325	720	234.000	58,00	59,25	58,36	0,36
Mag-09	105	744	78.120	55,50	55,00	58,51	3,01
Giu-09	73	720	52.560	59,38	59,63	51,82	-7,56
Lug-09	120	744	89.280	61,99	61,99	60,50	-1,49
Ago-09	234	744	174.096	49,25	49,75	71,07	21,82
Set-09	230	720	165.600	60,50	64,75	66,49	5,99
Ott-09	229	744	170.376	57,25	58,49	57,63	0,38
Nov-09	214	720	154.080	67,50	74,75	53,93	-13,57
Dic-09	199	744	148.056	55,85	55,75	57,39	1,54

Fonte: Elaborazioni GME su dati Borsa Italiana

5.5 Le contrattazioni bilaterali

I contratti bilaterali continuano a essere ampiamente utilizzati nelle strategie di copertura e ad avere un peso importante nei portafogli energetici degli operatori. Il fenomeno è favorito anche dal modesto sviluppo dei mercati a termine che, come già visto, sono stati introdotti solo di recente.

Se la nascita di mercati regolamentati a termine non è ancora stata in grado di modificare sostanzialmente la composizione dei portafogli degli operatori di settore, la presenza di segnali di prezzo trasparenti su orizzonti temporali superiori a un anno comincia a influenzare le strategie degli operatori e a costituire un punto di riferimento importante. Non sembra essere attribuibile al caso il fatto che al termine della campagna bilaterali per il rinnovo dei contratti di fornitura annuali, le quotazioni fossero stimate intorno a quota 65 €/MWh, un valore molto vicino a quello osservato per l'analogo contratto future negoziato su IDEX e che per il secondo anno consecutivo fa registrare un ribasso non trascurabile, riportandosi di fatto sui livelli del 2006. Inoltre se il 2009 si è chiuso con degli *spread* molto elevati (superiori a 25 €/MWh) rispetto all'indicatore ITEC⁷, per il 2010, stando alle quotazioni forward prevalenti sui mercati internazionali dei combustibili, si preannunciano margini molto più contenuti (inferiori a 11 €/MWh) per i produttori.

Prezzi dei contratti bilaterali e valore dell'indice ITEC (dati in €/MWh)

Tab. 5.9

Anno di contrattazione	Anno di consegna	Prezzo contratti bilaterali	Valore forward di ITEC	Valore ex-post di ITEC
2006	2007	64	46,16	47,64
2007	2008	78	62,66	70,06
2008	2009	72	43,53	46,11
2009	2010	65	54,26	n.d.

Fonte: elaborazione GME su dati Nomisma Energia e ref.

5.6 Volumi di scambio sui principali mercati a termine europei

Le potenzialità di sviluppo dei mercati regolamentati a termine italiani risultano evidenti se si esaminano i volumi fatti

⁷ Si rammenta che l'ITEC è un indicatore del costo termoelettrico calcolato da ref. e Morgan Stanley.

registrare da quelli più maturi presenti nei più avanzati paesi europei. Sebbene la linea generale di tendenza abbia visto nel 2009 un ridimensionamento dei volumi su base tendenziale, su Nord Pool (il mercato scandinavo) sono stati scambiati ben 2.165 TWh e sul tedesco EEX 994 TWh. Resta rilevante il peso dei contratti OTC registrati per fini di *clearing* e *settlement*, soprattutto in Germania, dove hanno rappresentato il 74,3% del totale. Anche in un contesto di prezzi sostanzialmente stabili, la gestione del rischio di controparte rappresenta un aspetto tenuto in notevole considerazione da parte degli operatori, che trovano a tal fine conveniente ricorrere ai servizi offerti da una *Clearing House* per gestirlo in maniera appropriata.

Tab. 5.10

Volumi nei principali mercati europei dei derivati elettrici (dati in TWh)

	Nord Pool			EEX			Powernext*		
	Totale	Mercato	OTC	Totale	Mercato	OTC	Totale	Mercato	OTC
2006	2.160	766	1.394	1.045	385	660	83	83	--
2007	2.369	1.060	1.309	1.150	189	961	85	80	5
2008	2.562	1.427	1.136	1.165	278	887	91	87	4
2009	2.165	1.218	947	994	255	739	65	61	4

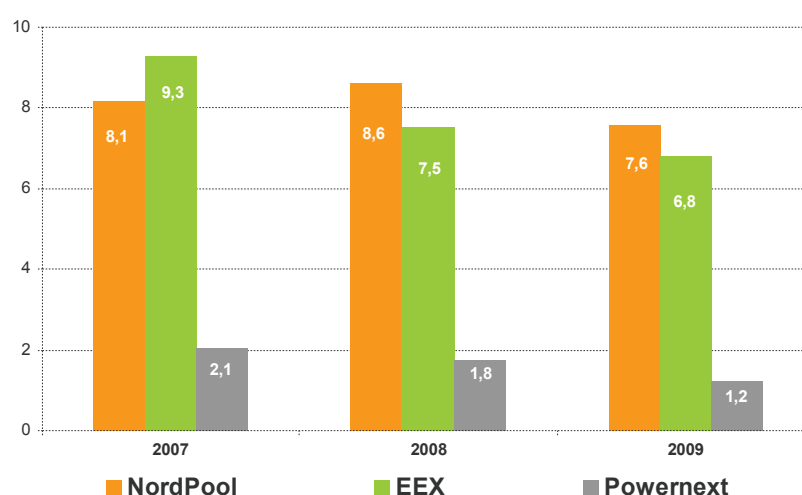
* Da aprile 2009 i contratti a termine sull'energia francese sono negoziati su EEX

Fonte: Elaborazione GME su dati disponibili sui siti web dei mercati

Da ultimo si osserva come la componente di puro *trading* costituisca un elemento essenziale per lo sviluppo della liquidità, cosa confermata dalla permanenza di un rapporto molto elevato tra l'entità dei volumi scambiati a termine e pronti il quale nel 2009 è stato pari a 7,6 per il mercato scandinavo e a 6,8 per quello tedesco. Diverso è il discorso per il mercato francese il quale presenta un livello di liquidità inferiore dovuto in parte all'obbligo di consegna fisica previsto per tali contratti a termine, cosa che limita l'attività degli operatori finanziari puri. Inoltre ha inciso anche la migrazione delle negoziazioni su EEX a partire dal mese di aprile del 2009, come previsto dall'accordo di cooperazione tra le borse elettriche francese e tedesca, evento che ha depresso gli scambi, i quali sono scesi in media mensile dagli 11,3 TWh registrati nel corso del primo trimestre ai circa 3,4 TWh che hanno caratterizzato il resto dell'anno.

Fig. 5.3

Rapporto tra i volumi del mercato a termine e a pronti sui principali mercati elettrici europei



Fonte: Elaborazione GME su dati disponibili nei siti web dei mercati

6. I MERCATI DI BORSA DEL GAS NATURALE IN EUROPA

6.1 L'evoluzione della regolamentazione europea in materia di gas naturale

Il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia in Europa, intrapreso da diversi anni, ha contribuito a rafforzare il settore energetico, stimolato dalle nuove opportunità di investimento a favore delle imprese che hanno sfruttato tale situazione per rinnovare il loro posizionamento nel mutato contesto economico e ambientale. Questo nuovo quadro si è riflesso positivamente anche sull'evoluzione delle diverse attività connesse al settore dell'energia, che spaziano dall'offerta di servizi di qualità per la tutela dei consumatori, alla produzione di diverse forme di energia rinnovabile, alla nascita di mercati per i derivati dell'energia. Gli operatori sono oramai preparati ad adeguarsi ai più rapidi cambiamenti dovuti alle riforme economiche e ambientali. In tale contesto, pur sottolineando i progressi fatti verso l'istituzione di un mercato interno e integrato del gas naturale, non si può dimenticare che molta strada resta ancora da fare per poterne sfruttare appieno tutte le potenzialità e che il processo di liberalizzazione ha avuto uno sviluppo sicuramente inferiore a quello osservato nel settore elettrico.

Tale consapevolezza è presente anche nelle Istituzioni europee e, se da un lato può essere imputata al fatto che in molti Stati membri la legislazione comunitaria non è ancora stata attuata adeguatamente, dall'altro è anche divenuta manifesta l'esigenza di nuovi interventi legislativi.

La Commissione europea, in relazione al primo aspetto, ha adottato una serie di azioni per garantire l'effettivo recepimento della legislazione comunitaria a livello nazionale attraverso l'avvio di procedimenti di infrazione (il 25 giugno 2009) nei confronti di 25 Stati membri, contestando ad alcuni di essi¹ il mancato rispetto dei regolamenti applicabili in materia di gas e, ad altri², l'aver mantenuto un sistema di prezzi regolamentati in violazione delle direttive UE.

Per quanto riguarda invece il secondo aspetto, la Commissione, il 13 luglio del 2009, al fine di perfezionare la legislazione in materia di mercato interno, ha adottato il terzo pacchetto sul mercato interno dell'energia, pubblicato il 14 agosto successivo nell'*Official Journal of the European Communities* (OJEC). L'entrata in vigore di tali provvedimenti è prevista per il 3 marzo del 2011.

In tema di gas naturale, il 3° pacchetto energia ha lo scopo di rafforzare l'integrazione dei mercati grazie all'adozione di codici di rete europei, quale risultato di una regolazione degli scambi transfrontalieri condivisa e stabile. La preparazione di tali codici sarà frutto di un processo a due fasi: la prima riguarda la preparazione di linee guida (*Framework Guidelines* - FGs) su aspetti specifici da parte dell'ACER³ che saranno poi tradotti, nella seconda fase, in codici di rete dalla Rete Europea di Gestori dei Sistemi di Trasporto del Gas (REGST del gas, ossia la ENTSO-G⁴), organismo di coordinamento per il trasporto gas europeo, nato ufficialmente il 1° dicembre del 2009.

In particolare le principali linee di intervento presenti nel pacchetto riguardano:

- il tema dell'*unbundling*, essenziale per la rimozione degli ostacoli agli investimenti nelle infrastrutture di rete derivanti dai conflitti di interesse presenti nei gruppi societari verticalmente integrati;
- la previsione di un rafforzamento e un'armonizzazione generalizzati in materia di indipendenza, competenze e poteri attribuiti alle Autorità di regolazione nazionali;
- la standardizzazione della regolazione in ambito transfrontaliero, che risulta uno degli ostacoli principali all'integrazione dei mercati nazionali e quindi alla creazione di un reale mercato interno;
- la disciplina delle interconnessioni predisposta con l'ausilio della REGST, che ha il compito, tra l'altro, di definire sia i codici di rete, sia un piano di sviluppo decennale (2010-2019) per i sistemi della rete di trasporto europea⁵;
- un rafforzamento generalizzato delle tutele a favore dei consumatori.

¹ Austria, Belgio, Bulgaria, Repubblica ceca, Danimarca, Germania, Estonia, Spagna, Finlandia, Francia, Grecia, Ungheria, Irlanda, Italia, Lituania, Lettonia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Romania, Slovenia, Slovacchia, Svezia e Regno Unito.

² Grecia, Polonia, Portogallo, Romania e Lituania.

³ La nuova agenzia di regolazione europea.

⁴ Si tratta della *European Network Transmission System Operators for Gas* (ENTSO-G).

⁵ Il *Ten Year Network Development Plan* (2010-2019) - TYNDP.

6.2 Organizzazione e funzionamento delle borse del gas naturale in Europa

L'avanzamento del processo di integrazione nel settore del gas in Europa, seppur con le inevitabili differenze strutturali di ciascun paese, ha stimolato la creazione di mercati nazionali regolamentati del gas naturale, sia a pronti che a termine, che stanno acquisendo un'importanza sempre più rilevante in termini sia di prodotti offerti che di volumi scambiati. Com'è noto, il *trading* di gas naturale, presso gli *hub*⁶ fisici e virtuali, avviene tramite piattaforme elettroniche e borse regolamentate (*gas exchange*).

Le prime, promosse da regolatori o da *broker* indipendenti, agevolano gli scambi bilaterali il cui ridotto grado di standardizzazione consente un'elevata flessibilità. Si tratta dei cd. mercati *Over the Counter* (OTC) che, sebbene contribuiscono a ridurre i costi di transazione, non riducono il rischio di controparte, in quanto i loro gestori non agiscono da garanti delle esecuzioni contrattuali e quindi da liquidatori di sistema, non svolgendo appunto il ruolo di controparte centrale.

Le borse del gas invece presentano il vantaggio, tra l'altro, di offrire diverse tipologie contrattuali (a breve, medio e lungo termine) altamente standardizzate, e di circoscrivere diversi problemi di asimmetria informativa fornendo, con cadenza giornaliera, un prezzo di riferimento pubblico, rappresentativo delle condizioni reali di domanda e di offerta.

Il loro ruolo è quello di accrescere la liquidità e la trasparenza di mercato, portando così a una riduzione dei costi di transazione, al fine di migliorare l'efficienza complessiva del sistema.

Tale obiettivo può essere perseguito anche grazie alla sostanziale eliminazione del rischio di credito insito nelle contrattazioni OTC, poiché le negoziazioni e le procedure di liquidazione dei contratti sono gestite da un soggetto specializzato (*Clearing House*) che, attraverso il meccanismo della novazione, agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti originari del contratto. Tutti i mercati regolamentati mettono a disposizione una piattaforma di *trading* elettronica in cui si utilizza il meccanismo della negoziazione in continua, in base al quale le offerte in acquisto/vendita, presentate dagli operatori, vengono abbinata seguendo il criterio classico di priorità prezzo-tempo.

Le borse del gas sono state istituite di recente, eccezion fatta per il *Nymex* americano e l'*Intercontinental Exchange Market* (ICE) londinese, sui quali è molto sviluppata la negoziazione di prodotti finanziari a termine su *commodities*. Infatti il continente europeo ha assistito, in questo ultimo triennio, all'avvio di diverse borse del gas, quali il *CEGH Gas Exchange* attivo in Austria da dicembre 2009; i mercati del gas organizzati dall'*Amsterdam Power Exchange (APX) Group*, che nel luglio 2003 ha acquisito il 100% di APX UK Gas (già EnMo), e nel 2005 ha istituito APX NL Gas e APX ZEE Gas coprendo quindi i mercati britannico, olandese e belga⁷; le borse del gas a pronti e a termine organizzate e gestite in Germania dallo *European Energy Exchange* (EEX), in Francia da *Powernext SA* (attivo da novembre 2008) e in Scandinavia da *Nord Pool Gas AS* (attivo da marzo 2008). Inoltre vi sono due mercati specializzati nelle sole contrattazioni a termine di gas naturale: si tratta dell'olandese *Energy Derivatives Exchange* (ENDEX)⁸ istituito nel 2002 e del britannico *Intercontinental Exchange* (ICE), le cui negoziazioni a termine su gas naturale con consegna fisica presso il NBP britannico sono state avviate nel 2001 e più recentemente estese al TTF olandese.

Nelle borse del gas, siano esse a pronti o a termine, è previsto l'obbligo di consegna fisica, per cui gli operatori possono eseguire le negoziazioni nei limiti dei quantitativi di gas o di capacità di trasporto disponibile (*physical settlement*). Ciò le differenzia dalle borse sull'energia elettrica in cui prevalgono i contratti di natura puramente finanziaria, liquidati per contanti (*cash settlement*).

I mercati europei del gas, ferme restando alcune specificità dovute alle particolari condizioni strutturali che caratterizzano i rispettivi sistemi nazionali di trasporto, presentano modalità organizzative e di funzionamento molto simili tra loro in quanto favorite dalle esigenze comuni che hanno portato al loro avvio.

6 Si ricorda che un *hub* rappresenta il punto di snodo fisico del gas (*point-specific physic hub*), in cui due o più gasdotti sono connessi a un impianto che permette di reindirizzare i volumi di gas attraverso questi punti di interconnessione; al contrario un *hub* virtuale (*system virtual hub*) invece non è associato a nessun snodo fisico ma è/sono un punto/i virtualmente riconosciuto/i come un insieme di punti di consegna del gas scambiato all'interno di un sistema di rete, coincidente di solito a un intero sistema infrastrutturale nazionale o regionale di competenza.

7 La consegna avviene rispettivamente presso i punti di scambio: *National Balancing Point* (NBP), *Title Transfer Facility* (TTF), entrambi punti virtuali, e *Zeebrugge*, punto fisico.

8 Il 24 settembre del 2008 il mercato APX Group, ha acquisito il 90,85% delle quote di ENDEX per la fusione delle attività delle due società, divenendo il più grande mercato del gas europeo sia per le negoziazioni spot (su APX NL e UK) sia per le negoziazioni a termine (su ENDEX). La fusione di questi due mercati ha di fatto integrato le negoziazioni sui tre principali *hub* europei quali NBP nel Regno Unito, TTF in Olanda e Zeebrugge in Belgio.

In tali mercati le sedute avvengono con frequenza giornaliera (generalmente durante i giorni lavorativi), tramite l'utilizzo di piattaforme informatiche di negoziazione. E' prevista una procedura di ammissione degli operatori che, per acquisire la qualifica di *trading member* o *market participant*, devono essere in possesso di requisiti finanziari e di professionalità elevati.

La partecipazione a uno o più mercati da parte degli operatori comporta anche l'adesione al sistema di compensazione e garanzia, gestito dalla *Clearing House* (CH). Esistono diverse tipologie di *membership* (di solito si suddividono in *General Clearer*, *Direct Clearer* e *Quotation o Liquidity Provider*)⁹ che consentono di effettuare determinate attività e sono attribuite sulla base di particolari requisiti che l'operatore deve possedere. Ogni membro deve inoltre:

- contribuire al fondo di compensazione (*Clearing Fund*) costituito e gestito dalle CH, che funge da copertura in caso di un *default* (insolvenza), qualora i margini dovuti (si tratta generalmente del margine iniziale) e le eventuali garanzie addizionali versate da un membro non siano sufficienti alla copertura della sua esposizione;
- aderire ai sistemi di liquidazione utilizzati dai diversi mercati (attraverso il circuito TARGET II¹⁰) o sottoscrivere un accordo di liquidazione con un agente che aderisce a tale sistema.

La CH diventa quindi controparte per ogni transazione eseguita. In tal modo i contraenti possono essere indifferenti circa l'identità del soggetto controparte con cui hanno eseguito una negoziazione. Il vantaggio di tale sistema è dato dalla garanzia di anonimato per i partecipanti e soprattutto dall'eliminazione del rischio di controparte. A fronte di tali servizi, si assiste a un lieve aumento dei costi, in quanto la CH richiede il pagamento di un corrispettivo (*clearing fee*).

I servizi di *clearing*, di liquidazione e garanzia sono offerti da differenti società spesso costituite dagli stessi gestori di mercato. La *European Commodity Clearing AG* (ECC), la *Clearing House* controllata di fatto al 100% all'EEX AG, effettua tali servizi per il mercato del gas EEX, per ENDEX¹¹, per Powernext SA e per il *CEGH Gas Exchange* Austriaco. Il *Nord Pool Gas* e il Gruppo APX si avvalgono di proprie società di *clearing*, rispettivamente la *Nord Pool Clearing ASA* di proprietà di Nord Pool Spot ASA e la *APX Gas UK BV*, la *APX Gas NL BV* e la *APX Gas BE BV* che appartengono al 100% rispettivamente ai tre mercati organizzati dal gruppo APX. Infine il mercato ICE si avvale dei servizi di compensazione e liquidazione offerti dalla *LCH Clearnet*. Tramite queste società viene solitamente offerta la possibilità di registrare anche i contratti bilaterali conclusi OTC.

Le sedute hanno durata variabile, compresa tra le 6 ore (dalle 09:00 alle 15:00 nel mercato *Nord Pool Gas*) e le 12 ore (dalle 06:00 alle 18:00 come previsto nei mercati appartenenti al gruppo APX e presso l'ICE). Un orario intermedio che va dalle 09:30 alle 17:30 è adottato dai mercati *EEX* e *Powernext*, mentre presso il *CEGH Gas Exchange* la seduta comincia alle 09:00 e termina alle 17:00.

La tipologia delle transazioni eseguibili sui mercati spot del gas è così suddivisa:

- negoziazioni infragiornaliere (*within-day*)¹²: avvengono attraverso il cd. mercato *intraday*, vale a dire che le transazioni si effettuano il giorno stesso della consegna¹³; attraverso questo mercato il gas acquistato/venduto può essere utilizzato dagli *shipper* per mantenere in equilibrio il proprio portafoglio. Il *trading* viene chiuso generalmente due/tre ore prima della consegna;
- negoziazioni giornaliere (*one day-ahead* o *two days-ahead*): avvengono tramite il cd. "mercato del giorno prima" e la consegna è fissata per il giorno successivo o per quello ancora seguente¹⁴; il gas è utilizzato principalmente per il bilanciamento giornaliero (sbilanci prevedibili dagli *shipper*) e per sfruttare eventuali opportunità di arbitraggio sui prezzi. Le negoziazioni sono consentite generalmente fino al giorno non festivo precedente la consegna;
- negoziazioni fine settimana (*Week-end Strip*) per consegna nella settimana successiva, che avvengono tramite il mercato del giorno prima (non previste dai mercati *CEGH Gas Exchange* e *Nord Pool Gas*). Come per la tipologia

9 *General Clearer*: effettua le operazioni di compensazione per proprio conto e per conto dei suoi clienti (*Non-Clearer Members*) e deve essere *provider* di servizi di investimento; *Direct Clearer*: effettua le operazioni di compensazione per proprio conto e può non essere *provider* di servizi di investimento; *Liquidity Provider* (LP): è un membro che si impegna a fornire in maniera continuativa quote (prezzi in acquisto e in vendita) per un certo contratto durante la fase di *trading*. Tali quotazioni devono collocarsi all'interno di uno *spread* (*bid-ask*) massimo stabilito da ciascun mercato. La loro funzione è chiaramente quella di fornire liquidità al mercato e facilitare, ai soggetti commerciali che se ne servono con finalità di copertura, il compito di trovare una controparte disposta a farsi carico del rischio.

10 TARGET: Trans-European Automated Real-Time Gross Settlement Express Transfer system.

11 Il 5 luglio del 2006 ENDEX NV ed EEX AG hanno sottoscritto un accordo di cooperazione per la compensazione e liquidazione delle transazioni di negoziazione di energia che si avvale del servizio di clearing effettuato dalla ECC.

12 Questi contratti non sono al momento offerti sui mercati *CEGH Gas Exchange* e *Nord Pool Gas*.

13 Si ricorda che convenzionalmente il giorno gas è compreso tra le 6:00 di mattina del giorno in cui inizia la consegna e le 6:00 di mattina del giorno successivo.

14 Tale tipologia è prevista solo sul mercato EEX.

precedente, la negoziazione è consentita fino al giorno non festivo (due giorni su EEX), antecedente la consegna. Nelle borse gas di APX viene offerta agli operatori, in aggiunta a quanto appena elencato, la possibilità di negoziare¹⁵ ulteriori tipologie contrattuali:

- *Balance of Week* (o "resto" della settimana), la cui ampiezza contrattuale si riduce di 24 ore alla fine di ogni giorno feriale;
- *Working Days Next Week*, che prevede la consegna nei giorni lavorativi della settimana successiva rispetto a quella di negoziazione.

Inoltre i mercati *APX UK Gas* e *Nord Pool Gas* prevedono anche la negoziazione di contratti *Fronth Month*, caratterizzati da un periodo di consegna mensile che copre il mese immediatamente successivo a quello di negoziazione.

Tutti i contratti spot sul gas, negoziati sui mercati europei, prevedono la consegna fisica di gas naturale ad alto potere calorifico (quello a basso potere calorifico è scambiato solo su APX Gas NL) presso i principali punti di scambio virtuali (NBP nel Regno Unito; TTF in Olanda; PEG Nord e Sud, TIGF in Francia; GUD e NGC e per l'*intraday* GasPool in Germania; NTPF in Norvegia; Oberkappel in Austria) o fisici (ZEE in Belgio e Baumgarten in Austria). Il profilo di carico è il *baseload*. Passando ai contratti previsti sui mercati a termine, si deve tener presente che questi rappresentano, per gli operatori, un indispensabile strumento di copertura contro il rischio di prezzo, consentendo loro di fissare in anticipo i costi di prelievo (consumatori) oppure i ricavi derivanti dalla vendita/immissione di gas (produttori e *shippers*).

Al momento della sottoscrizione del contratto, vengono definite tutte le clausole che regolano gli aspetti rilevanti della transazione, quali ad esempio l'individuazione dettagliata delle caratteristiche del bene, il luogo e le modalità di consegna, nonché di pagamento.

I derivati sul gas, come quelli sull'energia elettrica, hanno la particolarità che la scadenza non è rappresentata da una data singola ma da un determinato periodo di tempo (es. settimana, mese) e l'esecuzione del contratto non avviene in un'unica soluzione ma pro quota, in ogni ora di ogni giorno compreso tra l'inizio e la fine del periodo di consegna.

In merito alla tipologia di contratti derivati attualmente negoziabili sui mercati a termine del gas europei, si segnalano i *future* e gli *swap*, che sono i più utilizzati.

Il rapporto tra i contraenti, come già accennato in precedenza, è gestito dalla *Clearing House*, che vigila sul rispetto del contratto, assicurando il buon fine delle transazioni eseguite. L'esistenza di clausole particolarmente standardizzate permette l'adozione del meccanismo giornaliero di aggiornamento delle garanzie richieste agli operatori (*mark-to-market*), cosa che consente a sua volta di mantenere *standard* di sicurezza elevati in presenza di depositi cauzionali versati dagli operatori molto ridotti rispetto al valore nominale del contratto. La procedura del *marking to market* consiste in un calcolo giornaliero (basato sulle quotazioni di chiusura relative ai contratti negoziati) dei profitti e delle perdite associate alle posizioni aperte detenute dagli operatori. Sulla base di ciò, la *Clearing House* effettua una compensazione tra profitti e perdite relativi al conto di ogni aderente, con corrispondente liquidazione dei margini. L'operatore che ha subito una perdita, se la vede addebitare sul conto aperto presso la *Clearing House* e, qualora l'ammontare di fondi su esso versati scenda al di sotto di un livello minimo (definito margine di mantenimento), gli viene richiesto il reintegro di tale margine. La stessa somma è automaticamente accreditata all'operatore che ha registrato un profitto. Il risultato è che, indipendentemente dal prezzo a cui ogni contratto è stato originariamente concluso, alla fine di ogni seduta, tutte le posizioni aperte sono valorizzate allo stesso prezzo (quello di chiusura più recente) e hanno, a copertura di eventuali movimenti avversi delle quotazioni, gli stessi livelli minimi di margini versati.

Un altro risultato di tale procedura e della standardizzazione è che risulta molto agevole chiudere in anticipo una posizione, visto che basta eseguire una negoziazione di segno opposto, liquidando a fine giornata solo il differenziale tra il prezzo di riferimento del giorno precedente e quello relativo alla contrattazione appena conclusa.

Due elementi fondamentali da considerare con riferimento a questi contratti riguardano il profilo e la durata del periodo di consegna (inversamente correlato con la volatilità, rendendo in tal modo meno rischiose da gestire le negoziazioni di contratti a maggiore scadenza). Analogamente a quanto visto per il mercato spot, tutti i contratti *future* sul gas negoziati presso i mercati europei prevedono la consegna fisica, con un profilo costante (*baseload*) del sottostante presso i principali punti di scambio virtuali o fisici europei.

¹⁵ Il periodo di *trading* è compreso tra il settimo e il penultimo giorno lavorativo antecedente l'inizio del periodo di consegna.

In riferimento al periodo di consegna, i più utilizzati sono di tipo: giornaliero (ICE), mensile, trimestrale, stagionale (Pownext, ICE con consegna presso il NBP ed ENDEX) e annuale (cd. *calendar*)¹⁶.

Al momento del regolamento, essendo prevista la consegna fisica e date le dimensioni contrattuali elevate, che comportano alti rischi potenziali legati alla garanzia della consegna lungo tutto il periodo di riferimento, la liquidazione viene effettuata attraverso un meccanismo definito di *cascading*. Solo i contratti mensili vanno effettivamente in consegna, mentre quelli di durata più ampia vengono suddivisi in un equivalente numero di contratti con periodo di consegna inferiore, di cui solo quello mensile più vicino a scadenza viene effettivamente liquidato. In pratica i contratti trimestrali sono sostituiti con tre mensili, quelli stagionali vengono scomposti in uno trimestrale e tre mensili, mentre quelli annuali vengono suddivisi in tre mensili e tre trimestrali.

Per facilitare il meccanismo di *cascading*, sui mercati EEX e ICE, quando vengono regolati i contratti *future* mensili, durante il periodo di consegna questi vengono trasformati in un contratto di tipo BoM (*Balance of the Month*), il cui volume si riduce proporzionalmente dopo ogni consegna parziale ed è dato dal numero di giorni residui alla fine del mese di consegna.

Per i contratti mensili che vanno in scadenza, il periodo di negoziazione termina due giorni lavorativi prima dell'inizio del periodo di consegna. Nello stesso giorno viene stabilito il prezzo di liquidazione finale, a cui vengono eseguite tutte le consegne giornaliere.

Solo nei due giorni che precedono il primo giorno di consegna, il prezzo di liquidazione finale è stabilito in base al valore di mercato relativo alla consegna di gas naturale su cui si basa l'intero contratto *future*. Questo è l'unico momento in cui il *future* mensile è negoziato come contratto basato su una consegna per l'intero mese (*unreduced contract volume*). Nei giorni successivi è possibile chiudere o aprire posizioni in consegna ma solo sul contratto BoM e al prezzo di liquidazione finale del corrispondente contratto BoM che ha come sottostante il numero di giorni di consegna residui nel mese di riferimento. Se un operatore decide di continuare a ricevere o eseguire la consegna, non vengono più calcolati margini di variazione: infatti il prezzo di liquidazione di tali contratti rimane costante. Il margine di variazione può risultare solo per quelle posizioni aperte o chiuse durante la negoziazione giornaliera corrente e solo relativamente alla seduta in cui l'operazione è stata eseguita.

Passando ai contratti *swap*, nella loro versione più semplice possono essere definiti come contratti, generalmente negoziati OTC, in base ai quali una controparte si impegna a pagare all'altra un prezzo fisso, ricevendo in cambio un prezzo variabile. Il contratto definisce il volume dell'attività sottostante, la durata, il prezzo fisso e quello variabile di riferimento, nonché la frequenza con cui i pagamenti vengono regolati (mensile, trimestrale e così via). L'unico mercato che offre contratti *swap* giornalieri sul gas, o meglio una loro variante, è quello scandinavo (che prevede la consegna fisica presso i punti virtuali NPTF e Gaspool). Gli operatori possono sottoscrivere lo *swap-gas* tra la Danimarca e la Germania a scopo di copertura nei casi di strozzature (congestioni), che generalmente si formano al confine tra i due paesi nella zona di Ellund. A titolo di esempio, tramite una sola negoziazione, un operatore inserisce un'offerta (*bid*) in acquisto per una quantità specifica di gas (e un prezzo) in Danimarca e un'offerta in vendita per una quantità identica (e un prezzo) in Germania. Una controparte interessata alla suddetta offerta acquista lo stesso quantitativo di gas in Germania e lo venderà in Danimarca (il contrario vale per l'*ask*). In tal modo viene consentito lo scambio fisico delle posizioni degli operatori da un'area all'altra, anche in presenza di congestioni di capacità transfrontaliera.

L'esecuzione dei pagamenti tra acquirente e venditore si effettua il giorno successivo a quello di negoziazione, ovvero il giorno precedente a quello di consegna.

¹⁶ La Tab. 6.1 riassume i contratti a pronti e a termine nonché i periodi di negoziazione, offerti sulle principali borse del gas europee.

Tab. 6.1

Prodotti negoziati sui mercati a pronti e a termine del gas naturale in Europa

Borse Gas	Contratti Intraday	Contratti Spot	Contratti a Termine (negoziati in contemporanea)
APX Gas UK	NBP Title, NBP Physical, NBP Locational	NBP Day, NBP Weekend, NBP Balance-of-Week, Working-Days-Next-Week, Front Month	
APX Gas NL	24 blocchi orari negoziabili su base rolling	H e L: Individual Days, Balance of Week, Weekend Strip, Working Days Next Week	
APX Gas ZEE	24 blocchi orari negoziabili su base rolling	Individual Days, Balance of Week, Weekend Strip, Working Days Next Week	
CEGH Gas Exchange		Day-Ahead	
EEX		One Day-Ahead, Two Days- Ahead, Weekend/presso GUD e NCG/	Future: Mensili (6), Trimestrali (7), Annuali (6)/presso NGC e Gaspool/
Powernext	Balancing GRT-gaz: blocchi orari /PEG Nord o Sud/	Within day, Day-Ahead, Weekend /Peg Nord, Peg Sud o TIGF/	Future: Mensili (3), Trimestrali (2), Stagionali (3) /Peg Nord/
Nord Pool Gas ENDEX		Day-Ahead	Balance of Month, Future mensili, Swap Future Gas H: Mensili (3), Trimestrali (4), Stagionali (inverno (2), estate (2)), Annuali (3)
ICE Market			Future Gas H con consegna presso il NBP e TTF: Giornalieri, Mensili (16-18), Trimestrali (11-12), Stagionali 8/9 (inverno (4), estate (4) (5 su TTF)), Annuali su TTF (4)

Fonte: informazioni raccolte presso i singoli siti web dei mercati

L'unità di misura delle transazioni svolte presso i mercati europei è generalmente il MWh, eccezion fatta per i mercati APX ZEE Gas e l'ICE (con consegna presso l'NBP) che sono espressi in *therm*¹⁷; l'APX Gas UK espone invece entrambe le unità di misura. Allo stesso modo l'unità di conto è generalmente l'euro, eccezion fatta per i tre mercati appena citati in cui viene utilizzata la sterlina. Le quotazioni sono di conseguenza espresse in €/MWh, in pence/MWh e in pence/*therm* con due (EEX, ENDEX) tre (APX Gas NL e Powernext) o quattro (APX Gas UK e BE) cifre decimali dopo la virgola in base a quanto stabilito dagli stessi mercati. L'output di consegna equivale generalmente a 1MW per ciascuna ora giornaliera, quindi 24 MWh/giorno, nei mercati che utilizzano tale unità di misura, oppure a 1.000 *therms*. La quantità minima negoziabile varia invece da mercato a mercato ed è pari a¹⁸:

- 10 MW in Germania (EEX);
- 30 MW in Austria (CEGH);
- 250 MWh in Francia (Powernext);
- 10 MW per i contratti mensili e trimestrali e 30 MW per i contratti annuali su ENDEX;
- 5 lotti da 1.000 *therms* per consegna presso NBP e 10 lotti da 1.000 *therms* per consegna presso il TTF olandese sull'ICE.

Anche le variazioni minime di prezzo possono differire e sono comprese tra 0,01 €/MWh e 0,025 €/MWh, mentre per i mercati che usano il *therm* come unità di misura ammontano a 0,01pence/*therm*.

¹⁷ Un *therm* corrisponde a 100.000 *British thermal units* (BTU) o a 29,3 KWh.

¹⁸ Si precisa che i contratti possono avere come sottostante il quantitativo minimo o suoi multipli.

Tutti i mercati regolamentati per i servizi e le garanzie di esecuzione dei contratti richiedono che i partecipanti (operatori) siano soggetti al pagamento di corrispettivi di accesso (*entry fees*), periodici (*annual or monthly fees*), di negoziazione (*trading fees*) e di compensazione (*clearing fees*). Tali commissioni sono generalmente differenziate in base alla tipologia di adesione da parte dell'operatore e al numero di mercati, facenti capo a un medesimo gestore, cui partecipa. Sono inoltre previsti corrispettivi differenziati sulla base delle modalità di accesso alle piattaforme di *trading* prescelte (*technical fees*) e al numero di utenze richiesto.

Nelle tabelle seguenti vengono riassunti i corrispettivi fissi e variabili applicati dalle principali borse del gas.

		Corrispettivi di accesso (una tantum) e annuali	
		Pronti	Termine
Gruppo APX	APX UK	2.000 £	mens
	APX NL	1.500 £	mens
	APX BE	1.000 €	mens
EEX*		12.500 € (annuali)	12.500 € (annuali)
			tramite Exec Broker: - 2.500 € (per vol neg <2,5mil €); - 12.500 € (per vol neg ≥2,5mil €)
Powernext			10.000 (una tantum); 15.000 € per il mercato spot o termine; 20.000 € per entrambi (annuali)
	CEGH exch	12.500 € (annuali)	
Nord Pool Gas	tramite Clearer	2.000 €	
Endex	Membri Standard		25.000 €
	Membri Starter		12.000 €
	Executing Broker		3.000 € (max15.000 €)
	tramite Ex. Broker		6.000 €
ICE	Partecipante generale		11.500\$; 4.500\$ (una sola volta)
	Trader		4.500\$
	Partecipante singolo		600\$; 800\$ (una sola volta)

* unica per tutte le tipologie di mercato gestite da EEX

Fonte: informazioni raccolte presso i singoli siti web dei mercati.

Corrispettivi di negoziazione sui mercati del gas a pronti e a termine

	Pronti	Termine
Gruppo APX	APX UK	0,02p/therm
	APX NL	0,0025€/MWh
	APX BE	0,004p/therm
EEX	0,005 €/MWh	- 0,01 €/MWh per vol neg ≤ 1TWh; - 0,005 €/MWh per vol neg >1TWh
Powernext	0,0025 €/MWh	0,005 €/MWh
CEGH	0,01 €/MWh	
Nord Pool Gas	0,03 €/MWh	- 0,03 €/MWh; - 0,06 €/MWh (swap)
Endex		0,0025 €/MWh
ICE		- 0,35 £/lotto (UK)
		- 0,0025 €/MWh (TTF)

Fonte: informazioni raccolte presso i singoli siti web dei mercati

I corrispettivi di compensazione e liquidazione arrivano fino a 1c €/MWh per i mercati a pronti; per i mercati a termine invece sono pari a 0,03 £/lotto nel Regno Unito, mentre per le consegne presso gli *hub* dell'Europa continentale variano tra 0,0025 e 0,005 €/MWh.

Più ridotti sono quelli richiesti per la registrazione dei contratti bilaterali (*OTC clearing*) che ammontano a 0,0025 €/MWh per la *ECC* appartenente a *EEX* e a cui aderiscono anche *Powernext*, *CEGH* ed *ENDEX*, mentre la londinese *LCH Clearnet* richiede 0,0015 p/therm.

Infine le assegnazioni per procedere alla consegna fisica del gas a scadenza hanno un costo di 0,0025 €/MWh nel caso di *ECC* e di 0,002 p/therm per *LCH Clearnet*.

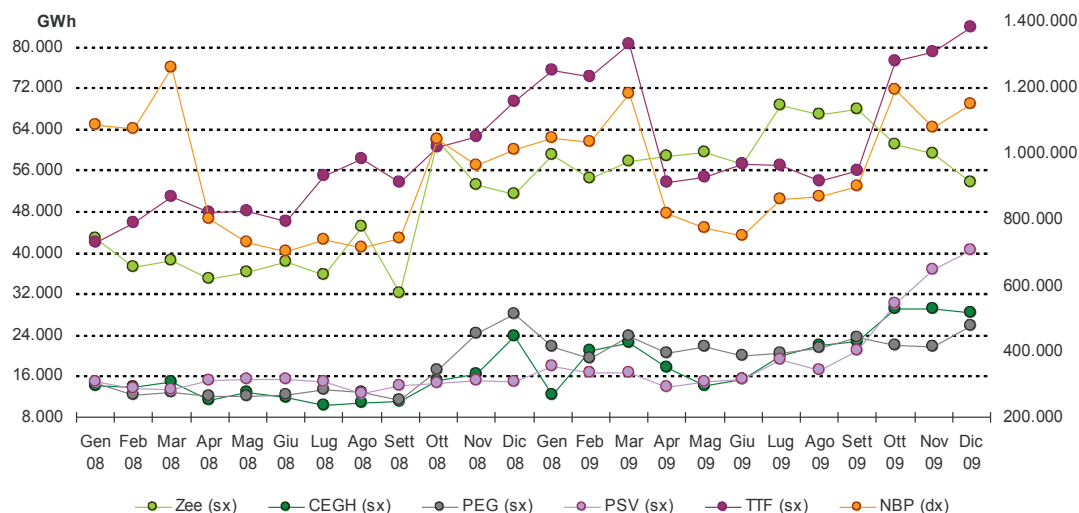
6.3 Liquidità ed evoluzione dei prezzi presso gli *hub* europei

La liberalizzazione del mercato del gas in Europa e la creazione di *hub* e di borse nazionali hanno aperto la strada negli ultimi anni alla formazione di prezzi del gas più in linea con i meccanismi di domanda e di offerta. Gli incentivi degli acquirenti che operano sul mercato europeo stanno in parte cambiando a favore delle contrattazioni sulle borse piuttosto che sui mercati *OTC*, in quanto più semplici e meno costose, in mancanza di operatori dominanti. Ciò ha consentito un incremento dei volumi complessivi ma anche degli indicatori di liquidità. Tuttavia, se tale evoluzione appare evidente in mercati con numerosi partecipanti come la Gran Bretagna e più di recente la Germania, in molti altri paesi dell'Europa continentale stenta a rafforzarsi, poiché il numero degli operatori rimane limitato e si è in presenza di un eccessivo grado di concentrazione delle negoziazioni.

Nel corso del 2009 i volumi di negoziazione presso i principali *hub*, in presenza di un basso livello di consumi e di una volatilità delle quotazioni contenuta sia in termini relativi (rispetto al triennio precedente) che assoluti, hanno evidenziato un forte incremento. Tranne il mercato di gran lunga più sviluppato, l'*NBP* inglese, dove l'aumento è stato di circa il 7,2%, in tutti gli altri casi sono stati osservati tassi di crescita ampiamente a due cifre, compresi tra il 25,4% del *TTF* e il 52,6% del *CEGH*.

Volumi di negoziazione presso i principali hub europei del gas

Fig. 6.1

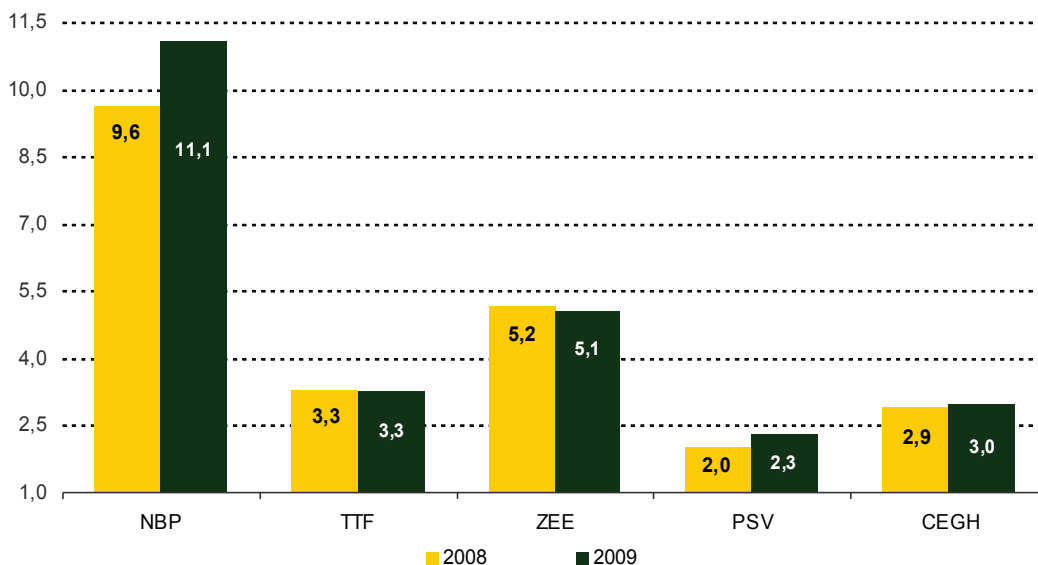


Fonte: elaborazione GME su dati raccolti presso i singoli hub

Il *churn ratio*¹⁹ è rimasto sostanzialmente stabile, con l'eccezione dell'NBP e del PSV, che hanno registrato un aumento superiore al 10%; l'indicatore si mantiene così su livelli modesti, visto il permanere di una scarsa capacità di interconnessione e un basso livello di armonizzazione nelle regole di gestione e funzionamento delle infrastrutture nazionali. A ciò si aggiunge la poca trasparenza delle informazioni sul mercato, nonché il peso tuttora rilevante delle forniture di gas vincolate dai contratti a lungo termine.

Churn ratio presso i principali hub europei

Fig. 6.2



Fonte: elaborazione GME su dati raccolti presso i singoli hub

La recente crisi finanziaria internazionale e la sua diffusione su scala planetaria, se da una parte ha provocato il crollo della produzione industriale e spinto le economie dei paesi più sviluppati in una fase di recessione, dall'altra ha comunque contribuito a creare un eccesso di offerta di gas naturale a causa della pesante riduzione della domanda, pari mediamente al 10% in Europa. Può così spiegarsi l'evoluzione divergente tra volumi (in consistente crescita) e

¹⁹ Si rammenta che il *churn ratio* è dato dal rapporto tra il volume di gas scambiato e quello consegnato (la somma di tutte le posizioni nette in capo agli operatori) e costituisce un indicatore della componente di *trading puro* presente nelle contrattazioni.

churn ratio, con i primi che sono stati sostenuti verosimilmente da un minore utilizzo della capacità di trasporto da parte dei detentori di contratti di lungo periodo, che l'hanno quindi ceduta al mercato. La contrazione della domanda di gas ha innescato comunque un processo che in prospettiva potrebbe incidere in maniera rilevante sul meccanismo di formazione dei prezzi. Molti importatori hanno infatti avviato una rinegoziazione dei contratti di lungo periodo con i principali produttori, al fine di adeguarli al mutato contesto del mercato europeo. L'indicizzazione del prezzo del gas a quello del petrolio ha mostrato tutti i suoi limiti in un contesto di domanda del gas in rapida discesa e prezzi del petrolio che, dopo l'esplosione della bolla speculativa nell'estate del 2008 e il successivo crollo, hanno ripreso a crescere durante tutto il 2009. Un primo effetto è stato quello, per la prima volta, di indebolire il legame esistente tra i prezzi delle due *commodities* includendo, seppur per una quota modesta (nell'ordine del 15%), un'indicizzazione alle quotazioni spot di alcuni dei principali *hub* europei. Si tratta di sviluppi senz'altro positivi, in grado di aumentare l'efficienza del settore del gas nel suo complesso, considerando che solo un andamento dei prezzi rispondente alle condizioni effettive della domanda e dell'offerta è in grado di inviare agli operatori segnali affidabili e indirizzare adeguatamente le scelte di investimento, soprattutto nel campo delle infrastrutture, nel medio-lungo periodo. Elemento quest'ultimo che rimane altamente strategico in quanto, nonostante l'attuale congiuntura, non esiste area a livello globale per cui non si preveda nei prossimi decenni una crescita della domanda di gas, rafforzata anche dal fatto che l'elevata volatilità che caratterizza i mercati petroliferi spingerà molti paesi, sia in via di sviluppo che industrializzati, a concentrarsi maggiormente su questa risorsa.

La diffusione del GNL (gas naturale liquefatto) e la disponibilità di grossi quantitativi di questa tipologia di gas, liberati dal mercato americano, in cui la crescente offerta di gas non convenzionale (si veda il Box 6) ne ha fortemente limitato le importazioni, hanno rappresentato un ulteriore elemento di flessibilità.

I fattori appena descritti hanno contribuito a una generale riduzione, di poco superiore al 50%, del prezzo medio registrato sui principali *hub* europei²⁰. Solo sul PSV il calo è stato più contenuto, visto che le quotazioni sono scese da 29,1 a 18,22 €/MWh (-37,4%) e il differenziale dei prezzi italiani rispetto al prezzo medio rilevato sugli altri *hub* europei si è portato a 6,05 €/MWh, mentre nell'anno precedente era stato di poco superiore a 4 €/MWh.

Tab. 6.4

Prezzi e variazioni rilevati presso i principali *hub* europei (€/MWh)

	NBP	ZEE	TTF	BEB	PSV
2007	14,80	15,02	14,64	13,27	21,85*
2008	24,99	25,17	25,00	25,07	29,10
2009	11,85	12,09	12,24	12,50	18,22
Var % '07/'08	68,84%	67,62%	70,74%	88,95%	33,18%
Var % '07/'09	-19,94%	-19,48%	-16,40%	-5,79%	31,70%
Var % '08/'09	-52,58%	-51,96%	-51,04%	-50,14%	-37,40%

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

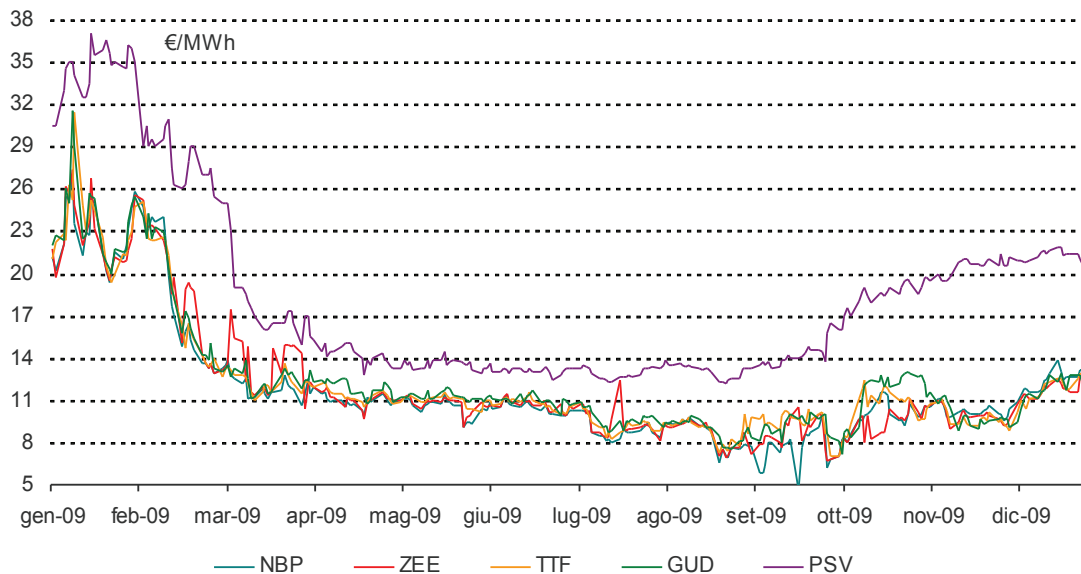
*da luglio 2007

A livello di quotazioni giornaliere, si è assistito a una forte contrazione nel primo quadrimestre dell'anno, con valori che poi si sono mossi all'interno di un *range* contenuto, caratterizzato da bassa volatilità fino a settembre. Solo con l'inizio dell'autunno, in risposta all'andamento dei prezzi del petrolio e a un aumento dei consumi dovuto principalmente a fattori stagionali, il *trend* si è invertito e l'anno si è chiuso con quotazioni comprese tra 13 e 14 €/MWh, ad eccezione del PSV dove hanno superato i 20 €/MWh.

²⁰ Sono stati presi in considerazione il *National Balancing Point* (NBP) nel Regno Unito; *Zeebrugge* in Belgio, il *Title Transfert Facility* (TTF) in Olanda, il BEB in Germania e il *Punto di Scambio Virtuale* (PSV) in Italia.

Andamento dei prezzi giornalieri presso i principali hub europei

Fig.6.3



Fonte: dati Thomson Reuters

E' aumentata, poi, ulteriormente la correlazione dei prezzi giornalieri rilevati presso gli hub dell'Europa Continentale e del Regno Unito, che nel 2009 è risultata superiore al 90%, anche nel caso del BEB²¹, l'hub tedesco su cui viene scambiato gas equivalente al 35% del fabbisogno domestico, per il quale l'anno precedente si erano verificati valori più bassi, circa l'88%, in rapporto ai mercati belga e inglese. Il fenomeno, impensabile solo qualche anno fa, deriva dall'interazione di alcuni fattori su cui in parte ci si è soffermati in precedenza. In primo luogo la forte riduzione della domanda che ha provocato un crollo dei prezzi a pronti, i quali sono scesi al di sotto del livello di quelli prevalenti per i contratti di indicizzazione di lungo termine indicizzati al petrolio. In secondo luogo la maggiore disponibilità di gasdotti di interconnessione abilitati al *reverse flow*, nonché di infrastrutture di liquefazione e rigassificazione. Tutto ciò ha reso più agevole lo sfruttamento delle possibilità di arbitraggio esistenti tra i mercati europei, dirottando consistenti quantitativi di gas laddove i prezzi tendevano a essere più alti e con ciò contribuendo al loro riallineamento. La portata di tali cambiamenti è stata amplificata dal maggiore ruolo svolto dal GNL che ha consentito una convergenza, senza precedenti, anche tra i prezzi registrati sulla costa orientale degli Stati Uniti e quelli a pronti europei.

Si nota infine un maggiore allineamento anche per le quotazioni del PSV che, pur rimanendo più elevate rispetto a quelle degli altri mercati continentali, mostrano un grado di correlazione compreso tra l'86 e l'88%, in deciso aumento rispetto a quanto verificatosi nel 2008, quando il valore di correlazione più elevato si era fermato al 51,1% con BEB; ciò sembra confermare la progressiva integrazione del mercato italiano con quelli internazionali.

Correlazione dei prezzi giornalieri nei principali hub (anni 2008 e 2009)

Tab. 6.5

2009					
	PSV	BEB	ZEE	TTF	NBP
NBP	88,7%	97,3%	97,0%	97,2%	100,0%
TTF	86,6%	98,0%	96,4%	100,0%	91,7%
ZEE	86,1%	96,2%	100,0%	93,4%	96,2%
BEB	86,6%	100,0%	87,9%	95,1%	87,9%
PSV	100,0%	51,1%	33,9%	44,8%	32,8%

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

21 Si ricorda che presso il BEB viene negoziato il 35% del fabbisogno di gas naturale della Germania.

Il comparto termoelettrico ha un peso non indifferente nei consumi di gas, una fonte molto usata per la produzione di elettricità. Non è un caso che i mercati a pronti del gas siano organizzati prevalentemente dagli stessi soggetti che gestiscono quelli sull'elettricità. La loro integrazione ha fatto crescere l'offerta di prodotti e servizi²² che consentono ai produttori di ottimizzare i costi di generazione dei loro impianti a gas. Si assiste così a una correlazione sempre più elevata tra i prezzi spot dell'elettricità e del gas²³ sui mercati nazionali. Si va dal 46,3% dell'Italia (tra il PSV e l'IPEX²⁴), dove il mercato del gas è meno sviluppato, all'87,1% del Regno Unito (tra l'APX UK e il NBP).

Tab. 6.6 Correlazione tra i prezzi giornalieri del gas e dell'elettricità

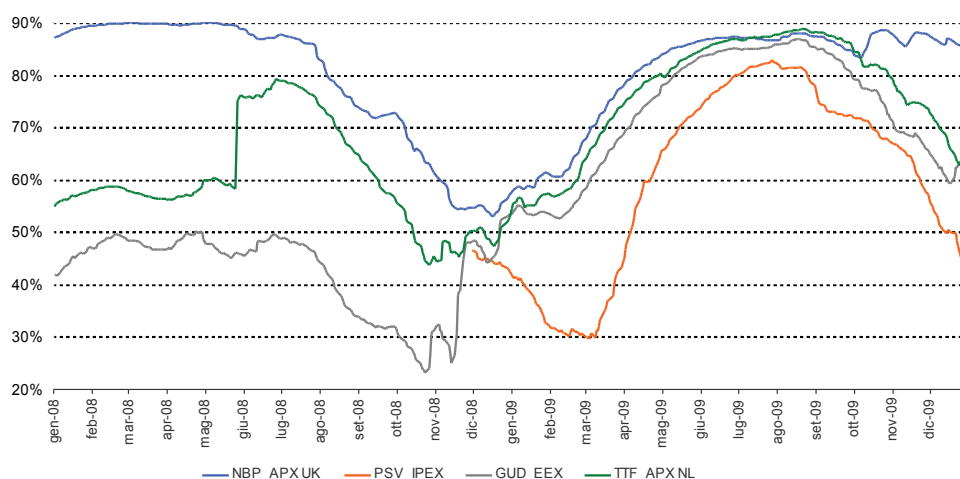
Paese	2007	2008	2009
Regno Unito	88,0%	57,8%	87,1%
Olanda	54,2%	55,8%	63,9%
Italia	44,4%*	41,9%	46,3%
Germania	41,8%	54,4%	61,8%

*da luglio 2007

Fonte: dati Thomson Reuters

Infine per una valutazione delle linee di tendenza in modo dinamico, nonché al fine di ridurre l'effetto di eventuali variazioni cicliche, sono state considerate anche le serie storiche della media mobile a 255 giorni (pari approssimativamente a un anno di negoziazione) tra i prezzi del gas e dell'elettricità, comprese tra dicembre 2007 e dicembre 2009²⁵. Il livello di integrazione più elevato resta quello del Regno Unito che si è mantenuto a lungo in un *range* compreso tra l'80 e il 90%. Su tutti i mercati si è osservata una forte diminuzione della correlazione tra luglio e novembre 2008, nonché, con l'eccezione di quello inglese, tra agosto e dicembre 2009. In entrambi i casi ciò è avvenuto in concomitanza con un brusco aumento di volatilità dei prezzi petroliferi²⁶, cosa che conferma l'esistenza di una certa influenza, soprattutto nell'Europa continentale, delle clausole di indicizzazione tipiche dei contratti di fornitura di gas a lungo termine che provoca una diversa sensibilità dei prezzi di elettricità e gas a quelli del petrolio. Il fenomeno appare ancor più evidente per l'Italia, in cui la contrazione della correlazione tra i prezzi sui due mercati si è rivelata particolarmente marcata.

Fig. 6.4 Correlazione tra i prezzi (media mobile a 255 giorni) di gas ed elettricità in alcuni paesi europei



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

22 Il gruppo APX, ad esempio, sfruttando la liquidità presente su NBP, offre la possibilità di negoziare *spread* e *swap* o di eseguire "*basis trading*" tra diversi *hub* (cd. *hub-to-hub services*), in quanto utilizza anche gli *hub* TTF e ZEE come punti di consegna. Parallelamente su tali *hub* si possono sviluppare contratti "*spark spread*" basati sul differenziale tra il prezzo dell'elettricità e del gas, che consentono di fissare in anticipo il margine rispetto ai costi variabili di produzione dell'elettricità per gli impianti alimentati a gas naturale.

23 Si ricorda che sono stati utilizzati i prezzi degli *hub*, i quali sono ancora più significativi di quelli che si formano nei mercati regolamentati del gas.

24 Il mercato elettrico italiano (Italian Power Exchange).

25 Si ricorda che per il PSV i dati sono disponibili solo dal 18 luglio 2007.

26 Nel luglio del 2008 scoppiò la bolla speculativa che aveva portato le quotazioni oltre i 144 \$/bbl, mentre negli ultimi mesi del 2009 si è intensificata una nuova tendenza rialzista dei prezzi.

Lo *shale gas* è un gas naturale^(a) contenuto in rocce scistose che si trovano a circa un chilometro e mezzo di profondità nel sottosuolo di 48 Stati americani. È considerato un gas non convenzionale perché intrappolato in rocce poco permeabili, e dunque non convenzionali, che per l'estrazione sono sottoposte a "frattura" idraulica atta a formare nella roccia fratture artificiali molto estese. Per facilitare il processo di frattura del sottosuolo che rilascia il gas naturale, oltre all'acqua, vengono aggiunti agenti chimici. Un deposito di roccia sedimentaria, sebbene sia caratterizzato da una profondità limitata, ha una capacità di estensione molto ampia (spesso anche per migliaia di chilometri). La trivellazione verticale tradizionale in un deposito, ad es. di 20 metri di profondità, assicura una produzione di gas in una determinata zona pari a soli 20 metri. Al contrario l'implementazione di nuove tecniche per la trivellazione orizzontale sta rendendo possibile lo sfruttamento dei pozzi orizzontali, permettendo una perforazione di centinaia di metri lungo gli strati di *shale*, incrementando significativamente la zona di produzione di ciascun pozzo. La perforazione orizzontale (*horizontal drilling*) e le tecnologie di separazione della roccia (*hydraulic fracturing*) hanno in tal modo rafforzato l'economia dello *shale gas* negli Stati Uniti, creando nuove opportunità di crescita per le industrie di settore. Lo *shale gas*, insieme al "*tight gas*" (sabbie compatte) e al "*coalbed methane*" (carbone), rappresenta circa il 60% delle riserve *onshore* tecnicamente recuperabili negli Stati Uniti. In base alle stime del Dipartimento Usa dell'Energia, oltre la metà delle nuove riserve di gas naturale, nel 2011, sarà costituita da *shale gas*. Complessivamente le riserve di *shale gas*, dovrebbero essere in grado di soddisfare la domanda americana per i prossimi 30 anni. Sono quattro i più grossi giacimenti di *shale gas* negli Stati Uniti: il *Barnett* in Texas, dove si estrae il 50% della produzione totale, l'*Haynesville* in Louisiana e Texas, il *Fayetteville* in Arkansas e il *Marcellus*. Quest'ultimo che sembra contenere oltre 13.859 mld di metri cubi di gas^(b) in Pennsylvania e in alcuni stati limitrofi, viene considerato il più promettente per la *Chesapeake Energy*, uno dei principali *player* del settore. Il suo valore viene arricchito dall'elevata qualità del gas e dalla posizione geografica, a un passo dal mercato americano del Nord Est, e quindi con costi di trasporto relativamente bassi. La maggior parte degli 800 pozzi del *Marcellus*, trivellati dal 2005, si trova in Pennsylvania e quasi tutti sono stati avviati nel 2009 (nel 2010 sono previste 2.500 richieste di licenze solo in questo stato). A giugno del 2009, la *Potential Gas Committee*, un gruppo industriale che diffonde stime biennali considerate un *benchmark* per il comparto, ha calcolato che il 33% sulle riserve americane di gas naturale stimate, pari a 1.836.000 miliardi di piedi cubi (52.000 miliardi di metri cubi), è costituito da *shale gas*. Secondo le stime del Dipartimento Usa dell'Energia, 1.000 miliardi di piedi cubi di gas sono in grado di riscaldare 15 milioni di abitazioni oppure 12 milioni di veicoli a gas per un anno. Il successo riscosso nella produzione di *shale gas* nel Nord America ha indotto in poco tempo i geologi di alcuni paesi europei a esaminare le capacità produttive dei sottosuoli ricchi di rocce sedimentarie. Infatti, sebbene nel continente europeo ad oggi non esistano imprese commerciali di *shale gas*, è stato stimato che in Europa occidentale le sue risorse ammonterebbero a ca. 560 miliardi di GJ, stando a indicare l'esistenza di un potenziale produttivo enorme per lo sviluppo di un suo mercato.

La compagnia norvegese *Statoil* è entrata in una *joint venture* con la *Chesapeake Energy* per produrre *shale gas* della *Marcellus Formation* nell'est degli USA, manifestando anche l'interesse a trasferire in Europa il *know-how* tecnologico acquisito. In Russia *Gazprom* ha annunciato nell'ottobre del 2009 l'intenzione di acquisire una società americana produttrice di *shale gas* avvalendosi dell'*expertise* da impiegare anche per sviluppare tale tecnologia sul mercato domestico. La francese *Total* ha siglato una *joint venture* con la società *Chesapeake* nel *Barnett Shale* in Texas. Potenziali elevati per l'estrazione dello *shale gas* in Europa si trovano nel nord-est francese e nell'Europa del Nord (Svezia), dove esiste l'*Alum Shale*^(c), mentre nei sottosuoli della Germania e dell'Olanda è presente lo *shale carbon-ferroso*.

La *ExxonMobil* in Germania è titolare di una concessione relativa a un diritto di superficie (*leasehold*) pari a 750 mila acri nella Bassa Sassonia dove, nel 2009, ha progettato lavori di perforazione in 10 pozzi di *shale gas*; in Ungheria invece si stanno trivellando i primi pozzi per l'estrazione di *shale gas* nell'area di Makò Trough.

In Polonia, vista la dipendenza dalla Russia per circa due terzi del suo consumo, la *CononcoPhillips* ha annunciato l'esplorazione per l'estrazione di *shale gas* insieme alla società *Lane Energy* e nell'aprile del 2010 sarà avviata la

trivellazione del primo pozzo nel paese. Sempre in Polonia alla società *Marathon Oil* è stato concesso un diritto di superficie con lo scopo di esplorare il cd. Silurian-age *shale gas*^(d). La compagnia *Shell Oil* sta valutando un'analisi di fattibilità per l'estrazione dello *shale gas* proveniente dal cd. *Alum Shale* nella Svezia meridionale. Nel Regno Unito la società *Eurenergy Resource Corporation* ha annunciato un progetto di trivellazione per la produzione di *shale gas* a Weald Basin nel Sud del paese.

Anche in Italia l'utilizzo del gas non convenzionale è in una fase embrionale sebbene in espansione; tra i pochi progetti in attuazione si segnalano quello di Fiume Bruna in Toscana, *coal bed methane* con circa 4 mld mc di riserve stimate, il progetto di Carbusulcis in Sardegna e quello di *shale gas* di *Panther Eureka* in Val di Noto (Sicilia).

In generale si può affermare che, sebbene si trovi in una prima fase di valutazione per la produzione di tale risorsa, l'Europa ha un forte interesse a sviluppare la produzione di ogni nuova risorsa di gas naturale, al fine di contenere la dipendenza dalle importazioni e in particolare, per ragioni geopolitiche, da quelle russe. E' ancora presto per dire se sia possibile lanciare una vera e propria filiera industriale in quanto ciò dipenderà, oltre che dalla valutazione dell'effettiva quantità di risorse presenti sul suolo, anche dalla possibilità di incidere sugli accordi di lungo periodo oggi esistenti tra le potenti multinazionali del settore.

Il progetto GASH

Al fine di accertare l'esistenza di formazioni geologiche di *shale gas* e la loro estensione in Europa, è stato istituito nel 2008 un progetto di ricerca interdisciplinare formato da un gruppo di esperti (istituti di ricerca economica e geologica, università e professionisti del settore) provenienti dall'Europa e dall'America.

Il cd. *GASH program*, della durata di sei anni, è articolato in due parti:

- la prima riguarda la compilazione di un database (costruito per l'esplorazione e lo sfruttamento dello *shale gas* sul *black shale*^(e) in Europa, della durata di tre anni e che ha avuto inizio nel gennaio 2009;
- la seconda riguarda la ricerca di base degli elementi chiave che contribuiscono alla formazione di *shale gas*. La base di partenza adottata per lo svolgimento del programma *GASH* sarà simile alle tecniche di esplorazione ed estrazione^(f) utilizzate per la stima di *Barnett Shale*^(g) negli USA.

L'importanza del progetto risiede nel fatto che l'evoluzione geologica delle rocce sedimentarie (*shales*) è una chiave di controllo dei progetti di fattibilità in termini economici. La distribuzione delle previsioni della quantità di *shale* sarà accertata utilizzando i *database* esistenti e quelli regionali potenziati. A tal fine saranno esaminati anche i processi biologici, chimici e fisici che contribuiscono alla formazione di *shale gas* tramite monitoraggi, perizie e modelli teorici. L'evoluzione delle strutture geologiche regionali e la modellizzazione del sistema petrolifero saranno utilizzate quale base di riferimento per modellare la generazione, il trasporto e le interazioni tra i sistemi di discontinuità delle masse rocciose e tra la distribuzione delle discontinuità dei flussi fluidi (*rock-fluid interactions*).

Il *team work* è coordinato dal laboratorio nazionale per le geoscienze tedesco e vi collaborano l'istituto petrolifero francese e l'istituto di fisica TNO in Olanda, mentre le università ad oggi coinvolte sono: Newcastle (UK); Aachen, FU Berlin, Clausthal, Leipzig (Germania); VU Amsterdam (Olanda) e MU Leoben (Austria).

Note Box 6

- (a) Composto tipicamente da metano, idrogeno, monossido di carbonio, biossido di carbonio, nitrogeno e differenti tipi di idrocarburi tra cui l'etilene. Può anche essere composto da solfuro di idrogeno e altre impurità.
- (b) La stima è contenuta in una ricerca della Penn State University.
- (c) Cemento contenente scisti alluminosi.
- (d) Formazioni di *Black Shale* dell'età siluriana. Il Siluriano è un periodo compreso tra il periodo Ordoviciano e quello Devoniano. Rocce risalenti al Siluriano sono presenti in Italia principalmente in Sardegna e nelle Alpi Carniche.
- (e) Intervalli ricchi di materia organica che si trovano in antichi bacini marini o in strati sottili di argilliti nere (cd "*black shales*").
- (f) Frattura idraulica della roccia, trivellazione orizzontale, tecnologie oggi industrialmente non standardizzate (o combinazioni di più tecnologie), sistemi di raccolta del gas a bassa pressione.
- (g) Il *Barnett shale* è una formazione geologica che si trova nella provincia di *Bend Arch-Fort Worth Basin*. Si tratta di rocce sedimentarie (risalgono a oltre 300 milioni di anni fa) in Texas. La formazione ha origine sotto la città di *Fort-Worth* e si estende per 13.000 km² equivalenti a 18 contee.

6.4 Gli scambi presso il PSV e le prospettive di sviluppo del mercato del gas in Italia

Il Punto di Scambio Virtuale (PSV), organizzato dal gestore di trasporto Snam Rete Gas, è attivo da ottobre 2003 e nell'ultimo triennio è cresciuto notevolmente in termini di volumi e numero di transazioni registrate, nonché di operatori che vi partecipano. Ciò è da attribuire anche alle azioni compiute a favore dell'incremento di liquidità disponibile (*gas release*, attuazione di procedure di riallocazione della capacità di trasporto non utilizzata dagli utenti assegnatari, obbligo di offerta presso il PSV di quote delle importazioni di gas prodotto da paesi extra europei e di cessione delle *royalties* dovute allo stato per lo sfruttamento di giacimenti nazionali).

Nel 2008 la crescita dei volumi in termini tendenziali presso il PSV si era attestata al 36%, grazie anche a una maggiore attività dei grossisti che aveva rappresentato il 10% del totale.

I volumi di gas al PSV sono aumentati in misura ancor più significativa nel 2009, in netta controtendenza rispetto agli altri punti di ingresso della rete nazionale. Infatti malgrado una diminuzione delle importazioni, stimata in circa il 10%, sul PSV si sono registrati scambi per 24,5 miliardi di m³ di gas, in aumento del 49,2% in un solo anno. Più contenuta è stata la crescita del numero di transazioni (+ 13,6%), segno che la dimensione media dei contratti registrati sulla piattaforma è divenuta più ampia. Il *trend* ha subito un'accelerazione nell'ultimo trimestre dell'anno (con l'inizio quindi dell'a.t. 2009-2010)²⁷, cosa che porta a ritenere verosimile una sua prosecuzione anche nel corso del 2010.

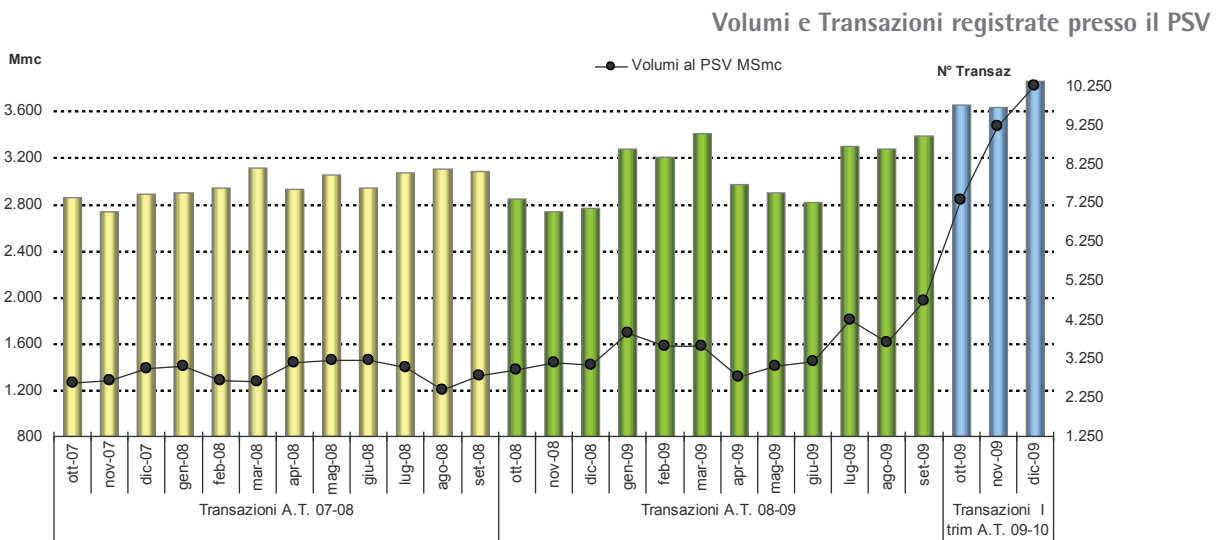


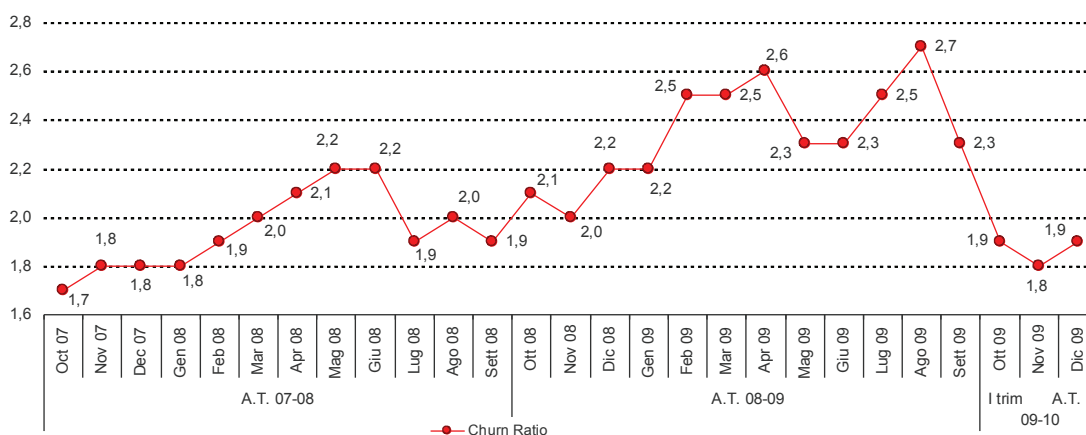
Fig. 6.5

Fonte: Snam Rete Gas

Il *churn ratio*, sebbene in ripresa, è rimasto tra i più bassi d'Europa, attestandosi mediamente a quota 2,3 contro l'1,9 relativo all'anno precedente. Da notare come l'indicatore sia sceso in maniera significativa nel corso dell'ultimo trimestre dell'anno (1,9 in media), cosa che farebbe attribuire il contestuale aumento dei volumi non a uno sviluppo dell'attività di *trading* ma alle iniezioni di liquidità (prima tra tutte la *gas release* eseguita da ENI la scorsa estate) derivanti da provvedimenti legislativi e regolatori.

²⁷ In tale periodo i volumi sono saliti 58,2% rispetto all'analogo trimestre del 2008.

Fig. 6.6 Indice di Liquidità Mensile presso il PSV



Fonte: Snam Rete Gas

Gli operatori italiani continuano a lamentare una cronica carenza di strumenti di flessibilità che, a partire dal sistema di bilanciamento, si ripercuote sui punti della filiera a monte. Una spinta in tale direzione viene da una serie di iniziative legislative che hanno stabilito precise linee di indirizzo e soprattutto tempi certi per la loro realizzazione, dando nuovo impulso al dibattito in corso tra istituzioni e operatori di mercato per arrivare a scelte condivise in grado di introdurre gradualmente meccanismi di mercato. Alcune misure sono state già adottate e altre diverranno operative entro il 2010:

- la creazione di un servizio bilanciamento utenti nell'ambito della regolazione dello stoccaggio, in grado di migliorare la gestione delle infrastrutture esistenti riallocando la capacità disponibile agli utenti. Si tratta di una novità che costituisce un primo passo nella direzione della soluzione dei problemi di allocazione dello stoccaggio oggi molto sentiti dagli operatori;
- l'attribuzione a Snam Rete Gas della responsabilità della gestione dei misuratori in entrata e in uscita dalla rete, finalizzate a ridurre le imprecisioni esistenti nelle misure e nel calcolo delle componenti non misurate inserite nel bilancio di trasporto;
- la modifica del sistema di bilanciamento, oggi puramente fisico e basato sullo stoccaggio, con l'introduzione di meccanismi di mercato. Una riforma che, per poter essere applicata, deve risolvere il problema dell'affidabilità delle allocazioni attraverso, ad esempio, la sostituzione degli attuali meccanismi di *load profiling* con altri più dinamici e sofisticati, in grado di fornire stime più precise degli effettivi consumi di gas da parte delle utenze non misurate.

L'attuazione delle iniziative legislative predette porrà le basi per la costruzione di un mercato del gas veramente competitivo.

7. I MERCATI AMBIENTALI

7.1 Le prospettive verso il 2020

Nell'ambito delle politiche di incentivazione a supporto delle tematiche ambientali, l'Italia ha scelto di adottare dei sistemi di incentivazione nazionale basati su meccanismi di mercato sia per la promozione delle fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica, sia per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali.

Partiti da qualche anno, questi mercati ambientali si stanno pian piano affermando con volumi sempre maggiori e con un elevato grado di partecipazione dei sempre più numerosi operatori del settore. L'incremento progressivo degli obiettivi annuali ha contribuito a far crescere la liquidità dei mercati, rendendo così efficiente dal punto di vista economico la formazione dei prezzi di scambio. Dette politiche di incentivazione nazionale impongono infatti degli obiettivi, da raggiungere ogni anno e fino al 2012, sia per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili che per il risparmio energetico. Dal 2013 in poi ancora non è stato stabilito nulla su come queste misure potranno essere estese. A livello europeo, tuttavia, sono stati approvati, alla fine del 2008, una serie di provvedimenti noti come "pacchetto clima-energia con obiettivo 2020", il quale contiene sei proposte legislative in tema di fonti rinnovabili, efficienza energetica e riduzione delle emissioni. In particolare, per ciò che riguarda la promozione e l'ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili, è stata successivamente approvata la direttiva europea 2009/28/CE che fissa degli obiettivi obbligatori della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo e nei trasporti. L'obiettivo minimo di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro è coerente con l'obiettivo generale del 20% rispetto al consumo finale lordo di energia della Comunità nel 2020. Per l'Italia l'obiettivo al 2020 è stato fissato pari al 17%, considerando che al 2005 detto rapporto era pari al 5,2%.

Per poter raggiungere questi obiettivi a livello nazionale, è necessario che vengano implementate le opportune misure che consentano di estendere le tabelle di crescita degli obiettivi ambientali a dopo il 2012, puntando su un ruolo dei mercati ambientali ancora più determinante. Andranno pertanto stabiliti nuovi obiettivi di crescita della produzione di energia elettrica ed energia termica attraverso l'utilizzo delle fonti rinnovabili, nuovi target di risparmio energetico, nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni. Su questo punto, in attuazione del "pacchetto clima-energia", l'Italia dovrà presentare, entro il 30 giugno 2010, il proprio Piano d'Azione Nazionale (PAN) attraverso il quale verranno delineati gli obiettivi in materia di energia rinnovabile ed efficienza energetica da raggiungere entro il 2020 e le relative traiettorie previste per il raggiungimento degli stessi. Accanto a queste misure, è auspicabile che venga mantenuta il più possibile la stabilità del quadro normativo, in considerazione del considerevole ammontare di investimenti che il settore della "green economy" sarà in grado di attirare. Qualora vi fossero delle incertezze sulle modalità di applicazione delle politiche di incentivazione e sulla loro stabilità nel lungo periodo, detta capacità di attrazione potrebbe venir meno, scoraggiando investitori privati italiani ed esteri, frenando il settore bancario nel concedere nuovi finanziamenti e, in ultima analisi, facendo mancare quel volano finanziario di cui il settore necessita per raggiungere gli obiettivi prefissati.

Nel processo di naturale maturazione dei mercati ambientali, anche alla luce del crescente peso che la "commodity ambientale" riveste e rivestirà nei processi decisionali delle aziende e nelle politiche di *risk management*, potrebbe essere opportuno prevedere a breve il lancio di un mercato di strumenti a termine standardizzati. Fornire agli operatori la possibilità di coprirsi dal rischio delle fluttuazioni dei prezzi dei certificati verdi, per esempio, attraverso prodotti negoziati su una piattaforma di mercato fornita di un opportuno sistema di garanzia, potrebbe contribuire a ridurre gli elementi di incertezza per gli impianti esistenti e a facilitare le scelte per nuovi investimenti nel settore. Ciò anche in analogia con quanto si è già verificato sul mercato delle unità di emissione, dove da tempo sono operativi mercati organizzati che offrono la possibilità di negoziare prodotti derivati a termine sul prezzo della CO₂.

7.2 I risultati dei mercati nel 2009

7.2.1 Il Mercato dei Certificati Verdi (MCV)

Il Mercato dei Certificati Verdi nel corso del 2009 ha registrato un incremento notevole nei volumi dovuto all'introduzione dell'obbligatorietà della registrazione dei contratti bilaterali attraverso la Piattaforma Bilaterali CV (PBCV) con comunicazione del prezzo, secondo quanto previsto dal d.m. 18 dicembre 2008.

Anche il volume dei CV scambiati attraverso le sessioni organizzate di mercato ha subito un forte incremento rispetto agli anni passati. Ciò è da imputare principalmente a una possibilità di "arbitraggio" che si è creata sul mercato grazie alla differenza negativa, anziché positiva, tra il prezzo a cui il GSE poteva vendere i propri CV ai soggetti obbligati¹, pari a 88,66 €/MWh, e il prezzo di riacquisto dei CV da parte dello stesso GSE per tutti quei certificati in eccesso e ancora in circolazione rispetto alla domanda dei soggetti obbligati, pari a 98,00 €/MWh.

Come noto, infatti, è stata introdotta una norma transitoria, per il periodo 2009-2011, che prevede il riacquisto da parte del GSE dei CV in eccesso rispetto alla domanda dei soggetti obbligati. Il prezzo a cui il GSE riacquista i CV eccedenti è pari alla media dei prezzi dei tre anni precedenti. Sfruttando il fatto che il mercato scontava la possibilità di consegnare al GSE i CV in eccesso e ottenere 98,00 €/MWh, i quali venivano scambiati sul mercato ad un prezzo di poco più basso, molti dei soggetti obbligati hanno dapprima venduto i propri certificati, e successivamente hanno riacquistato gli stessi certificati dal GSE a un prezzo di 88,66 €/MWh.

Il risultato è stato che nelle sessioni di mercato sono stati scambiati complessivamente 6.071.112 certificati verdi, di cui 1.842.119 attraverso le 48 sessioni di mercato ordinarie e 4.228.993 attraverso le sessioni dedicate al GSE², per un controvalore pari a circa 537 milioni di euro. Nella tabella seguente sono riportate le statistiche principali relative agli scambi avvenuti sul mercato organizzato, escluse le sessioni dedicate al GSE.

Tab. 7.1

CV scambiati sul mercato organizzato nel 2009

	Anno di riferimento						
	2006_Tipo_CV_TRL	2006	2007_Tipo_CV_TRL	2007	2008_Tipo_CV_TRL	2008	2009
Scambiati	6.832	437	16.857	112.203	20.920	449.381	1.235.489
Valore totale	€ 601.448,00	€ 39.299,50	€ 1.457.732,30	€ 10.150.664,30	€ 1.771.699,50	€ 41.439.401,38	€ 106.619.614,22
Prezzo min	€ 86,00	€ 85,00	€ 78,70	€ 79,00	€ 80,05	€ 79,00	€ 79,70
Prezzo max	€ 89,00	€ 96,00	€ 94,00	€ 96,00	€ 88,50	€ 96,49	€ 89,87
Prezzo medio	€ 88,03	€ 89,93	€ 86,48	€ 90,47	€ 84,69	€ 92,21	€ 86,30

Nel medesimo periodo i certificati verdi scambiati attraverso le transazioni bilaterali registrate sulla PBCV sono stati complessivamente 21.547.856. Pertanto il volume complessivo dei CV negoziati nel corso del 2009, sia sul mercato organizzato che bilateralmente, è risultato pari a 27.618.968, per un controvalore di oltre 2,4 miliardi di euro.

Il numero di operatori del mercato è cresciuto, nel corso dello scorso anno, da 375 a 497, mentre quello dei soggetti iscritti alla PBCV è passato da 87 a 795.

7.2.2 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica nel 2009 ha registrato un incremento dei titoli scambiati, sia sul mercato organizzato che bilateralmente, dovuto principalmente all'aumento degli obiettivi di risparmio che i soggetti obbligati sono chiamati a soddisfare. Di seguito la tabella dei target annuali di efficienza energetica previsti fino al 2009 compreso.

1 Ottenuto dalla differenza tra 180 €/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del d.lgs. 387/03 registrato nell'anno 2008 e definito dall'AEEG.

2 La vendita dei CV relativi alla produzione di energia da fonti rinnovabili degli impianti incentivati attraverso il CIP 6, nelle disponibilità del GSE, sono stati collocati sul mercato attraverso 3 sessioni dedicate alle quali hanno potuto partecipare solo i soggetti obbligati che dovevano acquistare CV per ottemperare all'obbligo previsto.

Anno	Obblighi Distributori di Energia Elettrica (Mtep)	Obblighi Distributori di Gas (Mtep)
2005	0,1	0,1
2006	0,2	0,2
2007	0,4	0,4
2008	1,2	1,0
2009	1,8	1,4

Gli obblighi del 2008 (da adempiere entro il 31 maggio 2009) sono infatti più che raddoppiati rispetto all'anno precedente, e quelli del 2009 (da adempiere entro il 31 maggio 2010) sono cresciuti del 50% per l'energia elettrica e del 40% per il gas. Nel 2009, i titoli complessivamente movimentati sono stati 2.335.314, dei quali 1.362.064 bilateralmente e 973.250 scambiati nel corso delle 47 sessioni di Mercato organizzate dal GME.

Dei 973.250 TEE scambiati sul Mercato, 638.324 sono stati di Tipo I, 285.615 di Tipo II e 49.311 di Tipo III.

La tabella seguente riassume i dati principali relativi agli scambi avvenuti nel corso del 2009 sul mercato organizzato.

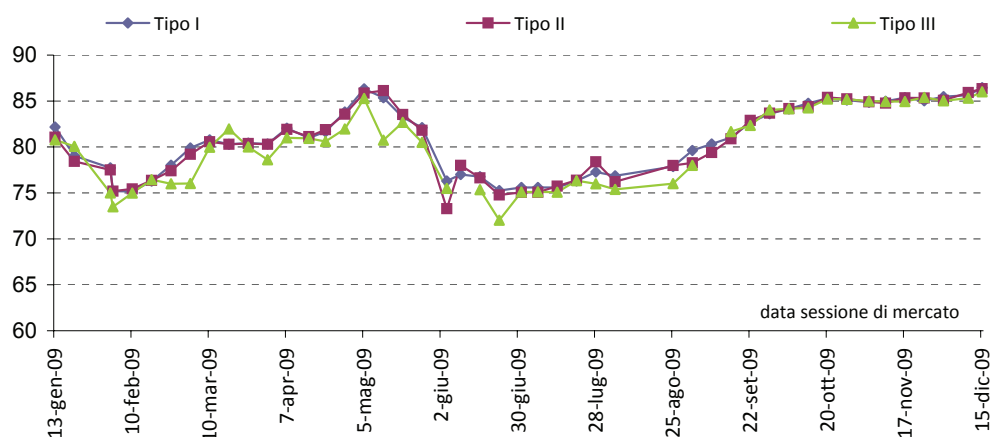
Statistiche del mercato dei TEE (anno 2009) Tab. 7.3

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volume TEE scambiati (n. TEE)	638.324	285.615	49.311
Controvalore (€)	52.031.875,19	23.032.307,20	3.936.553,06
Prezzo minimo (€/TEE)	74,00	72,60	72,00
Prezzo massimo (€/TEE)	87,90	96,00	97,50
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	81,51	80,64	79,83

I prezzi, durante l'anno 2009, hanno mantenuto un andamento piuttosto stabile muovendosi per quasi tutto il periodo all'interno del range 75-85 €.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di € 81,51, (il prezzo medio ponderato nell'anno precedente era stato pari a € 59,47). Per quanto riguarda i titoli di tipo II, il prezzo medio ponderato è stato pari a € 80,64 (il prezzo medio ponderato nell'anno 2008 si era attestato a € 76,71). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III è infine stato di € 79,83 (il prezzo medio ponderato nell'anno precedente era stato pari a € 57,63).

Prezzo dei TEE sul mercato organizzato (anno 2009) Fig. 7.1



Il numero di operatori iscritti al Registro TEE a fine 2009 era pari a 349, in aumento rispetto ai 268 di fine 2008, mentre gli operatori di mercato erano pari a 268, anche questi in aumento rispetto ai 193 di fine 2008.

I Titoli emessi dal GME, previa autorizzazione da parte dell'AEEG, dall'inizio dell'operatività del Registro a fine 2009, sono stati 5.231.946 di cui:

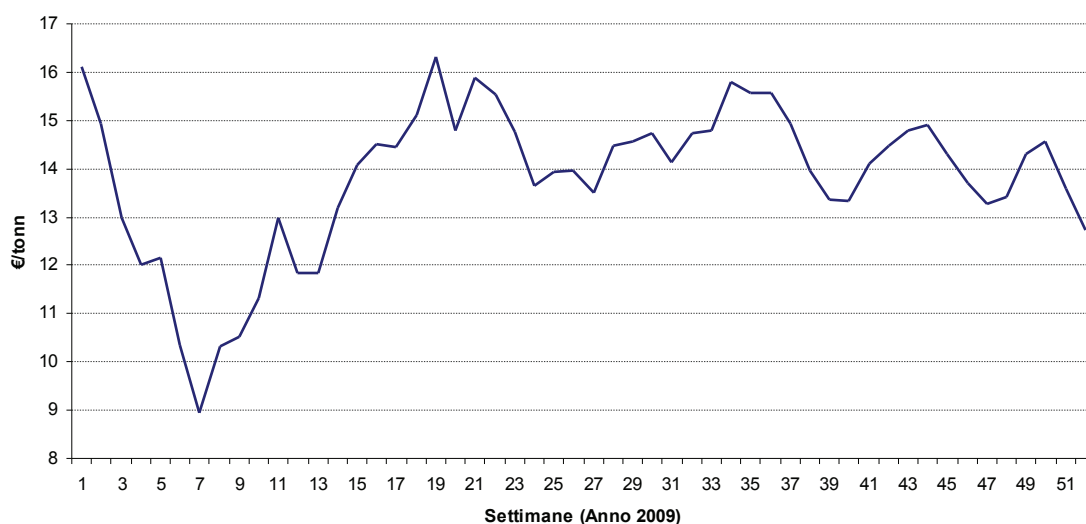
- 3.882.623 del Tipo I;
- 1.121.683 del Tipo II;
- 227.640 del Tipo III.

A fine 2009 l'AEEG ha fissato, tramite la deliberazione EEN 21/09 del 24/11/2009, il valore del rimborso tariffario che verrà riconosciuto ai soggetti obbligati (relativamente all'obbligo dell'anno 2009) e che sarà pari a 92,22 €/tep.

7.2.3 Il Mercato delle Unità di Emissione

Nell'anno 2009, il prezzo delle unità di emissione (EUA) relative al contratto con scadenza Dicembre 2010 ha registrato una media pari a € 13,78³, con un *range* di oscillazione che è stato compreso tra 8,45 e 16,53 €.

Fig. 7.2 Prezzi settimanali EUAs Dicembre 2010



Dopo il forte declino di febbraio, dovuto al palesarsi degli effetti della crisi economica che ha colpito l'intera economia mondiale, il prezzo delle EUA è risalito raggiungendo i massimi dell'anno già in maggio. Successivamente le quotazioni si sono mantenute nella fascia alta del *range* di oscillazione fino a tutto novembre. Il sostanziale fallimento del vertice di Copenhagen, dal quale ci si aspettava un accordo vincolante tra i Paesi partecipanti, ha nuovamente depresso i prezzi nella parte finale dell'anno. A compromettere il raggiungimento dell'accordo hanno contribuito la ritrosia delle maggiori economie mondiali a sottoscrivere un accordo vincolante e la mancata disponibilità a "finanziare" lo sforzo di riduzione delle emissioni dei paesi emergenti⁴. Seppur molti dei paesi industrializzati abbiano poi ufficializzato un impegno alla riduzione delle emissioni con obiettivi numerici fissati, occorrerà verificare l'effettiva volontà di perseguirli. Questo aspetto sarà importante nella valutazione delle prospettive di lungo periodo del mercato dei crediti di carbonio, in particolare per quanto riguarda i CERs, crediti ottenuti a fronte di riduzione delle emissioni attraverso progetti realizzati nei paesi in via di sviluppo (come previsto dal *Clean Development Mechanism*, meccanismo flessibile introdotto dal Protocollo di Kyoto).

Se infatti i maggiori paesi industrializzati intraprenderanno un cammino virtuoso di riduzione delle emissioni, il mercato mondiale dei crediti di carbonio potrà ulteriormente svilupparsi e fungere da volano per nuove iniziative di investimento.

³ Fonte: Pointcarbon (www.pointcarbon.com)

⁴ Si veda in proposito il box dedicato al vertice di Copenhagen nel capitolo 1.



LE ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ

- | | | |
|----|---------------------------|--------|
| 1. | I COMPITI ISTITUZIONALI | p. 159 |
| 2. | L'ATTIVITÀ INTERNAZIONALE | p. 162 |
| 3. | I RISULTATI ECONOMICI | p. 166 |

1. I COMPITI ISTITUZIONALI

Il Gestore dei Mercati Energetici (GME) è la società per azioni costituita il 27 giugno 2000 dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., ora Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., che ne è socio unico e che svolge l'attività di direzione e coordinamento.

Il GME assume istituzionalmente un ruolo di primaria importanza all'interno del processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano avviato nel 1999 e perseguito nel corso del decennio successivo, gestendo una serie di rilevanti e molteplici funzioni, tra le quali:

- la gestione economica e l'organizzazione del Mercato Elettrico (ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei Certificati Verdi (ex-articolo 6 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 11 novembre 1999, come abrogato e sostituito dall'articolo 12 del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008);
- l'organizzazione di una Piattaforma per la Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV) ai sensi all'articolo 12 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008;
- l'organizzazione di una sede di Mercato per la contrattazione dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e la predisposizione delle regole di funzionamento del mercato d'intesa con l'AEEG (articolo 10 dei D.D.M.M. 20 luglio 2004 e ss.mm.ii);
- la gestione del Registro dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) e la predisposizione del relativo Regolamento ai sensi della Delibera EEN n. 5/08 dell'AEEG di "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";
- l'organizzazione e gestione di una sede per la contrattazione delle Unità di Emissione (EM), di cui alla direttiva 2003/87/CE relative all'*emission trading* e successive modifiche e/o integrazioni, nonché la predisposizione delle relative regole di funzionamento;
- la gestione della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) ai sensi dell'articolo 17, dell'Allegato A della deliberazione n.111/06 dell'AEEG e successive modifiche ed integrazioni, ossia la piattaforma in cui vengono registrati i contratti bilaterali conclusi dagli operatori al di fuori del sistema delle offerte;
- la gestione della Piattaforma per la Consegna dei Derivati Energia (CDE), ai sensi dell'articolo 10, comma 6, del D.M. 29 aprile 2009, con la quale gli operatori del mercato elettrico che negoziano anche sulla piattaforma IDEX di Borsa Italiana S.p.A. possono dare esecuzione fisica ai contratti finanziari aventi sottostante elettrico relativamente ai quali abbiano richiesto l'esercizio dell'opzione di consegna fisica (*physical delivery*);
- la gestione della Piattaforma Dati Esterni (PDE), strumentale all'acquisizione delle comunicazioni per i dati di monitoraggio del mercato elettrico relativi agli adempimenti previsti dall'articolo 8, commi 4 e 6, della Deliberazione ARG/elt n. 115 del 5 agosto 2008 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, come successivamente modificata ed integrata.

Il GME organizza il Mercato Elettrico, ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, *secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando, altresì, la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza.*

Nel perseguire tali finalità, la borsa dell'energia elettrica si articola nel Mercato Elettrico a Pronti (MPE), nel Mercato Elettrico a Termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE) e nella Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (CDE).

Il MPE è ulteriormente suddiviso in:

- Mercato del Giorno Prima (MGP), avente per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto;
- Mercato Infra-giornaliero (MI), avente per oggetto la contrattazione, tramite offerte di acquisto e vendita, delle variazioni di quantità di energia rispetto a quelle negoziate sul MGP;

- Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), avente per oggetto l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, articolato nella fase di programmazione del mercato del servizio di dispacciamento (MSD ex-ante) e mercato del bilanciamento (MB).

Trattasi di mercati telematici, gestiti, via internet, attraverso piattaforme di negoziazione elettroniche che, oltre a determinare prezzi e quantità di energia scambiata, assicurano anche la definizione dei programmi di immissione e prelievo fisico dalla rete elettrica di trasmissione nazionale.

La struttura del mercato tiene conto delle caratteristiche della rete elettrica nazionale e, in particolare, dei vincoli di trasmissione esistenti, che determinano la topologia e la suddivisione in zone del Paese ai sensi di quanto indicato, per il triennio 2009-2011, con Delibera dell'AEEG ARG/elt n. 116 del 5 agosto 2008.

In tal senso, il mercato costituisce lo strumento più idoneo ad assicurare le condizioni necessarie per la promozione:

- dell'istituzione di un meccanismo di formazione dei prezzi che rispecchi in maniera ottimale le condizioni oggettive di domanda e offerta;
- dell'incremento della funzione segnaletica dei prezzi, grazie alla trasparenza e circolazione delle informazioni;
- della concorrenza tra operatori, consentendo alla domanda di essere soddisfatta alle migliori condizioni di mercato;
- della stabilizzazione del mercato, stimolando l'efficienza produttiva e favorendo l'ingresso di nuovi operatori;
- dell'efficienza, della trasparenza e della neutralità, nell'assegnazione dei diritti di transito e nello svolgimento del dispacciamento di merito economico;
- dell'incremento della flessibilità nella gestione delle forniture di energia;
- della sicurezza del sistema, attraverso la gestione efficiente del rischio di controparte.

La borsa elettrica italiana assume un ruolo cruciale nel settore delle negoziazioni di energia elettrica, consentendo, tra l'altro, l'individuazione, la rilevazione e il monitoraggio dei dati e delle informazioni utili a favorire eventuali interventi normativi, regolamentari e di vigilanza da parte delle autorità competenti al controllo dei flussi di scambio di energia. A tale proposito, il GME svolge una complessa attività di supporto all'azione di monitoraggio dell'AEEG, regolata ai sensi della delibera ARG/elt 115/08 e successive modifiche recante "Testo integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia", il c.d. TIMM (si veda il paragrafo 1.1).

Nel rispetto dei principi generali di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra gli operatori, il GME organizza e gestisce inoltre: il mercato e la piattaforma per gli scambi bilaterali dei Certificati Verdi, entrambi funzionali per l'assolvimento degli obiettivi nazionali in materia di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; il Mercato e il Registro dei Titoli di Efficienza Energetica, nell'ambito della regolazione nazionale per le politiche sul risparmio energetico; il mercato delle Unità di Emissione dei gas ad effetto serra all'interno del contesto europeo dell'*Emission Trading System* derivante dall'applicazione delle Direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE.

Anche nel corso del 2009, il GME ha confermato il proprio impegno volto a stimolare la concorrenza, sia riorganizzando il mercato a pronti, attraverso l'introduzione di un mercato infra-giornaliero dell'energia, sia ampliando i prodotti e la funzionalità complessiva del mercato a termine, attraverso l'integrazione dello stesso con la piattaforma IDEX relativa ai prodotti derivati finanziari aventi sottostante elettrico, sia aumentando l'offerta di maggiori strumenti di flessibilità con riferimento alla gestione delle garanzie richieste agli operatori per la partecipazione ai diversi mercati dell'energia. Nel 2010 è stato, inoltre, rimodulato il sistema di garanzie per le contrattazioni a termine, attraverso il contenimento del parametro " α ", che determina l'ammontare delle garanzie richieste a copertura della volatilità dei prezzi dei contratti negoziati su tale mercato.

Con riferimento alla gestione dei mercati ambientali, il GME ha continuato nel 2009 a svolgere un ruolo indispensabile e determinante tanto nell'ambito di una gestione efficiente dei vincoli nazionali di tutela ambientale, quanto per il rispetto degli obiettivi assunti in materia ambientale dall'Italia all'interno dell'Unione Europea.

A completamento della panoramica relativa ai compiti istituzionali affidati al GME si segnala altresì che in data 15 agosto 2009 è entrata in vigore la legge 23 luglio 2009, n. 99, pubblicata sulla G.U. n. 176 del 31 luglio 2009, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", con la quale, all'art. 30, viene affidata in via esclusiva al GME la gestione economica del mercato del gas naturale da effettuarsi secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza.

A seguito di una prima fase attuativa di tale disposizione primaria, il GME, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del decreto

del Ministro dello sviluppo economico 18 marzo 2010, ha assunto:

- la gestione della piattaforma P-GAS funzionale alla gestione delle offerte di vendita e di acquisto relative agli obblighi di cessione delle quote di Gas importato dai paesi extra-UE, di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge 2 aprile 2007, n.40.

1.1 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 del mercato elettrico. In particolare, il GME ha svolto attività finalizzate a consentire ai soggetti istituzionali di assolvere ai propri compiti di monitoraggio nel rispetto delle rispettive competenze. Degne di nota sono le attività svolte a supporto dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), del Ministero dello sviluppo economico (MSE), della Direzione Generale della Concorrenza dell'UE (DG COMP) e soprattutto dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG).

In particolare, il GME supporta le attività di monitoraggio dell'AEEG 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), aggiornata in corso d'anno mediante la delibera ARG/elt 60/09 ed ulteriormente integrata dalla recente delibera ARG/elt 50/10.

Ai sensi del TIMM il GME:

- realizza e gestisce un apposito *datawarehouse* (DWH) che integra i dati del mercato elettrico con quelli quotati 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);
- costruisce 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 dati riservati relativi ai contratti a termine sul prezzo dell'energia e alla capacità di generazione nella loro disponibilità (articolo 8);
- si dota di un'apposita "unità di monitoraggio" (articolo 3).

Tutto ciò consente di realizzare un monitoraggio integrato dei mercati dell'energia, attività questa sempre più necessaria in vista della crescente integrazione dei mercati europei, di quelli dell'elettricità e del gas, fisici e finanziari, spot e a termine.

Nel corso del 2009, il GME ha adempiuto alle previsioni del TIMM realizzando il suddetto DWH, rendendolo accessibile all'AEEG mediante un apposito portale di monitoraggio che consente di visualizzare report predefiniti e di sviluppare analisi ad hoc e predisponendo una reportistica periodica dedicata all'AEEG relativa ai diversi mercati gestiti dal GME.

Inoltre, nel corso del 2009 il GME ha anche realizzato un'apposita Piattaforma Dati Esterni (PDE) dedicata alla raccolta dei contratti a termine degli operatori e ne ha completato una fase di test con gli operatori, garantendone l'entrata in operatività dal 1/1/2010 come previsto.

Infine, ai sensi della delibera VIS 03/09 ha fornito all'AEEG assistenza nell'ambito dell'indagine sui picchi di prezzo in Sicilia registrati tra il novembre 2008 e il gennaio 2009, realizzando articolate analisi di *withholding* e di *what if* finalizzate rispettivamente a verificare la sussistenza di casi di trattenimento della capacità (fisico o economico) e/o di adozione di politiche di aumento unilaterale o coordinato dei prezzi offerti dagli operatori.

2. L'ATTIVITA' INTERNAZIONALE

“Il mercato interno dell'energia elettrica, la cui progressiva realizzazione in tutta la Comunità è in atto dal 1999, ha lo scopo di offrire a tutti i consumatori dell'Unione europea, privati o imprese, una reale libertà di scelta, creare nuove opportunità commerciali e intensificare gli scambi transfrontalieri, in modo da conseguire una maggiore efficienza, prezzi competitivi e più elevati livelli di servizio, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti ed allo sviluppo sostenibile”.

Così dispone il primo “considerando” della Dir. 72/2009/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, il primo dei 5 provvedimenti contenuti nel tanto dibattuto Terzo pacchetto energia.

Di fatto, l'integrazione dei mercati elettrici europei pone diverse questioni critiche, tra le quali si evidenzia la necessità non solo di fornire corretti segnali di prezzo per adeguare la capacità di interconnessione alle esigenze del sistema elettrico, ma anche di definire regole di negoziazione compatibili sui diversi mercati organizzati, al fine di gestire in modo efficiente la capacità di trasmissione esistente.

Le conclusioni del report finale dell'indagine sulla concorrenza del settore energetico, condotta dalla Commissione europea, sottolineano che la mancanza di integrazione tra i mercati elettrici dipende, principalmente, da una insufficiente infrastruttura di interconnessione tra i sistemi elettrici nazionali, da incentivi inadeguati a migliorare tali infrastrutture, da una inefficiente allocazione della capacità esistente e da modelli di mercato incompatibili.

In particolare, in relazione alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, la nuova normativa europea prevede l'obbligo per i Paesi membri di adottare meccanismi di gestione delle congestioni non discriminatori e fondati su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti agli operatori. Lo scopo di tali meccanismi dovrebbe essere quello di facilitare scambi transfrontalieri efficaci e, a tal fine, le capacità dovrebbero essere assegnate solo tramite aste esplicite (capacità) o implicite (capacità e energia), possibilmente coesistenti. Inoltre, il regolamento stabilisce che nelle regioni in cui i mercati finanziari dell'energia elettrica a lungo termine sono fortemente sviluppati e hanno dimostrato di essere efficaci, l'intera capacità di interconnessione possa essere assegnata mediante asta implicita.

Sulla maggior parte dei confini europei, la capacità di transito è assegnata nella forma di diritti di transito fisici mediante aste esplicite annuali, mensili e giornaliere e tali aste sono disciplinate da regolamenti adottati congiuntamente dai gestori di rete confinanti e gestite da quello esportatore.

Sebbene l'attuale meccanismo di soluzione delle congestioni transfrontaliere sia più funzionale dei precedenti, esso mantiene comunque un margine di inefficienza, legato al mancato coordinamento tra l'assegnazione/valorizzazione della capacità di transito e la determinazione del prezzo dell'elettricità ai due lati della frontiera.

Tale coordinamento si potrebbe ottenere attraverso l'introduzione di aste implicite giornaliere, in sostituzione di quelle esplicite.

Le aste implicite allocano simultaneamente l'elettricità e la capacità di transito e implicano uno *shift* della responsabilità dell'allocazione delle capacità di interconnessione dai gestori di rete a quelli di mercato, i quali, attraverso il *matching* coordinato di offerte riferite a diverse aree (o zone di mercato), definiscono il transito (e quindi l'allocazione e l'utilizzo della capacità di interconnessione) tra tali aree. Le aste implicite garantiscono, dunque, un uso sempre efficiente della capacità di interconnessione, poiché definiscono un transito che va sempre dalla zona di mercato a prezzo più basso alla zona di mercato a prezzo più alto.

Le aste implicite possono essere organizzate in due modi: *market coupling* e *market splitting* (adottato per esempio sul mercato italiano). Nel *market coupling*, più borse, operando nelle proprie zone di competenza, coordinano il funzionamento dei rispettivi mercati (cioè effettuano il *matching* coordinato) per realizzare, attraverso un sistema di *coupling*, l'allocazione della capacità transfrontaliera tra tali zone che rifletta i prezzi di mercato delle stesse; nel *market splitting*, invece, tale coordinamento è assicurato dal fatto che un unico gestore di mercato opera su diverse zone interconnesse e, attraverso il *matching* coordinato delle offerte riferite alle diverse zone, definisce il transito e gestisce le relative capacità di interconnessione.

In particolare, il *market coupling* è un meccanismo per integrare i mercati elettrici di due o più nazioni (o aree), che

definisce il transito di energia elettrica in funzione dei prezzi che si determinano sui mercati stessi, con l'obiettivo di massimizzare il *surplus* economico complessivo dei partecipanti al mercato e incrementare il benessere sociale.

Tale meccanismo si svolge tipicamente attraverso il coordinamento del funzionamento dei rispettivi mercati del giorno prima e pertanto necessita di un certo livello di armonizzazione tra i disegni dei mercati dei Paesi coinvolti.

Attraverso il *market coupling* (e più generalmente le aste implicite), l'uso della capacità di interconnessione è sempre efficiente: infatti, qualora la capacità non venga completamente utilizzata (assenza di congestioni), tutti i mercati che partecipano al *market coupling* (o alle aste implicite) hanno lo stesso prezzo di equilibrio e non si genera alcuna rendita da congestione¹. Al contrario, qualora la capacità venisse completamente utilizzata (presenza di congestione), si determinerebbe una differenziazione dei prezzi dei diversi mercati, nel senso che il prezzo del mercato che importa risulterebbe maggiore del prezzo del mercato che esporta. In quest'ultimo caso, verrebbe generata quindi una rendita da congestione pari al prodotto tra la quantità di energia che transita sulla frontiera e la differenza tra i prezzi dell'energia dei paesi a valle (caratterizzati da prezzo più alto) e a monte del transito congestionato (caratterizzati da prezzo più basso).

Per questo motivo, l'adozione delle aste implicite e, in particolare, del *market coupling*, è diventato uno degli obiettivi principali nell'agenda della Commissione europea. Infatti, il *market coupling*, nella forma di *price coupling*, è stato indicato come *target model* per la gestione dell'allocazione della capacità di interconnessione tra i diversi Paesi europei dal *Florence Forum*, con l'obiettivo di renderlo operativo su tutte le frontiere europee entro il 2015.

Nel 2009, in quest'ottica, il GME ha ulteriormente intensificato le proprie attività internazionali rispetto all'anno precedente, allargando il proprio orizzonte sia sul piano "concettuale" che su quello operativo. A livello "concettuale", il GME continua a partecipare attivamente agli impegni di EuroPEX, l'associazione delle borse elettriche europee, coinvolta, quale uno dei principali *stakeholders* del settore energetico, nei lavori del *Ad Hoc Advisory Group* (AHAG). Sul piano operativo due diversi progetti sono stati avviati: il *market coupling* con la Slovenia e il *Price Coupling of Regions* (PCR). Il GME partecipa, infine, ai gruppi di lavoro istituiti nell'ambito delle Iniziative Regionali dell'EREGE (ERIs), con il compito di sviluppare progetti di integrazione compatibili con il funzionamento dei mercati nazionali.

2.1 EuroPEX

Il GME è tra i soci fondatori di EuroPEX, tra i cui obiettivi principali si annovera sicuramente la promozione del ruolo delle borse elettriche nel processo di integrazione dei mercati, individuate quali strumenti strategici attraverso cui aumentare la concorrenza e incrementare la trasparenza del meccanismo di formazione dei prezzi. In tal senso, nell'ottobre 2009, EuroPEX ha pubblicato una lista di messaggi chiave per la definizione delle proprie politiche², al fine di promuovere, anche in ambiti "istituzionali" quali il *Florence Forum*, la propria proposta per l'attuazione del *target model* definito dal *Project Coordination Group* (PCG) con riferimento al mercato del giorno prima. La soluzione si basa sul principio di *price coupling* multi-regionale decentralizzato, ovvero nel coordinamento delle regioni europee che già hanno adottato o stanno avviando progetti di integrazione. EuroPEX, proprio al Forum di Firenze di dicembre 2009, ha posto l'accento sul ruolo e sui compiti delle borse elettriche, evidenziando come queste, attraverso la gestione delle offerte secondo criteri di merito economico, facciano in modo che la determinazione del prezzo finale in ciascun momento e in un'area definita rappresenti fedelmente l'evoluzione dei fondamentali; di ciò sono responsabili, sia nei confronti dei partecipanti al mercato che dei regolatori e delle autorità di supervisione. Il compito principale delle borse elettriche, d'interesse pubblico poiché a tutela del consumatore finale, è dunque quello di consentire la formazione di prezzi affidabili in modo trasparente e neutrale.

Secondo EuroPEX, inoltre, un'efficiente allocazione della capacità, attraverso l'adozione del *market coupling* nel mercato del giorno prima, faciliterà, quando possibile, la convergenza dei prezzi a livello europeo e comunque fornirà chiari segnali di prezzo che riflettono sia il prezzo dell'energia che la capacità disponibile in una determinata area.

¹ La rendita da congestione è data dal prodotto tra il differenziale di prezzo tra due aree e il relativo transito. Pertanto, nel caso in cui il differenziale di prezzo tra le due aree sia pari a zero non esiste rendita da congestione.

² Il documento è disponibile sul sito web di EuroPEX al seguente indirizzo: http://www.europex.org/datoteka_download.asp?id=85&tip=pdf

La proposta delle borse elettriche si mostra perfettamente compatibile con quanto stabilito dal PCG in linea teorica e con quanto sarà attuato dall'AHAG sul piano operativo.

L'AHAG, istituito quale gruppo di consulenza ad hoc composto da rappresentanti delle istituzioni europee e dei principali *stakeholders*³, proseguirà il lavoro intrapreso dal PCG e aiuterà l'ERGEG nello sviluppo degli input alle linee guida (*Framework guidelines*) sul calcolo della capacità e la gestione delle congestioni. Inoltre, l'AHAG monitorerà e coordinerà lo sviluppo dei progetti che saranno lanciati per portare avanti le proposte del PCG sul *target model*. Come stabilito nelle conclusioni del Forum, tali progetti copriranno le seguenti aree:

- 1) calcolo della capacità;
- 2) scambi *intraday*;
- 3) struttura di *governance* per il *coupling* dei mercati del giorno prima.

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 alla struttura e al 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 delle questioni riguardanti la struttura e lo sviluppo dei mercati in cui vengono negoziati certificati verdi, titoli di efficienza energetica e unità di emissione. Nel 2009 sono state analizzate anche le proposte di regolamentazione dell'Unione europea in materia di politiche ambientali e le misure adottate nei Paesi che non hanno scelto meccanismi di mercato per incentivare le fonti rinnovabili;
- 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.

2.2 Market Coupling con la Slovenia

Nell'ambito del processo d'integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'Unione europea, il GME attualmente è impegnato nel progetto di implementazione del *market coupling* con la Slovenia.

Il progetto ha preso avvio nel secondo trimestre del 2008 con la sottoscrizione da parte del GME, *Borzen* e *BSP Southpool* di un *Memorandum of Understanding* (MoU) volto a implementare il *market coupling* sul confine italo-sloveno. Questa cooperazione è stata supportata da una Dichiarazione congiunta sottoscritta dai Ministeri degli esteri di Italia e Slovenia in data 8 settembre 2008, nonché dalla legge 02/2009 che individua nella "*integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica*" uno degli obiettivi che devono essere perseguiti nello sviluppo del mercato elettrico italiano.

Nel corso del 2009 è stato avviato un gruppo di lavoro che coinvolge i rappresentanti dei Ministeri, dei Regolatori, dei gestori di rete e di mercato di Italia e Slovenia.

Il *market coupling* con la Slovenia dovrebbe essere avviato, a livello operativo, tra la fine del 2010 e l'inizio del 2011.

2.3 Price Coupling of Regions (PCR)

Nell'ottobre 2009, il GME ha avviato le procedure di adesione, finalizzando la piena partecipazione nel marzo 2010, al progetto PCR, un accordo di collaborazione, intrapreso inizialmente da tre borse elettriche europee (EPEX, OMEL, Nord Pool Spot), volto ad individuare la possibilità di sviluppare un algoritmo che consenta una piena integrazione tra i diversi mercati europei, tenendo conto delle caratteristiche delle regole di funzionamento di ciascun mercato nazionale. Lo

³ Commissione europea, ERGEG (regolatori), ENTSO-E (gestori di rete), EuroPEX, Eurelectric (produttori) ed EFET (*traders*).

studio è nato per proporre una soluzione concreta e realistica in linea con i requisiti previsti dal *target model* definito dal PCG per il mercato unico europeo.

Il PCR è stato concepito come strumento flessibile, decentralizzato, compatibile con l'assetto regolatorio e i ruoli delle borse nazionali, oltre ad essere realizzabile in tempi ragionevoli (si stimano 2 anni per la completa implementazione). Le caratteristiche principali sono le seguenti:

- minimizzazione dei requisiti di armonizzazione e degli investimenti in infrastrutture tecnologiche, preservando il più possibile gli assetti organizzativi e regolatori nazionali (rapporti tra gestori di rete e borse elettriche gestiti attraverso contratti di servizio o regolamentati);
- utilizzo di un singolo algoritmo, di proprietà di tutte le borse elettriche e reso pubblico, che fornisca un efficiente *price coupling*;
- configurazione in maniera identica della topologia della rete e delle zone di mercato nel sistema di *matching*, per far sì che i prezzi e le posizioni nette in tutte le zone di mercato incluse nel PCR siano calcolati in parallelo;
- interconnessione delle borse elettriche in modo che tutti i dati input e output siano condivisi in forma anonima e aggregata per ogni zona di mercato;
- sistema di controllo basato sul principio "*master/slave*", affinché i risultati calcolati in ciascun sistema di *matching* siano identici a quelli pubblicati da ogni borsa elettrica sul proprio mercato spot;
- flessibilità tale da permettere la possibilità di soluzioni di *decoupling* qualora in una singola regione emergano dei problemi;
- rispetto degli assetti regolatori nazionali affidato alla responsabilità delle singole borse elettriche;
- facilità di estensione del sistema a nuovi partecipanti, su basi paritarie, nel rispetto dei principi di *governance* e delle procedure operative esistenti (tutte le borse elettriche hanno gli stessi diritti e obblighi, mentre le decisioni vengono prese nel rispetto di procedure semplici ed efficienti).

3. I RISULTATI ECONOMICI

Il 2009, per effetto della congiuntura economica in atto, è stato caratterizzato dalla contrazione dei volumi di energia scambiati sulla Borsa Elettrica e da una sensibile riduzione del prezzo dell'energia, connesso anche alla diminuzione dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali. Tali dinamiche hanno determinato una riduzione delle partite "passanti"¹ di circa il 26% da 24,1 miliardi nel 2008 a 17,9 miliardi nel 2009.

Malgrado ciò il Margine Operativo Lordo, pari a 16,4 milioni di euro, presenta una flessione contenuta rispetto al precedente esercizio (-1,6%). Tale effetto è legato principalmente all'andamento dei ricavi a margine², pari nel 2009 a 31,9 milioni di euro, sostanzialmente in linea con quelli del precedente esercizio (pari a 31,8 milioni di euro) e alla dinamica dei costi di esercizio. La riduzione dei corrispettivi per i servizi resi sulla Borsa Elettrica e per le attività relative al dispacciamento e alla gestione della Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE) è stata sostanzialmente compensata dall'incremento dei corrispettivi per le transazioni bilaterali registrate sulla PCE e per le negoziazioni sui Mercati per l'Ambiente.

Il Risultato Operativo (RO) si attesta a 15,0 milioni di euro, in crescita rispetto al precedente esercizio di 0,5 milioni di euro (+3,6%), principalmente a seguito dell'avvenuto completamento nel corso del 2008 del processo di ammortamento di investimenti effettuati in anni precedenti, nonché della mancata movimentazione, nel corso dell'esercizio, della voce accantonamenti per rischi.

L'utile netto dell'esercizio, pari a 11,8 milioni di euro, si incrementa di circa 0,6 milioni di euro (+5,2%) rispetto al 2008. A tale incremento hanno contribuito sia la riduzione del saldo della gestione finanziaria, pari a 2,5 milioni di euro, legata ai minori tassi di remunerazione applicati alla liquidità aziendale, sia l'incremento dei proventi straordinari pari a oltre un milione di euro. Tale ultima voce è connessa alla risposta favorevole da parte dell'Agenzia delle Entrate sull'istanza di non applicabilità al GME della maggiorazione sull'aliquota IRES prevista dall'articolo 81, comma 16 del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito in Legge n. 133 in data 6 agosto 2008. A tali dinamiche va aggiunto il minor carico tributario generatosi nell'esercizio (-1,5 milioni di euro) attribuibile sia alla minor aliquota IRES, passata dal 33% del 2008 al 27,5% del 2009, sia alla non imponibilità della sopravvenienza attiva citata in precedenza.

Con riferimento alle partite patrimoniali, il totale attivo al 31 dicembre 2009, pari a 83,3 milioni di euro, si incrementa di 19,9 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Il Patrimonio Netto al 31 dicembre 2009 è pari a 33,2 milioni di euro in crescita di 1,8% rispetto al saldo dell'esercizio 2008 (pari a 32,6 milioni di euro).

Tab 3.1

Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2008 - 2009)

Dati in milioni €	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2008	31,765	16,663	14,517	11,221	63,441	32,618
2009	31,879	16,403	15,035	11,802	83,322	33,199

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti da vendita energia sul Mercato Elettrico verso operatori e verso Controllante, dei corrispettivi per assegnazione CCT nonché di quelli derivanti dalla segmentazione del mercato. Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori.

Tab 3.2

Principali indicatori del GME (anni 2008-2009)

Dati in milioni €	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % RO/Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2008	52,5	45,7	22,9	34,4
2009	51,5	47,2	18,0	35,5

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.

¹ Per partite passanti si vogliono indicare gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza in elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.
² Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

I costi a margine relativi all'esercizio 2009 pari a 16,8 milioni di euro, risultano in lieve flessione di 0,4 milioni di euro (-2,5%) rispetto all'esercizio precedente (17,2 milioni di euro) determinata dal contenimento dei costi per servizi, dai ridotti costi per ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti per rischi e dall'incremento del costo del lavoro principalmente legato all'accantonamento nel corso dell'esercizio di componenti straordinarie.

Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2008-2009)

Tab 3.3

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
2008	6,213	0,873	7,690	2,147	0,327
2009	5,999	0,871	8,317	1,367	0,290
Peso su ricavi					
Dati in %	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi
2008	19,6	2,7	24,2	6,8	1,0
2009	18,8	2,7	26,1	4,3	0,9

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media nell'anno del personale dipendente suddivisa per categoria contrattuale, nonché quella puntuale al 31 dicembre 2009, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente. Per maggior dettaglio si riporta altresì la consistenza media ed effettiva del personale distaccato.

Composizione del personale

Tab 3.4

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2009	al 31.12.2009	media 2008	al 31.12.2008
Dirigenti	10,54	10	11,17	11
Quadri	27,29	28	25,96	27
Impiegati	53,59	53	50,46	51
Totale	91,42	91	87,59	89
di cui distaccati	4,17	5	2,67	3
Totale al netto dei distaccati	87,25	86	84,92	86,00

Al 31 dicembre 2009 la consistenza del personale si è attestata a 91 unità, di cui 5 distaccate, con un incremento netto di 2 risorse (6 assunzioni e 4 cessazioni).

La consistenza media di fine periodo è risultata pari a 91,42, che diventa pari a 87,25 al netto dell'effetto dei distaccati.



CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Nel 2009 sono state introdotte importanti novità nel funzionamento e nella struttura del mercato elettrico, nel segno della continuità con il processo di graduale evoluzione del disegno del mercato volto ad assecondare l'avanzamento del processo di liberalizzazione del settore e il suo grado di concorrenzialità. Uno stimolo importante in tal senso è venuto dalla legge n. 2/2009, che ha inteso adeguare il quadro regolatorio disciplinante il funzionamento del mercato elettrico alle mutate condizioni economiche e di mercato, con la finalità di ridurre, nei limiti posti dalle caratteristiche strutturali del comparto energetico nazionale, l'incidenza dei costi relativi e degli oneri connessi all'approvvigionamento di energia elettrica.

In questo contesto il GME, unitamente agli altri soggetti istituzionali coinvolti, è stato chiamato a svolgere un ruolo attivo nel processo di riforma della disciplina del mercato elettrico, delineato dall'appena citata legge n. 2/2009 e definito dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009.

Più precisamente, a partire dal mese di novembre 2009 il Mercato di Aggiustamento (MA) è stato sostituito dal Mercato Infragiornaliero (MI), articolato in due sessioni. Il nuovo mercato, che utilizza le stesse regole di funzionamento di MA, intende consentire agli operatori di aggiustare in maniera più efficiente i programmi di immissione/prelievo definiti su MGP. Da notare, inoltre, come su questi mercati a partire dal 2009 sia stato consentito l'accesso anche ai consumatori. Si tratta di un cambiamento che, reso possibile dalla sostanziale eliminazione della possibilità da parte di Terna di presentare offerte integrative su MGP, rappresenta l'ultimo passaggio di un percorso di progressivo ampliamento della partecipazione della domanda al mercato e di una sua maggiore responsabilizzazione circa la gestione dei propri consumi. Per quanto riguarda il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), sono state poste le basi per una sua profonda revisione, entrata in vigore con l'inizio del 2010. Il nuovo MSD è articolato in una sessione di MSD ex-ante, che si svolge nel giorno antecedente il giorno di flusso, ed in cinque sessioni di Mercato di Bilanciamento (MB), gran parte delle quali, a differenza di quanto avveniva in precedenza, si svolgono nel giorno di flusso. Sono state inoltre previste nuove tipologie di offerta, che vengono peraltro presentate in maniera differenziata sulla base del servizio offerto (es. spegnimento, riserva secondaria, ecc.). In tal modo si è cercato di incrementare la flessibilità e l'efficienza del mercato con l'obiettivo di contenere gli oneri di sistema che vengono riversati sui consumatori.

Finalità analoghe, ossia consentire agli operatori di gestire meglio e con costi di transazione ridotti il rischio di prezzo e di credito insito nei propri portafogli energia, hanno ispirato l'evoluzione della struttura del Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), che è stata allineata a quella delle principali borse elettriche europee. In primo luogo sono stati eliminati i contratti giornalieri e settimanali e ampliato l'orizzonte temporale coperto dai contratti offerti; oggi sono quotati contemporaneamente tre contratti mensili, quattro trimestrali e uno annuale (sempre con profilo *baseload* e *peakload*). In secondo luogo, con riferimento alle modalità di consegna, è stato introdotto il meccanismo del *cascading* e adottato un sistema di garanzia basato su margini, mentre in precedenza era richiesta la copertura totale del controvalore delle posizioni nette in acquisto assunte dagli operatori.

Parallelamente si è proceduto a introdurre delle forme di integrazione con il mercato finanziario dei derivati elettrici IDEX (gestito da Borsa Italiana), dando agli operatori la facoltà di liquidare per consegna su MTE i contratti *futures* in scadenza. In tal modo si è rafforzato il collegamento tra il mercato a termine fisico e quello finanziario che, oltre a evitare duplicazioni nelle garanzie a carico degli operatori elettrici, consente al sistema di beneficiare dell'accresciuta liquidità portata dagli intermediari finanziari, volta a facilitare le strategie di copertura degli operatori commerciali, prevenendo al contempo il rischio derivante da eventuali eccessi speculativi che potrebbero incidere negativamente sulla stabilità e sul buon funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

È da segnalare, inoltre, che sul Mercato del Giorno Prima (MGP) Terna ha rivisto la struttura zonale provvedendo - in applicazione del regolamento 1228/2003 dell'Ergeg, che prevede modalità di assegnazione congiunta della capacità di interconnessione tra gestori esteri - ad eliminare alcune zone virtuali estere. Parallelamente è stata ridisegnata la zona Sud, trasferendo alla zona Centro Sud diversi punti di immissione e prelievo, collegando direttamente il polo di produzione limitata di Brindisi al Sud invece che al polo di Rossano, abolendo la zona Calabria, che è stata inglobata nella zona Sud, e collegando la zona Sicilia alla zona Sud attraverso il polo di produzione limitata di Rossano. L'insieme di queste modifiche ha comportato un impatto sensibile sulle dinamiche di mercato, nella misura in cui la nuova zona Sud mostra oggi un maggior eccesso di offerta a basso costo rispetto alla domanda, con l'effetto di renderla quella con i prezzi mediamente inferiori.

L'esplosione della crisi economica, ritenuta da molti analisti la peggiore dal 1929, ha sicuramente contribuito ad accelerare il percorso di riforma del disegno di mercato, rendendo più pressanti le esigenze di contenimento dei costi di approvvigionamento energetico, ivi inclusi quelli relativi all'elettricità. Sull'andamento dei prezzi dell'energia elettrica ha avuto un peso rilevante la riduzione dei consumi che, su base annua, è stata pari al 6,7% (un dato che non si registrava da oltre 60 anni), riportando il fabbisogno sui livelli del 2003, e dal crollo (-33%) delle quotazioni del Brent, che dopo lo scoppio della bolla petrolifera, avvenuto nel luglio 2008, sono tornate a valori che non si registravano dal 2005. A tali fattori se ne sono aggiunti altri di tipo strutturale, quali gli investimenti in nuova capacità produttiva che, proseguendo una tendenza in corso da qualche anno, anche grazie al ruolo giocato dal mercato elettrico e ai segnali di prezzo da esso generati, hanno portato nel 2009 all'installazione di circa 2.000 MW. Di conseguenza il PUN si è riportato sotto i 64 €/MWh, un valore simile a quello registrato nel 2005, il primo anno di funzionamento a pieno regime della borsa elettrica, e inferiore del 27% a quello osservato nel 2008.

Questi dati rendono ancor più evidenti gli effetti benefici indotti dal processo di liberalizzazione del settore elettrico sul grado di concorrenzialità dell'offerta, fenomeno confermato anche da altri indicatori, primo tra tutti il margine sui costi variabili dei produttori, misurato dallo *spark spread*, che scende per il secondo anno consecutivo, attestandosi in media a 15 €/MWh; a ciò si aggiunge il minimo storico raggiunto sia dalla quantità complessivamente scambiata in condizioni non concorrenziali (17%) sia dalla quota di volumi su cui il prezzo è stato fissato da uno stesso operatore (27%), segno che le possibilità da parte di uno o pochi produttori di esercitare potere di mercato sono sempre più limitate.

A livello zonale le isole continuano a manifestare prezzi più elevati rispetto a quelli del continente a causa della loro limitata interconnessione con lo stesso, che impone di equilibrare domanda e offerta su base locale, e della limitata dimensione del mercato interno, che ostacola lo sviluppo dell'offerta mantenendone elevato il livello di concentrazione. In un contesto particolarmente difficile il mercato elettrico è stato comunque in grado di attrarre nuovi operatori; tra la fine del 2008 e la fine del 2009 gli iscritti sono passati da 151 a 161 e anche a livello di operatori attivi (che hanno presentato almeno un'offerta) si sono verificati incrementi in quasi tutti i segmenti di mercato, segno evidente che la borsa elettrica costituisce ormai un punto di riferimento essenziale per l'intero comparto.

I volumi complessivamente scambiati sulla borsa elettrica hanno mostrato una sostanziale tenuta, facendo anzi registrare una lieve crescita (+ 0,5%) grazie alle contrattazioni a termine sulla PCE, che hanno raggiunto i 173 TWh (+ 14%). Ciò ha compensato la riduzione del 6,6% verificatasi sui mercati spot. MGP rimane il mercato più liquido con i suoi 213 TWh, che sebbene risultino di 10 TWh inferiori agli scambi eseguiti nel 2008, continuano a rappresentare una quota rilevante (circa il 68%) sulla domanda totale.

La borsa elettrica italiana si conferma così la seconda per dimensioni in Europa, preceduta solo da Nord Pool (286 TWh) e seguita da Omel (201 TWh), EEX (136 TWh) e Powernext (53 TWh). In termini di prezzi, invece, quelli italiani continuano a essere i più alti in virtù di un parco di generazione sbilanciato sugli impianti a gas e in cui risulta ancora marginale il ruolo del carbone e delle fonti rinnovabili. Rispetto al passato si evidenzia comunque una minore rigidità delle quotazioni nazionali e un progressivo allineamento con le tendenze prevalenti a livello internazionale, segno di una integrazione sempre maggiore con gli altri mercati europei.

In tale direzione spingono ormai da anni anche gli indirizzi di politica energetica dell'Unione europea che ritengono altamente prioritaria la realizzazione di un mercato interno dell'energia elettrica. Si tratta di un obiettivo ambizioso e di non facile realizzazione in quanto l'integrazione dei mercati elettrici europei pone diverse questioni critiche, tra le quali si evidenzia la necessità non solo di fornire corretti segnali di prezzo per adeguare la capacità di interconnessione alle esigenze del sistema elettrico, ma anche di definire regole di negoziazione compatibili sui diversi mercati organizzati, al fine di gestire in modo efficiente la capacità di trasmissione esistente. L'adozione del terzo pacchetto energia, avvenuta nell'estate del 2009, ha dato nuovo impulso al processo di integrazione attraverso una serie di misure tra cui si ricordano una più precisa definizione dei criteri mediante i quali garantire la separazione (*unbundling*) delle attività di trasmissione/trasporto da quelle relative alla produzione e alla vendita, la creazione di un'agenzia di regolazione europea (ACER), il rafforzamento e armonizzazione dei poteri delle autorità di regolazione nazionali, il coordinamento dei gestori di rete per assicurare un ordinato sviluppo della stessa e ottimizzare gli investimenti sulla base delle effettive esigenze del settore. L'impatto potenziale di tali provvedimenti sulla struttura dei mercati, e più in generale sugli assetti del settore a livello nazionale, è di tutta evidenza e dipenderà dal modo in cui verranno attuati in concreto. In ambito europeo sono

stati costituiti diversi gruppi di lavoro nei quali si discutono, tra l'altro, le modalità con cui garantire il coordinamento interregionale nella gestione delle congestioni, pianificare lo sviluppo della rete, regolamentare il *trading* di energia, sviluppare le *smart grids* (reti intelligenti). Il GME segue con estrema attenzione lo sviluppo del dibattito in corso a livello europeo su questi temi altamente strategici. In quest'ottica, nel corso del 2009, sono state ulteriormente intensificate le attività internazionali della società partecipando direttamente, attraverso EuroPEX, ai principali gruppi di lavoro istituiti nell'ambito del Forum di Firenze per individuare e implementare un modello di integrazione dei mercati efficiente e realistico, nonché a quelli creati nell'ambito delle iniziative regionali promosse dai regolatori europei. Parallelamente, sul piano operativo, sono stati avviati due importanti progetti. Il primo prevede l'implementazione del *market coupling* con la Slovenia. Il secondo è il cosiddetto *Price Coupling of Regions* (PCR) cui il GME partecipa insieme alle altre cinque principali borse europee (EPEX, OMEL, Nord Pool Spot, APX/ENDEX e Belpex). Il PCR, al momento ancora in fase di studio, è volto a individuare la possibilità di sviluppare un algoritmo che consenta una piena integrazione tra i diversi mercati europei, tenendo conto delle caratteristiche e delle regole di funzionamento di ciascun mercato nazionale. Il PCR è stato concepito come strumento flessibile, decentralizzato, compatibile con l'assetto regolatorio e i ruoli delle borse nazionali, oltre ad essere realizzabile in tempi ragionevoli. Il suo obiettivo è quello di proporre una soluzione concreta e realistica in linea con i requisiti previsti dal *target model* individuato dalle istituzioni e dalle principali associazioni di settore per il mercato unico europeo.

Nel corso del 2009 il GME ha anche assunto la presidenza del gruppo di lavoro sui mercati ambientali costituito nell'ambito di EuroPEX. Ciò costituisce un riconoscimento all'attenzione che l'azienda presta alle tematiche relative alla promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, nonché alla riduzione delle emissioni inquinanti. La minimizzazione dei costi delle politiche di incentivazione degli investimenti necessari a rispettare gli impegni assunti dal Paese in ambito comunitario per la protezione dell'ambiente risulta altamente strategico per assicurare uno sviluppo sostenibile e preservare la competitività del sistema produttivo nazionale. I mercati ambientali gestiti dal GME contribuiscono sicuramente a una corretta valorizzazione di tali investimenti e sono oggetto di una continua attività di monitoraggio volta a renderli sempre più efficienti e rispondenti alle esigenze degli operatori, il cui apprezzamento sembra trovare conferma nel fatto che i volumi scambiati sono in costante aumento.

Un ulteriore riconoscimento all'impegno e al ruolo che il GME svolge è venuto dall'affidamento, in virtù delle previsioni della legge n. 99/09, della creazione e gestione di una borsa del gas, strumento ritenuto fondamentale per promuovere la concorrenza anche in questo comparto. Come di consueto il GME, nell'assumere questa nuova attività, sta seguendo un approccio graduale e condiviso sia con le istituzioni che con gli operatori. Tale esigenza è particolarmente avvertita nel settore del gas, che sta attraversando una fase di profonda trasformazione, al fine di consentire anche agli operatori meno sofisticati di adattarsi alla nuova struttura del settore e di procedere in maniera per quanto possibile coordinata con la riforma di altri punti strategici della filiera, in particolare il bilanciamento, nonché la gestione delle risorse di stoccaggio. In una prima fase, partita nel mese di maggio del 2010, è stata predisposta una piattaforma di negoziazione che, pur essendo aperta a tutti, ha come finalità principale quella di consentire agli operatori l'adempimento dell'obbligo di offerta sul mercato regolamentato di una quota delle importazioni di gas prodotto in paesi non europei, previsto dalla legge 40/2007. In una seconda fase verranno offerte, secondo quanto previsto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 18 marzo 2010, anche le aliquote di prodotto dovute allo Stato per le concessioni di coltivazione dei giacimenti nazionali. Il citato Decreto Ministeriale prevede che entro il 1° ottobre 2010 il GME assuma le funzioni di controparte centrale nella Piattaforma.

Lo sviluppo del mercato del gas avrà sicuramente degli effetti benefici anche sul settore elettrico, visto che tale fonte ha un peso rilevante nel mix produttivo italiano. Infatti nell'attuale congiuntura internazionale di bassi consumi che generano un eccesso di offerta, qualsiasi strumento che sia in grado di sganciare il prezzo del gas da quello del petrolio, cui sono indicizzati i contratti di fornitura di lungo termine, non può che contribuire a un contenimento delle quotazioni. L'ampliamento dei mercati gestiti, con l'affidamento del mercato del gas, ha portato il GME a modificare, da novembre 2009, la propria ragione sociale in "Gestore dei Mercati Energetici". Tale scelta è indicativa anche dell'impegno e della forte volontà dell'azienda di valorizzare al massimo il *know how* acquisito e le professionalità sviluppate, mettendole al servizio del Paese, e di contribuire, attraverso un costante confronto con tutti i soggetti interessati, al continuo miglioramento dell'efficienza del mercato e quindi dell'intero settore energetico.



APPENDICE STATISTICA

INTRODUZIONE	p. 177
MGP - MERCATO DEL GIORNO PRIMA	p. 178
MA/MI - MERCATO DI AGGIUSTAMENTO E INFRAGIORNALIERO	p. 254
MSD - MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO	p. 265
PCE - PIATTAFORMA CONTI ENERGIA	p. 274

L'Appendice statistica della Relazione Annuale 2009 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 ed ex-post], e della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE).

Nell'analisi delle serie storiche relative alle zone geografiche⁽¹⁾, va tenuto conto che Terna, con l'approvazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, ne ha variato il perimetro nel corso degli anni (riguardo l'attuale perimetro vedi delibera AEEG n. ARG/elt 116/08, che recepisce il documento di Terna "Individuazione zone della rete rilevante" del 19/9/2008).

Particolare attenzione è rivolta all'anno 2009 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 ed ex-post; acquisti e vendite per tipologia di impianto.
- **Piattaforma per Conti Energia** - transazioni registrate, posizione netta e programmi fisici.

¹ Nella presente Appendice statistica le zone geografiche contrassegnate da un asterisco comprendono anche i poli di produzione limitata situati nel perimetro della zona indicata. Pertanto, nell'anno 2009, la zona Nord* include il polo di Monfalcone, la zona Sud* i poli di Brindisi, Foggia e Rossano, la zona Sicilia* il polo di Priolo.

PREZZI

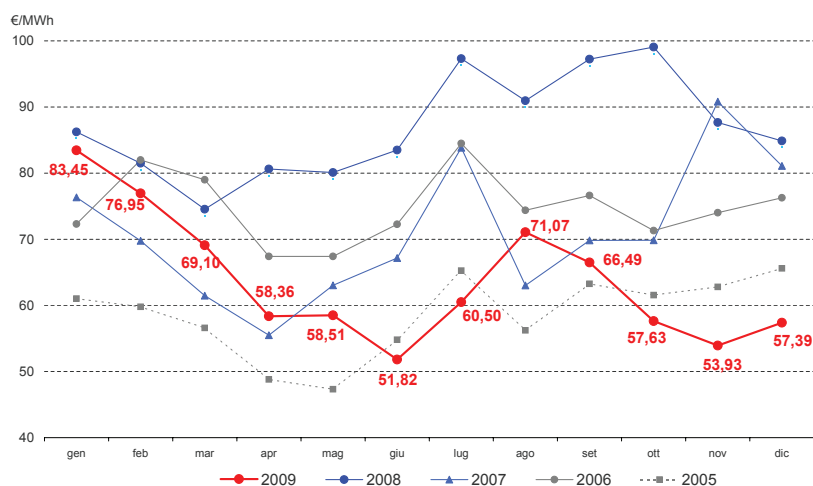
Tab.1

MGP - PREZZO DI ACQUISTO

	€/MWh	2009	2008	2007	2006	2005
Media	Baseload	63,72	86,99	70,99	74,75	58,59
	<i>Picco</i>	83,05	114,38	104,90	108,73	87,80
	<i>Fuori picco</i>	53,41	72,53	52,95	57,06	43,17
	<i>Lavorativo</i>	48,29	67,75	48,06	54,12	42,15
	<i>Festivo</i>	59,27	77,88	58,58	60,25	44,33
Minimo	Baseload	9,07	21,54	21,44	15,06	10,42
	<i>Picco</i>	35,15	40,96	47,70	50,57	34,68
	<i>Fuori picco</i>	9,07	21,54	21,44	15,06	10,42
	<i>Lavorativo</i>	10,00	21,54	21,44	15,06	20,31
	<i>Festivo</i>	9,07	21,91	21,63	19,57	10,42
Massimo	Baseload	172,25	211,99	242,42	378,47	170,61
	<i>Picco</i>	172,25	211,99	242,42	378,47	170,61
	<i>Fuori picco</i>	134,23	172,09	162,63	160,04	117,58
	<i>Lavorativo</i>	133,63	157,22	162,63	160,04	117,58
	<i>Festivo</i>	134,23	172,09	149,73	148,14	94,72
IVR	Baseload	0,17	0,15	0,16	0,12	0,13
	<i>Picco</i>	0,16	0,13	0,16	0,12	0,11
	<i>Fuori picco</i>	0,17	0,15	0,16	0,13	0,15
	<i>Lavorativo</i>	0,17	0,14	0,14	0,11	0,12
	<i>Festivo</i>	0,19	0,17	0,17	0,13	0,17

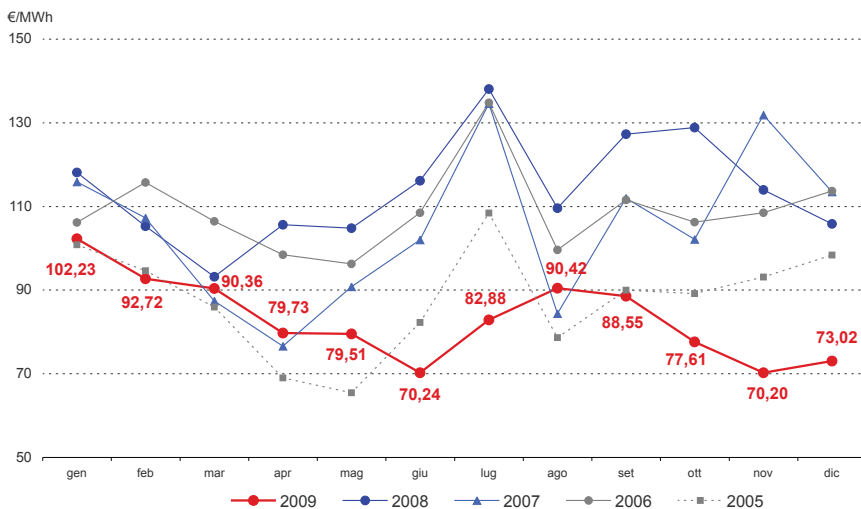
Fig.1

MGP - PREZZO DI ACQUISTO: BASELOAD



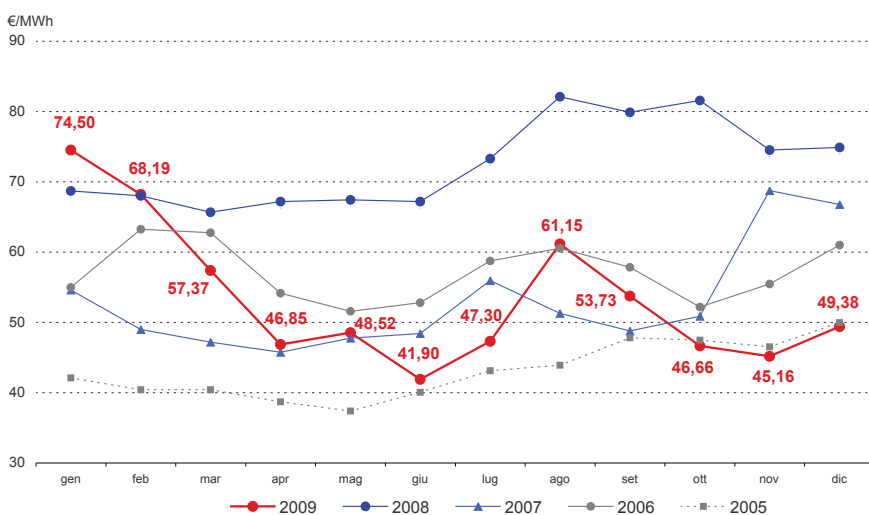
MGP - PREZZO DI ACQUISTO: PICCO

Fig.2



MGP - PREZZO DI ACQUISTO: FUORI PICCO

Fig.3



MGP - PREZZO DI ACQUISTO: MEDIA E VOLATILITÀ. ANNO 2009

Fig.4

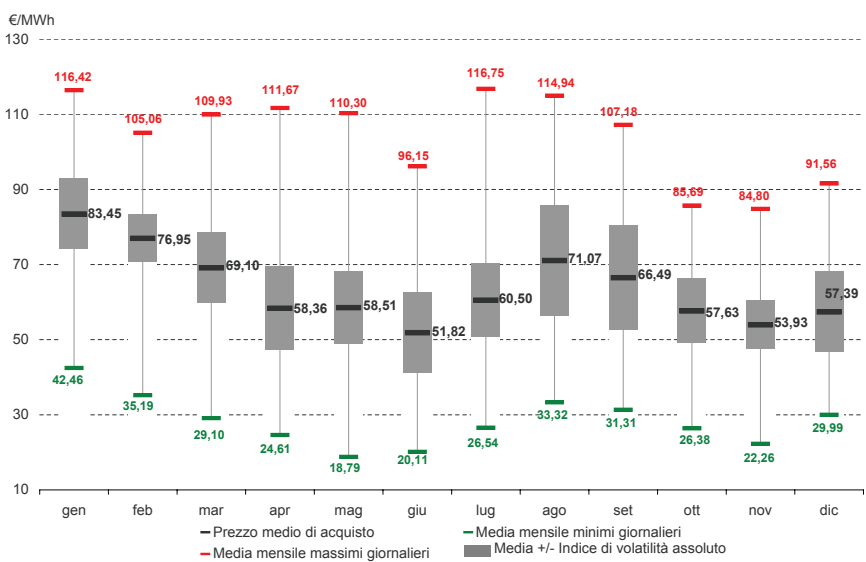


Fig.5

MGP - PREZZO DI ACQUISTO: CURVE MEDIE ORARIE (GIORNO LAVORATIVO)

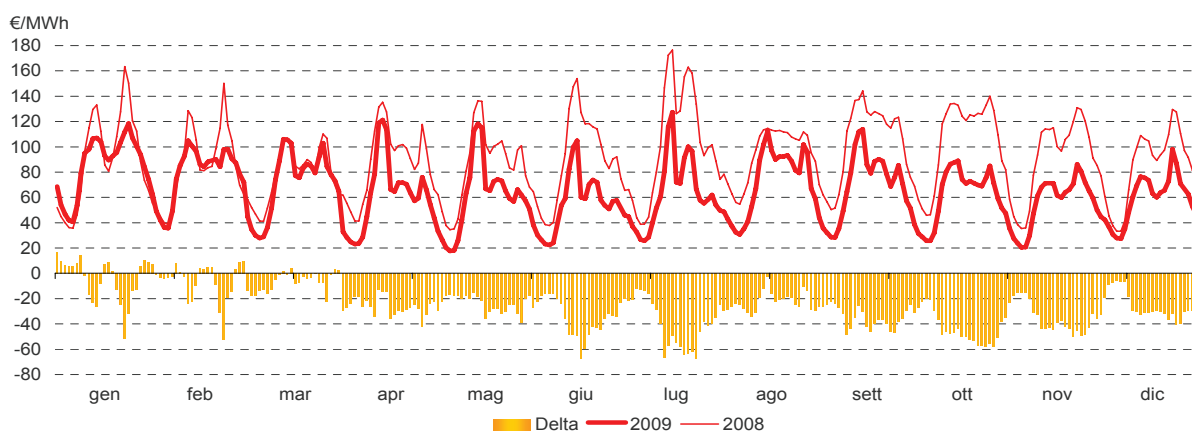


Fig.6

MGP - PREZZO DI ACQUISTO: CURVE MEDIE ORARIE (GIORNO FESTIVO)

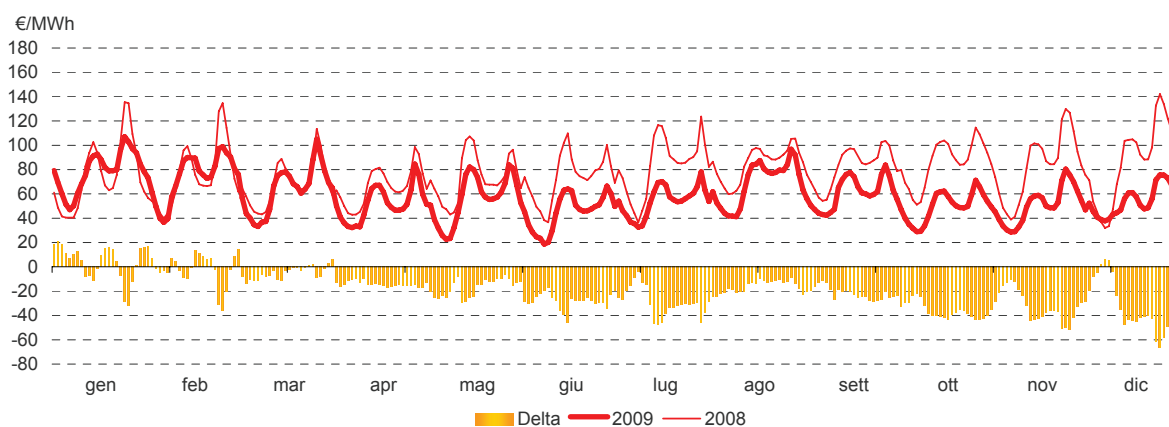
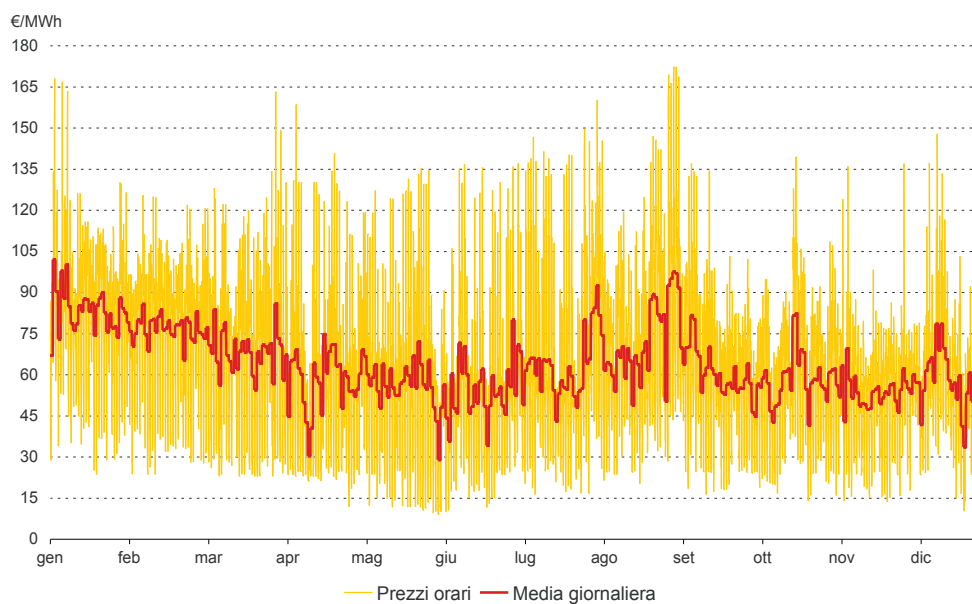


Fig.7

MGP - PREZZO DI ACQUISTO: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA. ANNO 2009



MGP - PREZZO DI ACQUISTO: CURVA DI DURATA

Fig.8



Tab.2

MGP - PREZZO DI VENDITA ZONALE: BASELOAD

€/MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	60,82	82,92	68,47	73,63	57,71
Centro Nord	62,26	84,99	72,80	74,98	58,62
Centro Sud	62,40	87,63	73,05	74,99	59,03
Sud	59,49	87,39	73,04	74,98	59,03
Calabria		87,99	73,22	75,67	59,83
Sicilia	88,09	119,63	79,51	78,96	62,77
Sardegna	82,01	91,84	75,00	80,55	60,38
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	60,82	82,90	68,37	73,49	57,71
Turbigo R.			68,47	73,57	57,70
Piombino				77,62	58,97
Brindisi	57,04	86,93	72,98	74,28	58,94
Foggia	59,31	86,79	69,96	71,55	
Rossano	58,75	86,99	73,00	74,61	58,99
Priolo G.	87,95	118,46	78,44	76,68	62,18
<i>Zone estere</i>					
Francia	60,82	-	-	64,34	52,32
Svizzera	60,78	-	50,47	64,66	55,66
Austria	60,82	-	-	58,32	53,20
Slovenia	60,82	-	41,08	70,94	55,90
Grecia	57,04	-	-	67,96	55,68
Corsica	61,33	87,25	71,07	73,33	57,38
Corsica AC	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

Tab.3

MGP - IVR DEI PREZZI DI VENDITA ZONALI: BASELOAD

	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	0,18	0,16	0,17	0,13	0,13
Centro Nord	0,19	0,16	0,16	0,12	0,13
Centro Sud	0,20	0,17	0,15	0,12	0,12
Sud	0,20	0,17	0,15	0,12	0,12
Calabria		0,18	0,16	0,14	0,14
Sicilia	0,25	0,29	0,20	0,18	0,17
Sardegna	0,37	0,22	0,22	0,20	0,15
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	0,18	0,16	0,17	0,13	0,13
Turbigo R.		0,16	0,17	0,13	0,13
Piombino					0,12
Brindisi	0,21	0,17	0,15	0,12	0,12
Foggia	0,20	0,18	0,24	0,18	
Rossano	0,21	0,17	0,15	0,11	0,12
Priolo G.	0,25	0,29	0,19	0,16	0,17
<i>Zone estere</i>					
Francia	0,18	-	-	0,29	0,37
Svizzera	0,18	-	0,17	0,21	0,20
Austria	0,18	-	-	0,42	0,27
Slovenia	0,18	-	-	0,21	0,20
Grecia	0,21	-	-	0,27	0,24
Corsica	0,30	0,27	0,30	0,24	0,21
Corsica AC	0,37	0,22	0,22	0,23	
Estero Corsica		0,22	0,22	0,23	
Estero Nord-Est		0,16	0,18	0,13	0,16
Estero Nord-Ovest		0,16	0,17	0,13	0,14
Estero Sud		0,29	0,42	0,26	0,16

MGP - PREZZO DI VENDITA ZONALE: PICCO

Tab.4

€/MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	79,06	108,94	100,44	107,49	86,85
Centro Nord	81,26	113,29	109,41	109,41	88,27
Centro Sud	81,36	115,47	109,81	109,36	88,61
Sud	74,01	114,83	109,80	109,35	88,61
Calabria		115,66	109,95	109,82	89,24
Sicilia	123,85	161,57	116,95	113,26	91,85
Sardegna	108,30	118,19	109,24	113,49	88,50
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	79,06	108,89	100,37	107,29	86,85
Turbigo R.			100,44	107,42	86,84
Piombino				109,27	88,54
Brindisi	70,84	114,38	109,72	108,13	88,53
Foggia	73,87	114,83	105,72	106,39	
Rossano	72,26	114,43	109,72	108,84	88,56
Priolo G.	123,48	159,07	115,42	110,26	91,24
<i>Zone estere</i>					
Francia	79,06	-	-	93,49	80,49
Svizzera	78,97	-	68,79	89,68	84,05
Austria	79,06	-	-	83,83	79,23
Slovenia	79,06	-	58,50	103,20	84,73
Grecia	70,84	-	-	96,29	83,59
Corsica	80,22	113,56	103,67	103,96	85,18
Corsica AC	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

MGP - IVR DEI PREZZI DI VENDITA ZONALI: PICCO

Tab.5

	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	0,18	0,15	0,19	0,13	0,12
Centro Nord	0,19	0,15	0,15	0,12	0,11
Centro Sud	0,20	0,15	0,15	0,12	0,10
Sud	0,20	0,15	0,15	0,12	0,10
Calabria		0,16	0,15	0,14	0,11
Sicilia	0,17	0,21	0,17	0,15	0,12
Sardegna	0,33	0,19	0,20	0,16	0,12
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	0,18	0,15	0,19	0,13	0,12
Turbigo R.		0,15	0,19	0,13	0,12
Piombino					0,10
Brindisi	0,22	0,15	0,15	0,12	0,10
Foggia	0,20	0,15	0,24	0,17	
Rossano	0,24	0,15	0,15	0,11	0,10
Priolo G.	0,18	0,21	0,17	0,12	0,12
<i>Zone estere</i>					
Francia	0,18	-	-	0,35	0,35
Svizzera	0,18	-	0,20	0,28	0,19
Austria	0,18	-	-	0,51	0,28
Slovenia	0,18	-	-	0,22	0,19
Grecia	0,22	-	-	0,37	0,22
Corsica	0,32	0,27	0,31	0,24	0,19
Corsica AC	0,33	0,19	0,20	0,17	
Esterio Corsica		0,19	0,20	0,17	
Esterio Nord-Est		0,15	0,20	0,13	0,15
Esterio Nord-Ovest		0,15	0,19	0,13	0,12
Esterio Sud		0,28	0,42	0,34	0,13

Tab.6

MGP - PREZZO DI VENDITA ZONALE: FUORI PICCO

€/MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	51,09	69,18	51,52	55,99	42,34
Centro Nord	52,13	70,04	53,38	57,05	42,98
Centro Sud	52,28	72,92	53,55	57,09	43,43
Sud	51,75	72,90	53,55	57,09	43,44
Calabria		73,38	53,75	57,89	44,33
Sicilia	69,01	97,48	59,65	61,09	47,45
Sardegna	67,99	77,91	56,83	63,40	45,55
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	51,09	69,17	51,39	55,88	42,34
Turbigo R.			51,52	55,93	42,34
Piombino				60,15	43,39
Brindisi	49,68	72,44	53,48	56,66	43,34
Foggia	51,53	71,98	50,99	53,75	
Rossano	51,54	72,49	53,52	56,79	43,40
Priolo G.	68,99	97,01	58,82	59,19	46,86
<i>Zone estere</i>					
Francia	51,09	-	-	49,15	37,46
Svizzera	51,08	-	40,75	51,62	40,69
Austria	51,09	-	-	45,03	39,47
Slovenia	51,09	-	31,83	54,14	40,71
Grecia	49,68	-	-	53,21	40,96
Corsica	51,25	73,35	53,78	57,38	42,72
Corsica AC	67,99	77,91	56,83	64,45	
Esteros Corsica		77,91	56,83	64,45	
Esteros Nord-Est		69,18	51,30	55,99	41,97
Esteros Nord-Ovest		69,18	51,52	55,99	42,31
Esteros Sud		67,46	48,28	53,22	45,05

Tab.7

MGP - IVR DEI PREZZI DI VENDITA ZONALI: FUORI PICCO

	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	0,17	0,15	0,15	0,12	0,13
Centro Nord	0,17	0,16	0,14	0,10	0,12
Centro Sud	0,18	0,16	0,14	0,10	0,12
Sud	0,18	0,16	0,14	0,10	0,12
Calabria		0,19	0,14	0,12	0,15
Sicilia	0,30	0,32	0,21	0,18	0,16
Sardegna	0,41	0,23	0,24	0,21	0,18
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	0,17	0,15	0,15	0,12	0,13
Turbigo R.		0,15	0,15	0,12	0,13
Piombino					0,12
Brindisi	0,19	0,16	0,14	0,11	0,12
Foggia	0,18	0,16	0,22	0,16	
Rossano	0,19	0,16	0,14	0,10	0,12
Priolo G.	0,30	0,32	0,21	0,17	0,16
<i>Zone estere</i>					
Francia	0,17	-	-	0,25	0,34
Svizzera	0,17	-	0,13	0,17	0,18
Austria	0,17	-	-	0,40	0,25
Slovenia	0,17	-	-	0,21	0,19
Grecia	0,19	-	-	0,24	0,24
Corsica	0,27	0,28	0,33	0,25	0,23
Corsica AC	0,41	0,23	0,24	0,25	
Esteros Corsica		0,23	0,24	0,25	
Esteros Nord-Est		0,15	0,15	0,12	0,15
Esteros Nord-Ovest		0,15	0,15	0,12	0,14
Esteros Sud		0,28	0,47	0,24	0,15

MGP – PREZZO DI VENDITA: % ORE CON PREZZO DIVERSO DALLA ZONA DI RIFERIMENTO

Tab.8

Zona di riferimento	Zone	2009	2008	2007	2006	2005
Sud	Nord	24,4%	26,2%	37,4%	37,8%	28,5%
	Centro Nord	19,4%	16,4%	6,6%	4,0%	12,0%
	Centro Sud	16,8%	1,8%	0,3%	0,7%	0,3%
	Calabria		4,9%	3,8%	23,7%	7,7%
	Sicilia	70,2%	68,2%	55,0%	59,9%	56,0%
	Sardegna	60,1%	39,7%	29,2%	29,3%	25,8%
Nord	Monfalcone	0,0%	0,3%	0,6%	1,3%	0,0%
	Turbigo		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Francia	0,0%	-	-	37,0%	10,0%
	Svizzera	0,2%	-	59,2%	41,2%	4,7%
	Austria	0,0%	-	-	21,0%	8,0%
	Slovenia	0,0%	-	38,5%	3,8%	3,3%
	Estero Nord-Overst		0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
	Estero Nord-Est		0,0%	0,5%	0,0%	0,9%
Sud	Foggia	0,4%	0,7%	4,9%	27,4%	100,0%
	Brindisi	9,8%	3,9%	3,0%	21,4%	3,3%
	Rossano	2,7%	3,4%	2,3%	17,3%	2,6%
	Grecia	10,0%	-	-	28,0%	9,0%
	Estero Sud		10,6%	15,8%	27,8%	47,9%
Sicilia	Priolo	0,3%	3,4%	14,3%	15,3%	5,1%
Sardegna	Corsica	38,6%	7,0%	6,3%	7,2%	6,1%
	Estero Corsica		0,0%	0,0%	24,6%	
	Corsica AC	0,0%	0,0%	0,0%	24,6%	

MGP – PREZZO DI VENDITA: DIFFERENZA MEDIA DI PREZZO TRA LE ZONE

Tab.9

Zona di riferimento	Zone	2009	2008	2007	2006	2005
Sud	Nord	-1,33	4,47	4,57	1,36	1,32
	Centro Nord	-2,77	2,40	0,25	0,01	0,41
	Centro Sud	-2,90	-0,24	0,00	0,00	0,01
	Calabria		-0,61	-0,18	-0,69	-0,80
	Sicilia	-28,60	-32,24	-6,46	-3,97	-3,74
	Sardegna	-22,52	-4,45	-1,95	-5,57	-1,34
Nord	Monfalcone	0,00	0,02	0,11	0,14	0,00
	Turbigo		0,00	0,00	0,06	0,01
	Francia	0,00	-	-	9,29	5,39
	Svizzera	0,04	-	18,00	8,97	2,05
	Austria	0,00	-	-	15,31	4,51
	Slovenia	0,00	-	27,40	2,68	1,81
	Estero Nord-Overst		0,00	0,02	0,00	0,02
	Estero Nord-Est			0,00	0,26	0,00
Sud	Foggia	0,19	0,60	3,09	3,43	
	Brindisi	2,46	0,45	0,07	0,70	0,09
	Rossano	0,74	0,40	0,04	0,37	0,04
	Grecia	2,46	-	-	7,02	3,35
	Estero Sud		7,04	8,43	6,50	-2,13
Sicilia	Priolo	0,14	1,17	1,07	2,28	0,60
Sardegna	Corsica	19,61	4,21	1,95	5,56	1,35
	Estero Corsica		0,00	0,00	-0,98	
	Corsica AC	0,00	0,00	0,00	-0,98	

Tab.10

MGP – FISSAZIONE DEL PREZZO IN % DEL TOTALE VOLUMI VENDUTI

Zona price maker	Gruppo di ore	2009	2008	2007	2006	2005
Estero	Totale	16%	13%	4%	2%	0%
	Lavorativo Picco	11%	10%	5%	2%	0%
	Lavorativo FPicco	26%	19%	4%	2%	1%
	Festivo	12%	10%	4%	2%	1%
Nord*	Totale	51%	46%	48%	47%	48%
	Lavorativo Picco	55%	47%	50%	52%	51%
	Lavorativo FPicco	43%	43%	46%	45%	45%
	Festivo	54%	49%	46%	43%	47%
Centro Nord	Totale	2%	7%	8%	6%	6%
	Lavorativo Picco	2%	8%	8%	5%	6%
	Lavorativo FPicco	2%	5%	8%	6%	7%
	Festivo	3%	8%	8%	7%	6%
Centro Sud	Totale	8%	11%	14%	18%	24%
	Lavorativo Picco	8%	14%	12%	18%	24%
	Lavorativo FPicco	8%	9%	13%	18%	26%
	Festivo	7%	9%	16%	20%	22%
Sud*	Totale	12%	13%	16%	16%	12%
	Lavorativo Picco	13%	13%	15%	14%	11%
	Lavorativo FPicco	10%	13%	17%	17%	11%
	Festivo	11%	14%	14%	18%	15%
Sicilia*	Totale	7%	6%	8%	7%	7%
	Lavorativo Picco	6%	5%	6%	5%	6%
	Lavorativo FPicco	7%	7%	9%	8%	8%
	Festivo	8%	7%	8%	7%	8%
Sardegna	Totale	4%	4%	3%	3%	2%
	Lavorativo Picco	4%	3%	3%	3%	2%
	Lavorativo FPicco	5%	4%	3%	3%	2%
	Festivo	5%	5%	3%	3%	2%

Tab.11

MGP – ZONA PRICE MAKER/TAKER IN % DEL TOTALE VOLUMI VENDUTI. ANNO 2009

Zona price maker		Zona price taker							
		Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
Estero	Totale	16%	18%	16%	17%	16%	19%	7%	10%
	Lavorativo Picco	11%	11%	12%	11%	11%	13%	0%	5%
	Lavorativo F Picco	26%	30%	26%	29%	26%	29%	16%	16%
	Festivo	12%	14%	12%	12%	12%	16%	5%	8%
Nord*	Totale	51%	58%	61%	53%	53%	36%	10%	24%
	Lavorativo Picco	55%	67%	68%	60%	58%	30%	3%	26%
	Lavorativo F Picco	43%	46%	49%	44%	45%	37%	15%	20%
	Festivo	54%	60%	64%	56%	54%	45%	13%	26%
Centro Nord	Totale	2%	2%	2%	3%	3%	2%	1%	2%
	Lavorativo Picco	2%	2%	2%	4%	3%	2%	0%	1%
	Lavorativo F Picco	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	1%
	Festivo	3%	2%	2%	5%	4%	3%	1%	2%
Centro Sud	Totale	8%	8%	8%	10%	12%	8%	2%	5%
	Lavorativo Picco	8%	8%	9%	12%	13%	7%	1%	5%
	Lavorativo F Picco	8%	8%	8%	9%	10%	8%	3%	4%
	Festivo	7%	7%	7%	9%	11%	8%	3%	5%
Sud*	Totale	12%	9%	8%	10%	11%	30%	4%	4%
	Lavorativo Picco	13%	9%	7%	9%	11%	46%	2%	3%
	Lavorativo F Picco	10%	9%	9%	10%	11%	18%	5%	4%
	Festivo	11%	10%	10%	11%	12%	21%	4%	6%
Sicilia*	Totale	7%	2%	2%	3%	2%	3%	77%	2%
	Lavorativo Picco	6%	1%	1%	1%	1%	2%	94%	1%
	Lavorativo F Picco	7%	3%	3%	3%	3%	4%	60%	2%
	Festivo	8%	3%	3%	4%	4%	4%	73%	2%
Sardegna	Totale	4%	3%	2%	3%	3%	2%	1%	54%
	Lavorativo Picco	4%	2%	2%	3%	3%	1%	0%	57%
	Lavorativo F Picco	5%	3%	3%	3%	3%	3%	1%	54%
	Festivo	5%	3%	3%	3%	3%	3%	1%	51%

MGP - PREZZO DI VENDITA: BASELOAD

Fig.9

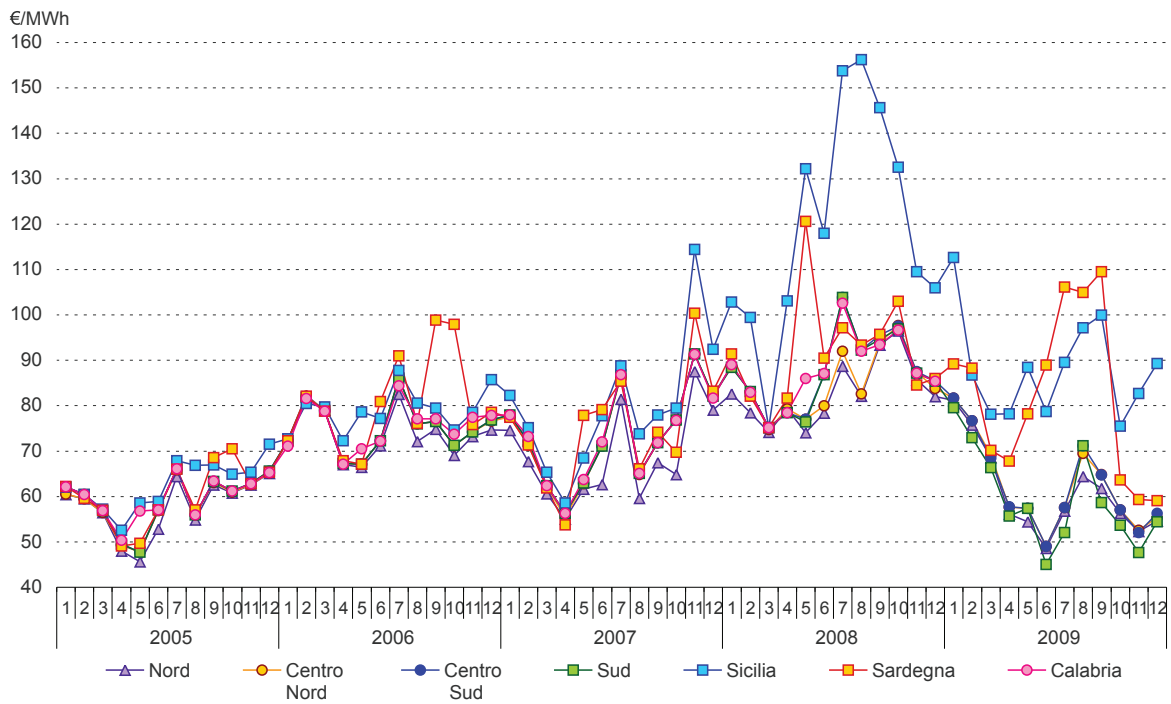
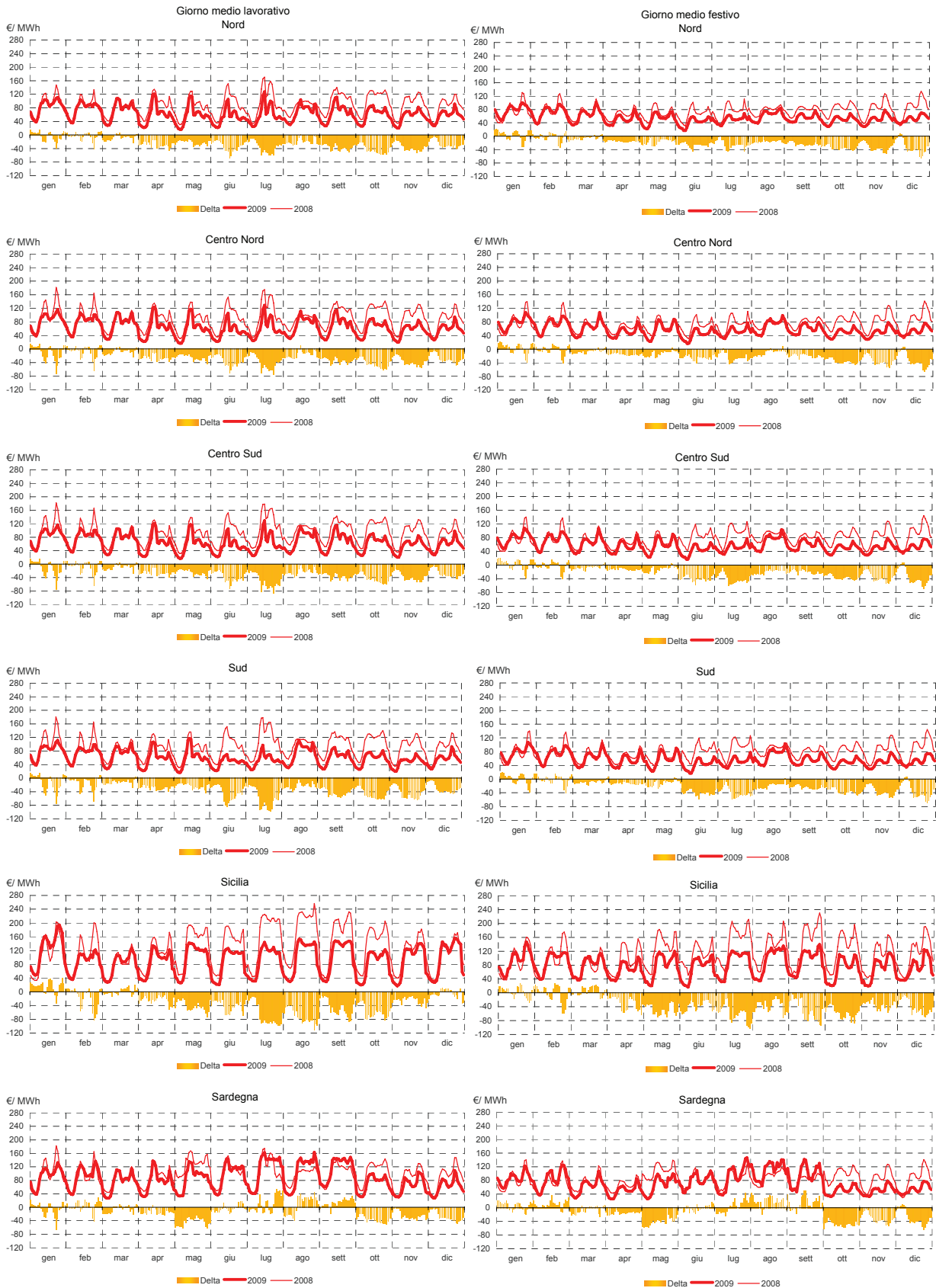


Fig.10

MGP - PREZZO DI VENDITA: CURVE MEDIE ORARIE



MGP - PREZZO DI VENDITA: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA. ANNO 2009

Fig.11

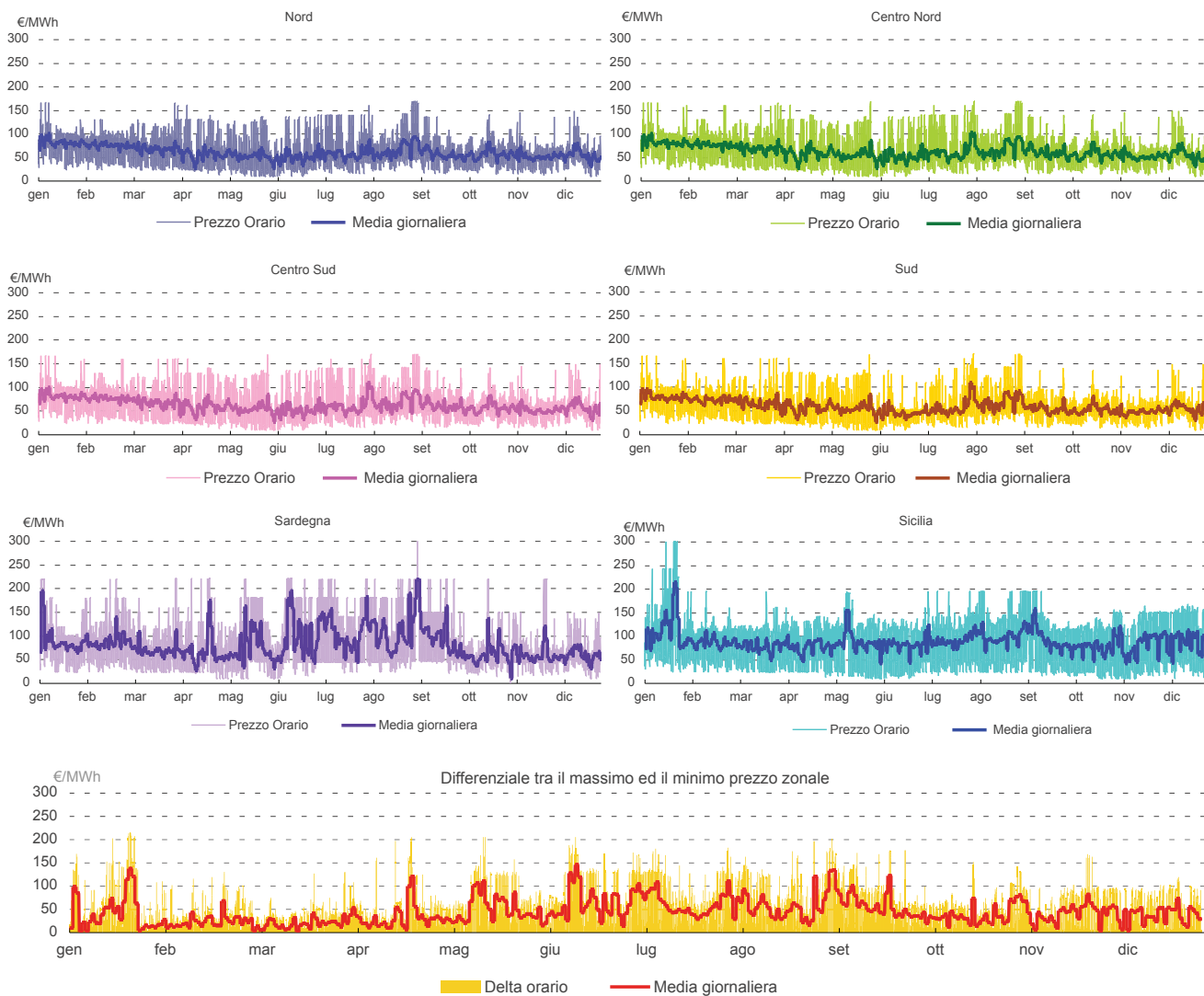
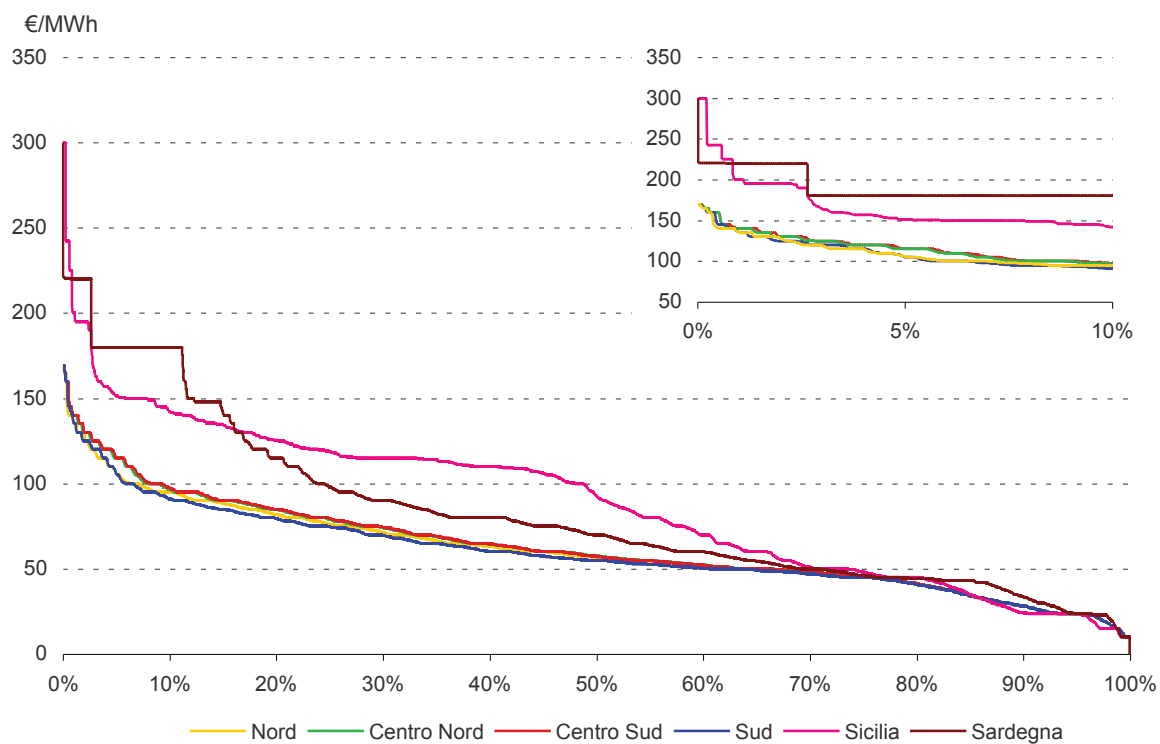


Fig.12

MGP - PREZZO DI VENDITA: CURVE DI DURATA. ANNO 2009



MGP - CONFRONTI INTERNAZIONALI: PREZZO MEDIO DI ACQUISTO DELLE PRINCIPALI BORSE EUROPEE

Tab.12

TOTALE	2009	2008	2007	2006	2005
IPEX	63,72	86,99	70,99	74,75	58,59
EEX	38,85	65,76	37,99	50,79	45,98
Powernext	43,01	69,15	40,88	49,29	46,67
EXAA	38,95	66,18	38,97	50,97	46,43
NordPool	35,02	44,73	27,93	48,59	29,33
OMEL	36,96	64,44	39,35	50,53	53,68
Prezzo Svizzera (EEX)	47,92	74,38	45,99	-	-
PICCO					
IPEX	83,05	114,38	104,90	108,73	87,80
EEX	51,56	89,36	57,10	74,59	63,71
Powernext	58,67	93,03	59,29	70,45	64,65
EXAA	52,01	90,47	58,96	74,27	64,27
NordPool	38,37	50,16	31,03	52,32	31,22
OMEL	40,37	71,29	46,44	61,49	66,98
Prezzo Svizzera (EEX)	61,24	96,94	63,09	-	-
FUORI PICCO					
IPEX	53,41	72,53	53,00	57,06	43,18
EEX	32,07	53,29	27,85	38,39	36,63
Powernext	34,66	56,54	31,11	38,27	37,19
EXAA	31,97	53,36	28,36	38,84	37,08
NordPool	33,23	41,86	26,28	46,65	28,34
OMEL	35,14	60,82	35,58	44,83	46,67
Prezzo Svizzera (EEX)	40,81	62,47	36,93	-	-
FUORI PICCO LAVORATIVO					
IPEX	48,29	67,75	48,06	54,12	42,15
EEX	33,28	55,87	29,67	41,28	38,48
Powernext	34,78	58,18	31,91	40,08	38,65
EXAA	32,51	55,96	30,01	41,65	38,80
NordPool	33,49	42,84	26,38	47,35	28,71
OMEL	34,30	59,47	34,32	44,47	47,15
Prezzo Svizzera (EEX)	39,81	63,04	37,01	-	-
FESTIVO					
IPEX	59,27	77,88	58,58	60,25	44,33
EEX	30,69	50,41	25,79	35,24	34,57
Powernext	34,52	54,71	30,21	36,30	35,57
EXAA	31,35	50,44	26,50	35,77	35,05
NordPool	32,94	40,76	26,17	45,89	27,93
OMEL	36,10	62,33	37,01	45,21	46,13
Prezzo Svizzera (EEX)	41,95	61,82	36,83	-	-

DOMANDA

Tab. 13

MGP - OFFERTE DI ACQUISTO: TOTALE

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	168.281.460	181.622.010	179.533.755	177.975.401	174.762.321
Centro Nord	34.050.494	36.423.862	36.583.045	35.967.590	35.410.126
Centro Sud	49.740.985	33.349.287	32.673.492	32.397.598	32.017.904
Sud	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	19.428.168	20.130.439	19.355.979	19.299.280	18.428.690
Sardegna	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
Turbigo R.			44.550	992.397	1.278.027
Piombino				0	0
Brindisi	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0
Priolo G.	470.774	642.679	687.718	709.086	642.776
Totale nazionale	310.125.413	331.303.510	326.711.435	325.231.627	319.327.992
<i>Zone estere</i>					
Francia	9.306.006	-	-	5.448.808	1.299.258
Svizzera	13.748.884	-	4.264.060	4.273.552	2.313.850
Austria	1.143.049	-	-	549.370	259.821
Slovenia	233.890	-	318.568	506.930	150.860
Grecia	4.242.060	-	-	379.546	139.825
Corsica	416.408	419.841	414.280	437.070	333.180
Corsica AC	0	0	0	0	
Esteri Corsica		0	0	0	
Esteri Nord-Est		1.400.828	368.464	0	0
Esteri Nord-Ovest		17.471.898	1.546.772	130.731	73.083
Esteri Sud		3.722.274	1.801.512	131.575	121.750
Totale estero	29.090.296	23.014.841	8.713.656	11.857.582	4.691.628
TOTALE	339.215.709	354.318.351	335.425.092	337.089.209	324.019.620

MGP - OFFERTE DI ACQUISTO: MEDIA ORARIA

Tab.14

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	19.210	20.676	20.495	20.317	19.950
Centro Nord	3.887	4.147	4.176	4.106	4.042
Centro Sud	5.678	3.797	3.730	3.698	3.655
Sud	2.980	4.857	4.765	4.682	4.623
Calabria		450	414	415	397
Sicilia	2.218	2.292	2.210	2.203	2.104
Sardegna	1.375	1.426	1.423	1.511	1.462
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	0	0	0	0	0
Turbigo R.			5	113	146
Piombino				0	0
Brindisi	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0
Priolo G.	54	73	79	81	73
Totale nazionale	35.402	37.717	37.296	37.127	36.453
<i>Zone estere</i>					
Francia	1.062	-	-	622	148
Svizzera	1.570	-	487	488	264
Austria	130	-	-	63	30
Slovenia	27	-	36	58	17
Grecia	484	-	-	43	16
Corsica	48	48	47	50	38
Corsica AC	0	0	0	0	
Esteri Corsica		0	0	0	
Esteri Nord-Est		159	42	0	0
Esteri Nord-Ovest		1.989	177	15	8
Esteri Sud		424	206	15	14
Totale estero	3.321	2.620	995	1.354	536
TOTALE	38.723	40.337	38.291	38.481	36.989

Tab. 15

MGP - ACQUISTI: TOTALE

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	168.005.227	180.998.747	179.275.590	177.907.171	174.704.865
Centro Nord	33.747.416	35.914.137	36.462.474	35.965.481	35.409.712
Centro Sud	49.740.985	33.348.807	32.673.490	32.397.437	32.017.545
Sud	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	19.246.272	19.861.027	19.252.295	19.298.312	18.428.459
Sardegna	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
Turbigo R.			44.550	992.397	1.278.027
Piombino				0	0
Brindisi	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0
Priolo G.	470.774	642.679	687.549	709.086	642.776
Totale nazionale	309.163.039	329.702.540	326.165.281	325.158.054	319.268.344
<i>Zone estere</i>					
Francia	949.925	-	-	1.298.617	1.105.579
Svizzera	2.267.392	-	853.505	2.085.197	1.818.854
Austria	32.020	-	-	35.045	173.645
Slovenia	21.665	-	214.882	152.205	150.590
Grecia	574.718	-	-	379.470	139.825
Corsica	416.408	419.041	413.430	437.070	333.180
Corsica AC	0	0	0	0	
Esterio Corsica		0	0	0	
Esterio Nord-Est		363.652	324.547	0	0
Esterio Nord-Ovest		4.581.451	815.479	130.731	73.083
Esterio Sud		1.894.613	1.162.083	113.641	121.750
Totale estero	4.262.128	7.258.757	3.783.926	4.631.976	3.916.506
TOTALE	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850

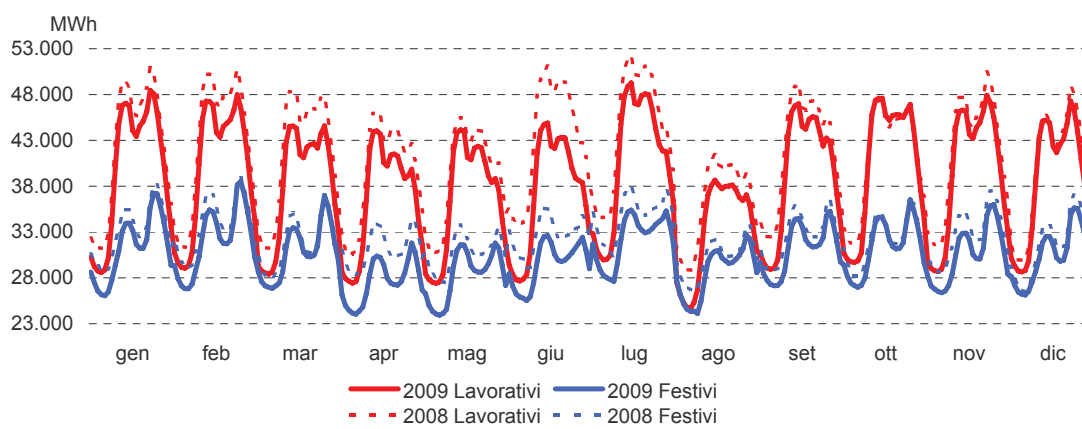
MGP - ACQUISTI: MEDIA ORARIA

Tab.16

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	19.179	20.606	20.465	20.309	19.943
Centro Nord	3.852	4.089	4.162	4.106	4.042
Centro Sud	5.678	3.797	3.730	3.698	3.655
Sud	2.980	4.857	4.765	4.682	4.623
Calabria		450	414	415	397
Sicilia	2.197	2.261	2.198	2.203	2.104
Sardegna	1.352	1.403	1.415	1.511	1.462
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	0	0	0	0	0
Turbigo R.			5	113	146
Piombino				0	0
Brindisi	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0
Priolo G.	54	73	78	81	73
Totale nazionale	35.293	37.534	37.233	37.118	36.446
<i>Zone estere</i>					
Francia	108	-	-	148	126
Svizzera	259	-	97	238	208
Austria	4	-	-	4	20
Slovenia	2	-	25	17	17
Grecia	66	-	-	43	16
Corsica	48	48	47	50	38
Corsica AC	0	0	0	0	
Esterio Corsica		0	0	0	
Esterio Nord-Est		41	37	0	0
Esterio Nord-Ovest		522	93	15	8
Esterio Sud		216	133	13	14
Totale estero	487	826	432	529	447
TOTALE	35.779	38.361	37.665	37.647	36.893

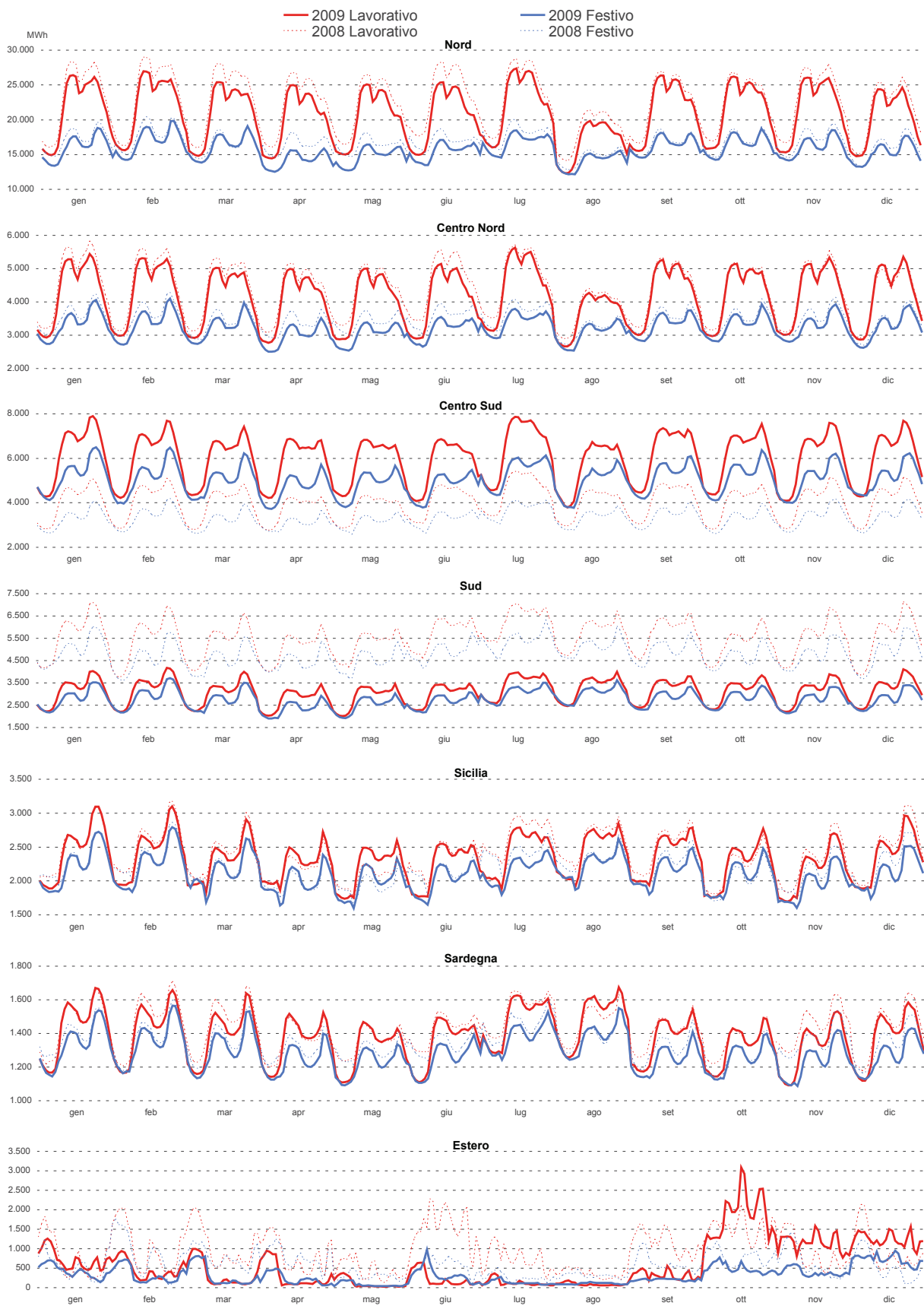
Fig.13

MGP - ACQUISTI: CURVE MEDIE ORARIE



MGP - ACQUISTI PER ZONA: CURVE MEDIE ORARIE

Fig.14



Tab.17

MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE PER TSO: TOTALE

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	32.020	84.336	12.526	35.045	173.645
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	951.252	1.689.237	337.764	1.298.617	1.105.675
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	574.718	1.894.613	1.162.083	493.111	261.575
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	21.665	279.316	526.903	152.205	150.590
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	2.181.987	2.767.011	1.244.699	2.085.197	1.818.854
Electricité De France (EDF) - Corsica	416.408	419.041	413.430	437.070	333.180
Terna - Compensazioni e soccorsi	84.078	125.204	86.521	130.731	72.987
Totale	4.262.128	7.258.757	3.783.926	4.631.976	3.916.506

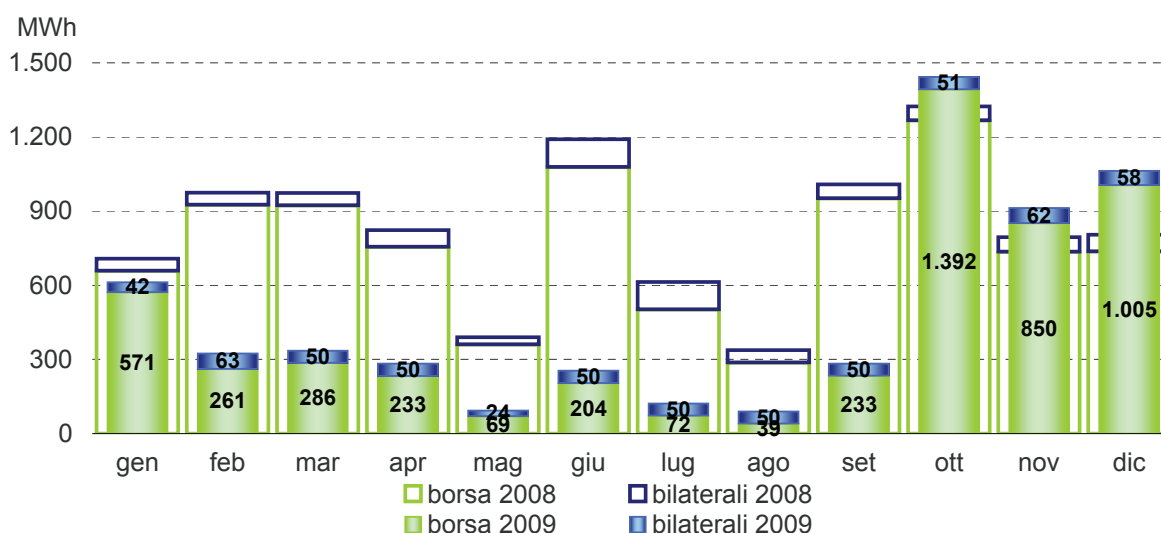
Tab.18

MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE PER TSO: MEDIA ORARIA

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	4	10	1	4	20
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	109	192	39	148	126
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	66	216	133	56	30
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	2	32	60	17	17
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	249	315	142	238	207
Electricité De France (EDF) - Corsica	48	48	47	50	38
Terna - Compensazioni e soccorsi	10	14	10	15	8
Totale	487	826	432	529	446

Fig.15

MGP - ACQUISTI TOTALI SULLE ZONE ESTERE: MEDIA ORARIA



MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE: MEDIA ORARIA

Fig.16

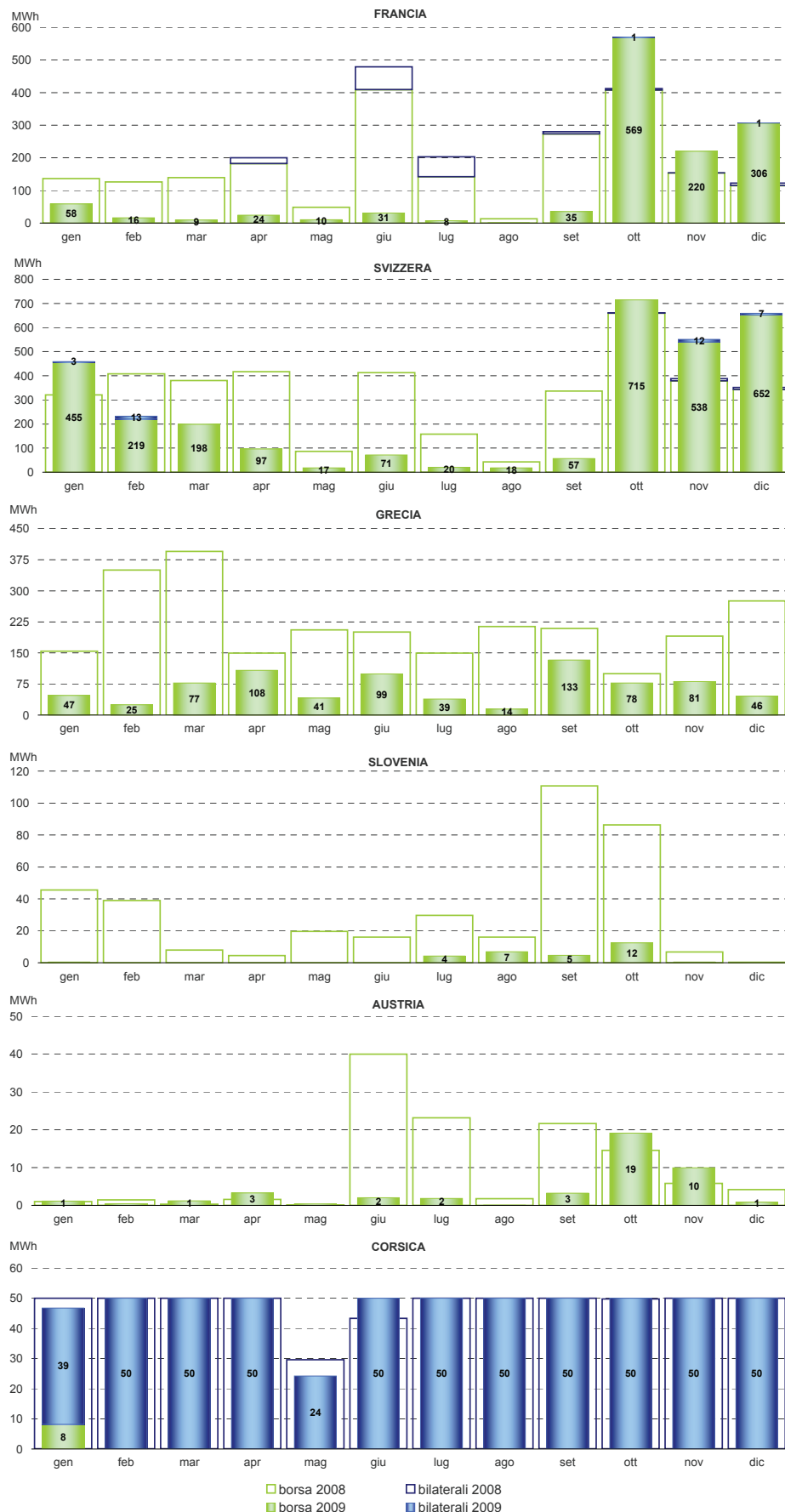
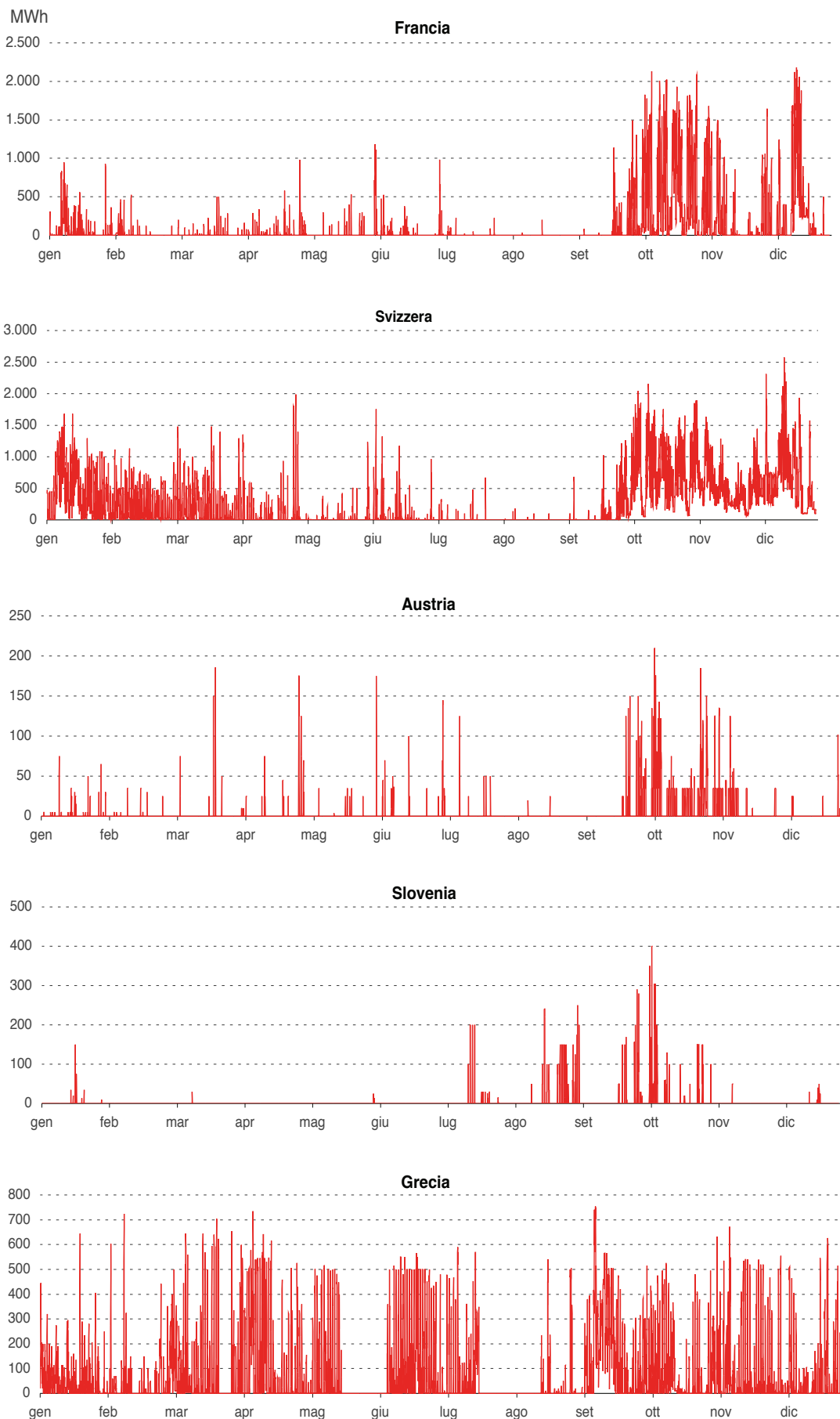


Fig.17

MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE PER TSO: ANDAMENTO ORARIO. ANNO 2009



MGP - OFFERTE DI VENDITA: TOTALE

Tab.19

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	217.651.897	219.168.818	207.823.405	195.668.655	188.142.965
Centro Nord	38.216.476	38.384.890	38.237.118	32.810.273	27.773.426
Centro Sud	61.643.764	40.688.988	40.054.106	40.525.125	53.004.564
Sud	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	23.509.195	23.977.773	23.328.983	21.789.345	23.605.000
Sardegna	17.222.096	18.119.533	18.552.158	18.669.358	18.380.287
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	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	29.177.533	29.910.445	30.402.595	30.323.711	26.009.890
Foggia	9.751.047	7.771.679	7.757.727	3.791.912	
Rossano	19.076.513	20.451.744	17.031.258	16.029.289	11.503.150
Priolo G.	5.722.104	5.705.764	6.225.123	7.523.318	6.832.564
Totale nazionale	444.201.908	442.801.705	424.353.973	402.964.130	392.418.862
<i>Zone estere</i>					
Francia	20.184.098	-	-	3.944.822	12.036.310
Svizzera	26.509.582	-	16.967.314	9.898.509	18.313.731
Austria	1.738.750	-	-	892.308	1.338.685
Slovenia	3.051.929	-	940.038	1.609.832	2.430.429
Grecia	3.545.593	-	-	394.166	692.090
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	
Esteri Corsica		0	0	0	
Esteri Nord-Est		4.847.231	3.286.510	2.482.012	1.209.433
Esteri Nord-Ovest		46.269.630	34.437.592	32.866.061	16.757.508
Esteri Sud		1.433.505	237.990	779.829	26.773
Totale estero	55.029.952	52.550.366	55.869.444	52.867.539	52.804.959
TOTALE	499.231.861	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.821

Tab.20

MGP – OFFERTE DI VENDITA: MEDIA ORARIA

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	24.846	24.951	23.724	22.337	21.478
Centro Nord	4.363	4.370	4.365	3.745	3.170
Centro Sud	7.037	4.632	4.572	4.626	6.051
Sud	1.500	2.932	2.447	2.034	1.852
Calabria		257	168	152	100
Sicilia	2.684	2.730	2.663	2.487	2.695
Sardegna	1.966	2.063	2.118	2.131	2.098
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	1.038	1.209	1.339	1.094	735
Turbigo R.			35	674	608
Piombino				136	948
Brindisi	3.331	3.405	3.471	3.462	2.969
Foggia	1.113	885	886	433	
Rossano	2.178	2.328	1.944	1.830	1.313
Priolo G.	653	650	711	859	780
Totale nazionale	50.708	50.410	48.442	46.000	44.797
<i>Zone estere</i>					
Francia	2.304	-	-	450	1.374
Svizzera	3.026	-	1.937	1.130	2.091
Austria	198	-	-	102	153
Slovenia	348	-	107	184	277
Grecia	405	-	-	45	79
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	
Esterio Corsica		0	0	0	
Esterio Nord-Est		552	375	283	138
Esterio Nord-Ovest		5.267	3.931	3.752	1.913
Esterio Sud		163	27	89	3
Totale estero	6.282	5.983	6.378	6.035	6.028
TOTALE	56.990	56.393	54.820	52.036	50.825

MGP – VENDITE: TOTALE

Tab.21

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	130.220.200	148.187.648	141.580.972	139.781.448	138.582.750
Centro Nord	20.498.599	22.908.060	24.412.608	23.677.020	23.464.297
Centro Sud	24.811.493	16.376.297	16.788.750	25.194.961	27.033.578
Sud	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	14.048.269	14.866.946	14.096.181	14.612.735	15.010.283
Sardegna	11.440.879	11.867.205	13.008.471	12.995.012	12.325.760
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	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	27.367.352	29.089.303	29.650.986	28.556.726	25.521.753
Foggia	7.616.129	6.930.011	7.082.067	3.672.732	
Rossano	7.103.953	9.574.207	6.161.200	5.640.952	3.165.449
Priolo G.	4.963.158	5.245.559	5.660.433	5.411.227	5.501.709
Totale nazionale	263.101.613	289.159.443	279.380.017	279.820.323	270.422.015
<i>Zone estere</i>					
Francia	19.340.953	-	-	3.310.379	12.034.018
Svizzera	23.720.731	-	12.650.643	7.842.260	18.289.828
Austria	1.733.244	-	-	889.260	1.337.997
Slovenia	3.042.055	-	889.016	1.609.341	2.429.382
Grecia	2.486.571	-	-	393.980	692.090
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	
Estero Corsica		-	-	-	
Estero Nord-Est		4.792.213	3.040.096	2.480.794,25	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
Totale estero	50.323.553	47.801.854	50.569.189	49.969.706	52.762.835
TOTALE	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850

Tab.22

MGP - VENDITE: MEDIA ORARIA

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	14.865	16.870	16.162	15.957	15.820
Centro Nord	2.340	2.608	2.787	2.703	2.679
Centro Sud	2.832	1.864	1.917	2.876	3.086
Sud	1.035	1.802	1.391	1.095	1.180
Calabria		254	168	152	97
Sicilia	1.604	1.693	1.609	1.668	1.714
Sardegna	1.306	1.351	1.485	1.483	1.407
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	681	689	829	709	435
Turbigo R.			3	263	478
Piombino				96	73
Brindisi	3.124	3.312	3.385	3.260	2.913
Foggia	869	789	808	419	
Rossano	811	1.090	703	644	361
Priolo G.	567	597	646	618	628
Totale nazionale	30.034	32.919	31.893	31.943	30.870
<i>Zone estere</i>					
Francia	2.208	-	-	378	1.374
Svizzera	2.708	-	1.444	895	2.088
Austria	198	-	-	102	153
Slovenia	347	-	101	184	277
Grecia	284	-	-	45	79
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	
Esteri Corsica		-	-	-	
Esteri Nord-Est		546	347	283,20	138
Esteri Nord-Ovest		4.862	3.857	3.749	1.911
Esteri Sud		34	23	69	3
Totale estero	5.745	5.442	5.773	5.704	6.023
TOTALE	35.779	38.361	37.665	37.647	36.893

MGP – OFFERTE DI VENDITA NON ACCETTATE: TOTALE

Tab.23

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	87.431.697	70.981.170	66.242.433	55.887.207	49.560.215
Centro Nord	17.717.877	15.476.830	13.824.510	9.133.252	4.309.128
Centro Sud	36.832.271	24.312.691	23.265.356	15.330.164	25.970.986
Sud	4.075.897	9.924.254	9.255.537	8.229.588	5.888.215
Calabria		22.308	0	169	29.026
Sicilia	9.460.926	9.110.827	9.232.801	7.176.610	8.594.717
Sardegna	5.781.217	6.252.327	5.543.686	5.674.346	6.054.527
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	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	1.810.181	821.141	751.609	1.766.985	488.136
Foggia	2.134.918	841.668	675.660	119.180	
Rossano	11.972.560	10.877.537	10.870.058	10.388.337	8.337.701
Priolo G.	758.946	460.205	564.689	2.112.091	1.330.855
Totale nazionale	181.100.295	153.642.263	144.973.956	123.143.807	121.996.847
<i>Zone estere</i>					
Francia	843.145	-	-	634.443	2.292
Svizzera	2.788.852	-	4.316.670	2.056.249	23.903
Austria	5.506	-	-	3.048	688
Slovenia	9.874	-	51.022	491	1.047
Grecia	1.059.022	-	-	187	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	
Estero Corsica		-	-	-	
Estero Nord-Est		55.018	246.415	1.217,30	0
Estero Nord-Ovest		3.558.669	647.831	29.126	14.194
Estero Sud		1.134.824	38.317	173.073	0
Totale estero	4.706.400	4.748.512	5.300.255	2.897.832	42.124
TOTALE	185.806.695	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.971

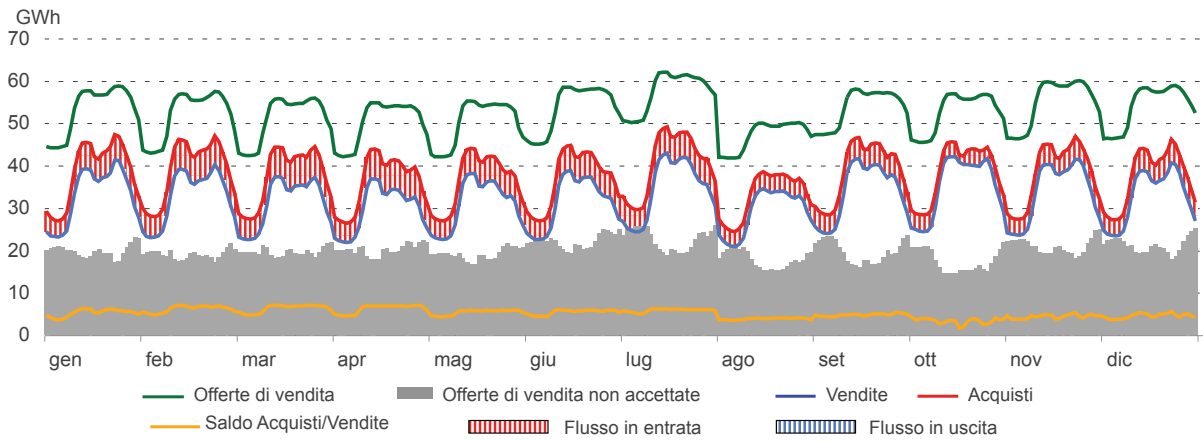
Tab.24

MGP - OFFERTE DI VENDITA NON ACCETTATE: % SUL VENDUTO

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	67,1%	47,9%	46,8%	40,0%	35,8%
Centro Nord	86,4%	67,6%	56,6%	38,6%	18,4%
Centro Sud	148,4%	148,5%	138,6%	60,8%	96,1%
Sud	45,0%	62,7%	76,0%	85,8%	57,0%
Calabria		1,0%	0,0%	0,0%	3,4%
Sicilia	67,3%	61,3%	65,5%	49,1%	57,3%
Sardegna	50,5%	52,7%	42,6%	43,7%	49,1%
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	52,3%	75,3%	61,5%	54,4%	69,1%
Turbigo R.			1153,8%	156,0%	27,1%
Piombino				42,0%	1193,3%
Brindisi	6,6%	2,8%	2,5%	6,2%	1,9%
Foggia	28,0%	12,1%	9,5%	3,2%	
Rossano	168,5%	113,6%	176,4%	184,2%	263,4%
Priolo G.	15,3%	8,8%	10,0%	39,0%	24,2%
Totale nazionale	68,8%	53,1%	51,9%	44,0%	45,1%
<i>Zone estere</i>					
Francia	4,4%	-	-	19,2%	0,0%
Svizzera	11,8%	-	34,1%	26,2%	0,1%
Austria	0,3%	-	-	0,3%	0,1%
Slovenia	0,3%	-	5,7%	0,0%	0,0%
Grecia	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%
Totale estero	9,4%	9,9%	10,5%	5,8%	0,1%
TOTALE	59,3%	47,0%	45,5%	38,2%	37,8%

MGP - OFFERTE NEL SISTEMA ITALIA: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO LAVORATIVO. ANNO 2009

Fig.18



MGP - OFFERTE NEL SISTEMA ITALIA: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO FESTIVO. ANNO 2009

Fig.19

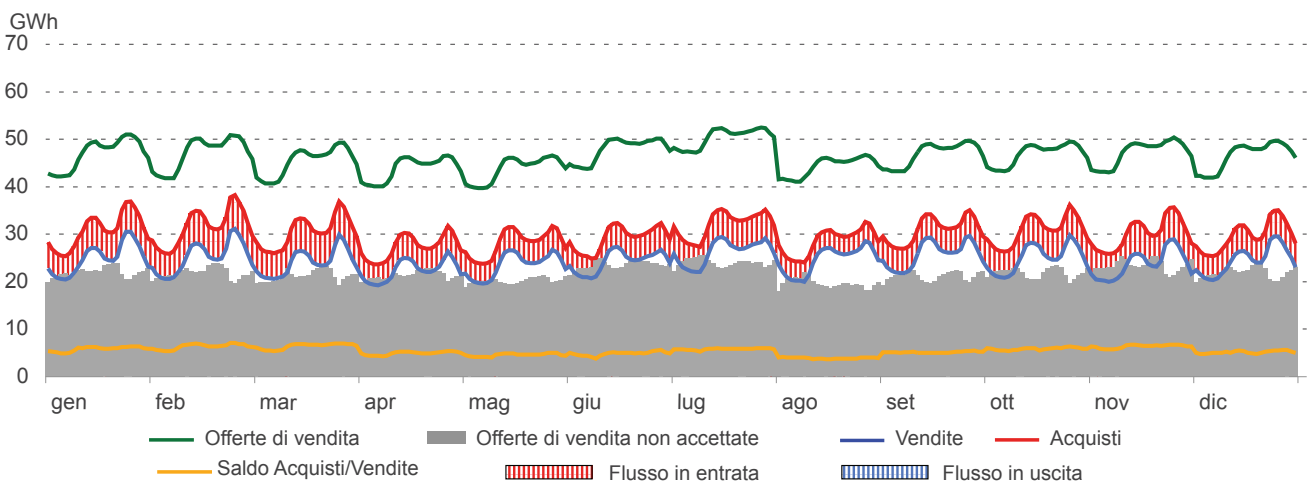
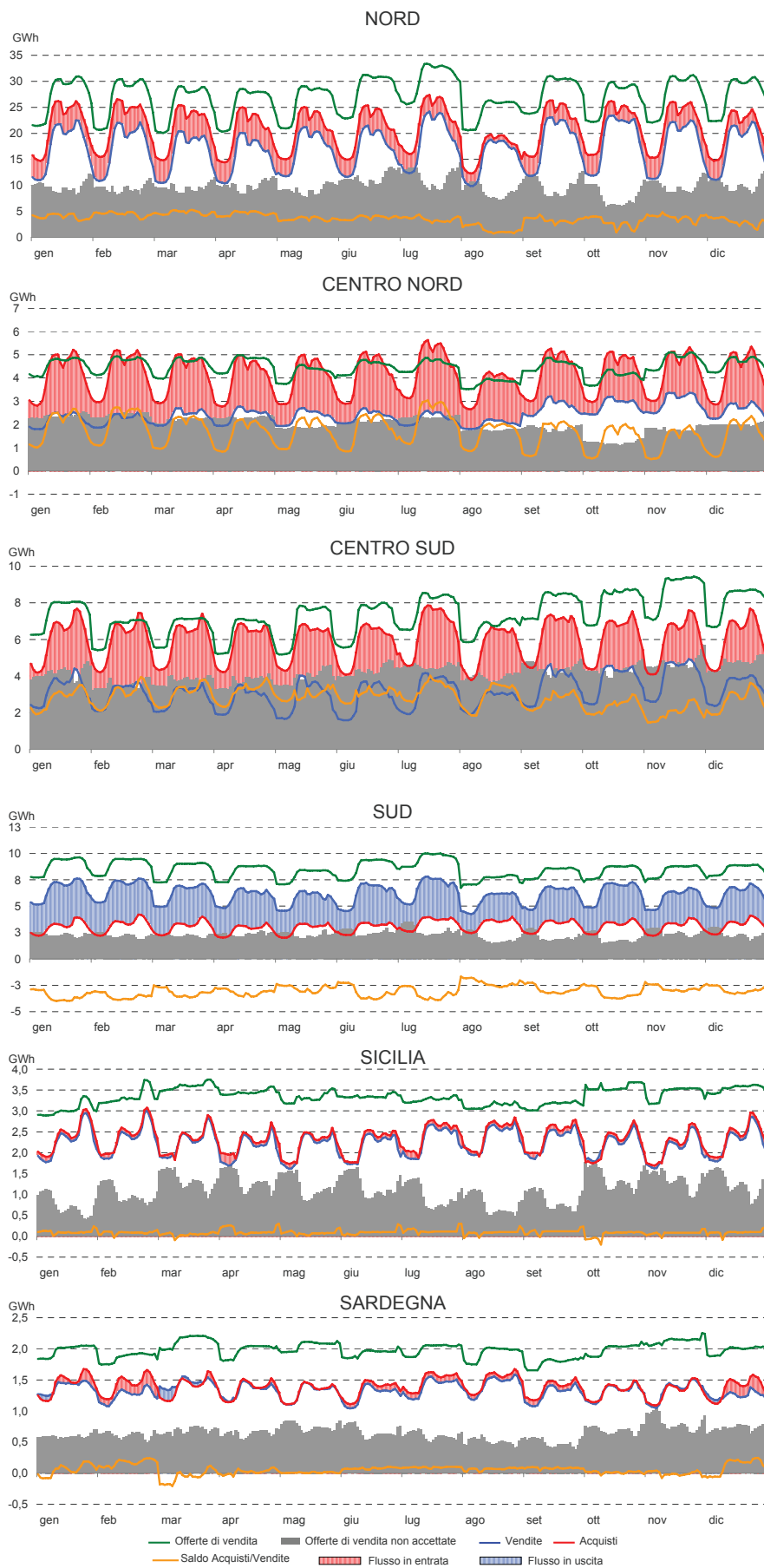


Fig.20

MGP - OFFERTE NELLE ZONE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO LAVORATIVO. ANNO 2009



MGP - OFFERTE NELLE ZONE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO FESTIVO. ANNO 2009

Fig.21

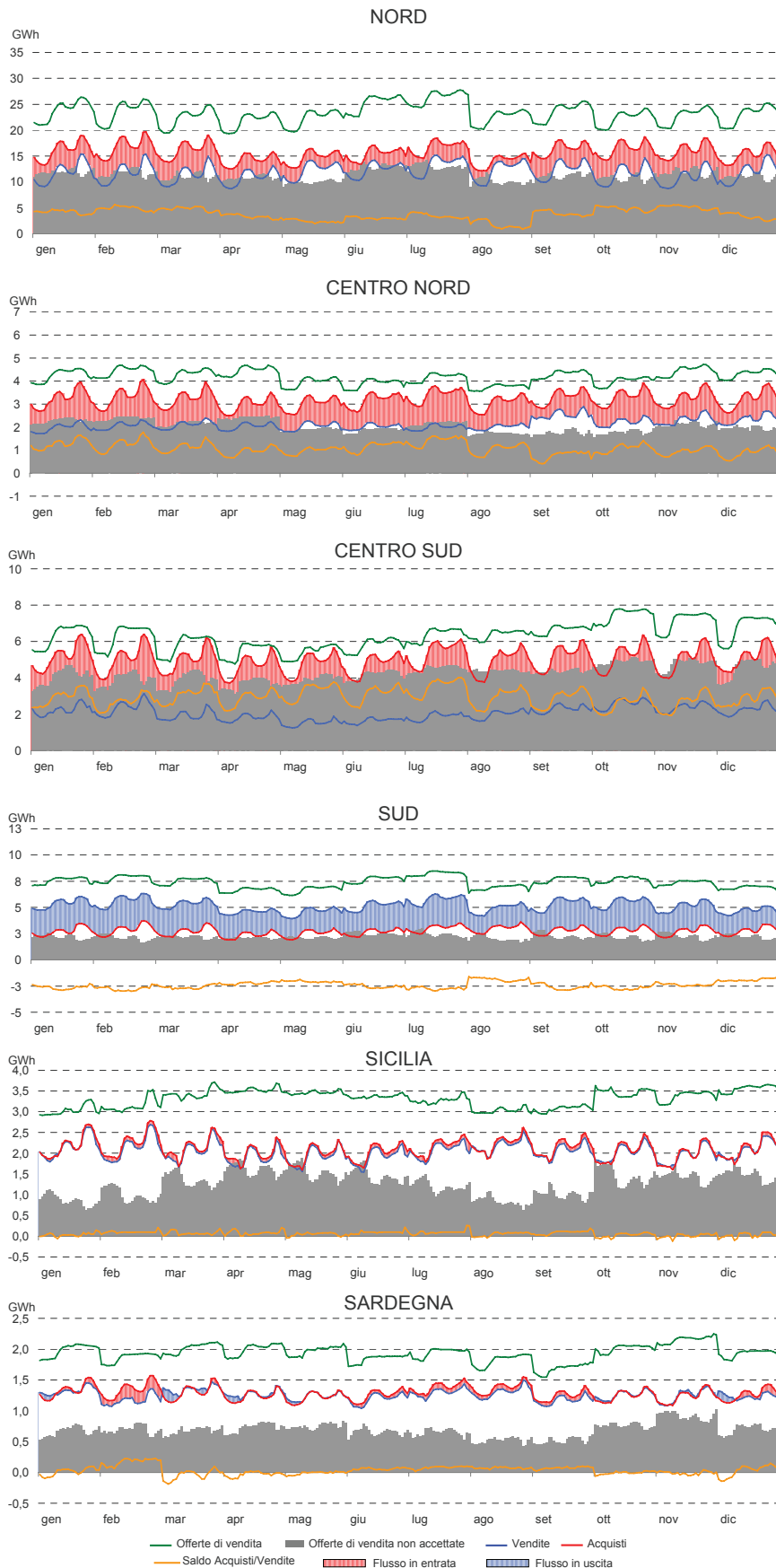
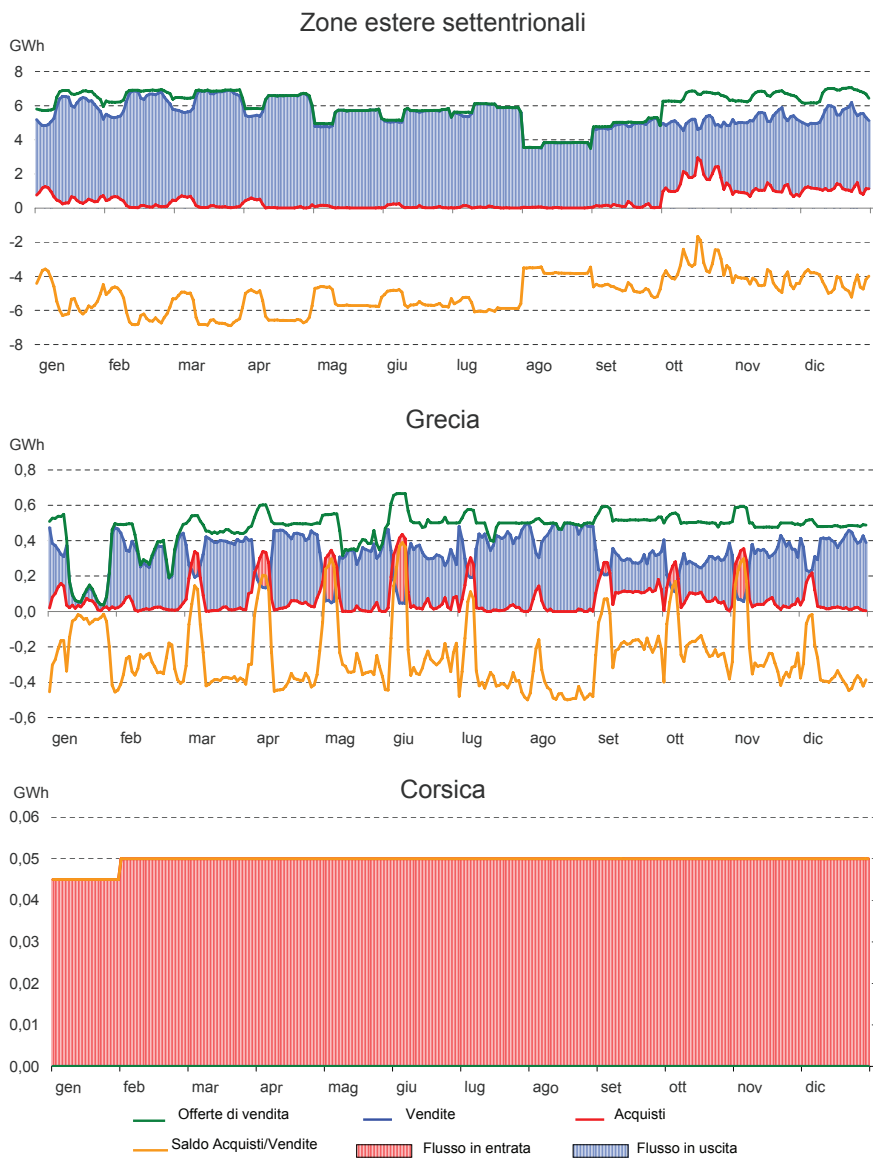


Fig.22

MGP - OFFERTE NELLE ZONE ESTERE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO LAVORATIVO. ANNO 2009



MGP - OFFERTE NELLE ZONE ESTERE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO FESTIVO. ANNO 2009

Fig.23



Tab.25

MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE PER TSO: TOTALE

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	1.733.244	1.726.063	1.649.226	1.795.886	1.784.358
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	19.344.090	19.559.506	20.498.344	19.075.149	20.406.076
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	2.486.571	298.681	199.673	1.000.736	718.863
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	3.042.055	3.066.150	2.274.030	3.183.510	3.192.453
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	23.560.190	23.027.536	25.834.040	24.819.942	26.634.924
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	<i>157.404</i>	<i>123.919</i>	<i>113.876</i>	<i>94.483</i>	<i>26.160</i>
Totale	50.323.553	47.801.854	50.569.190	49.969.706	52.762.835

Tab.26

MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE PER TSO: MEDIA ORARIA

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	198	197	188	205	204
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	2.208	2.227	2.340	2.178	2.329
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	284	34	23	114	82
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	347	349	260	363	364
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	2.690	2.622	2.949	2.833	3.041
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	<i>18</i>	<i>14</i>	<i>13</i>	<i>11</i>	<i>3</i>
Totale	5.745	5.442	5.773	5.704	6.023

Fig.24

MGP - VENDITE TOTALI SULLE ZONE ESTERE: MEDIA ORARIA

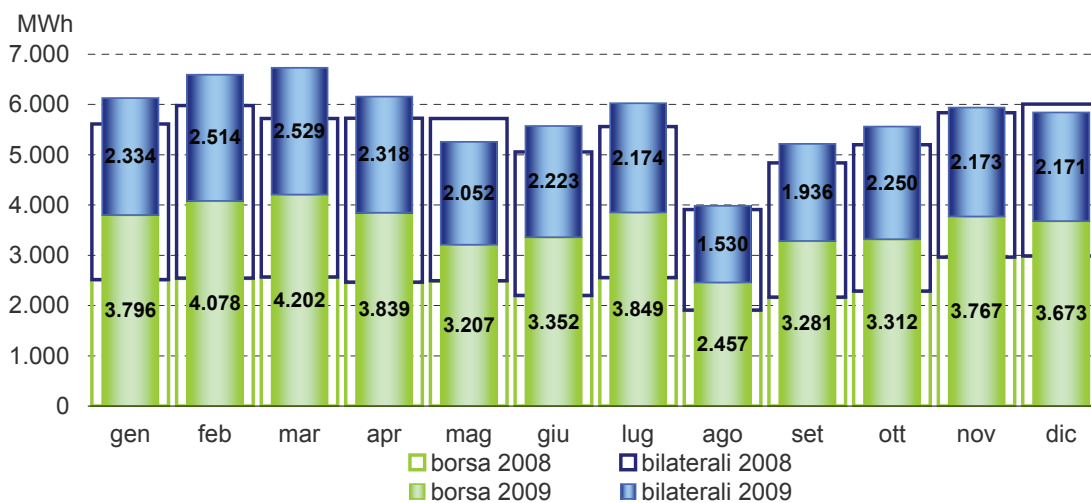


Fig.25

MGP - SALDO VENDITE/ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE: MEDIA ORARIA

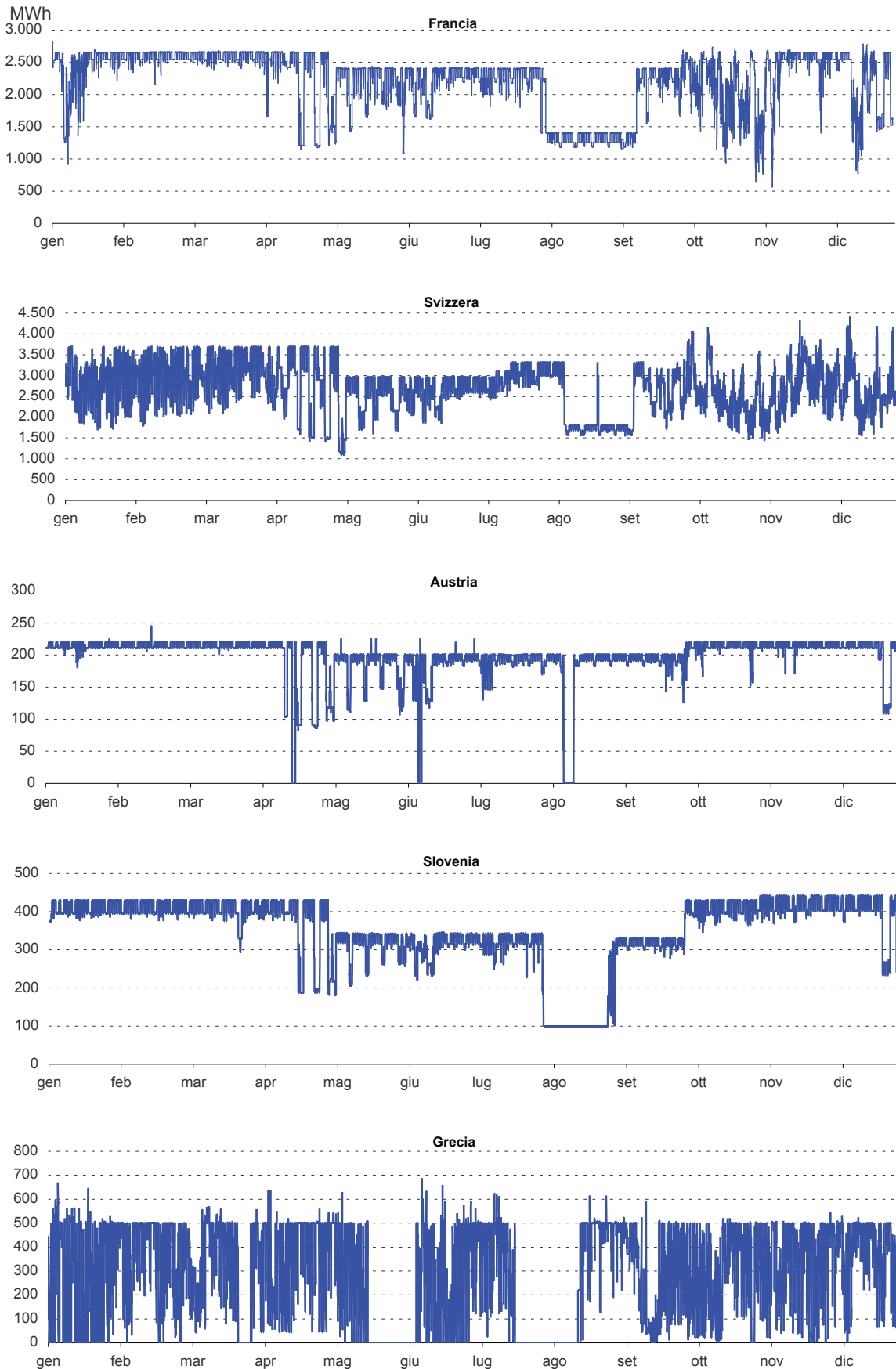


MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE: MEDIA ORARIA

Fig.26



Fig.27 MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE PER TSO: ANDAMENTO ORARIO. ANNO 2009



MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E % DI SUCCESSO - TOTALE NAZIONALE

Tab.27

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh					% Successo				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	211.015.094	236.875.799	243.135.239	240.169.453	227.120.398	61,4%	68,6%	69,5%	72,4%	68,6%
Ciclo combinato	128.181.956	145.891.724	140.367.880	122.586.490	106.422.580	75,7%	84,6%	85,9%	84,2%	84,6%
Carbone	23.009.110	22.698.171	24.066.453	24.309.949	23.036.810	81,1%	88,2%	92,2%	90,1%	93,0%
Olio e policombustibili	23.421.917	26.066.211	30.015.784	38.256.051	46.223.085	36,1%	39,0%	41,1%	51,8%	49,1%
Geotermico	5.059.575	5.197.930	5.263.553	5.345.842	5.253.501	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%
Turbogas	86.745	95.501	1.396.814	1.763.588	2.073.352	0,6%	0,7%	8,8%	11,1%	13,1%
Autoproduzione	16.866.886	22.035.926	23.977.572	22.895.345	20.555.281	96,3%	99,5%	99,6%	99,2%	99,7%
Altro	14.388.904	14.890.336	18.047.183	25.012.188	23.555.789	32,3%	38,3%	42,9%	60,9%	52,8%
Idroelettrico	45.979.259	39.603.863	30.892.091	34.597.722	38.375.403	48,8%	46,6%	44,6%	52,4%	71,1%
Serbatoio e bacino	16.512.568	13.653.897	11.633.122	14.125.506	15.361.419	56,2%	57,0%	57,4%	63,0%	57,4%
Acqua fluente	24.063.519	19.515.473	14.469.675	13.823.750	13.655.366	92,1%	79,4%	74,8%	81,3%	78,4%
Pompaggio	5.403.171	6.434.493	4.789.294	6.648.466	9.358.618	14,0%	17,7%	16,2%	25,0%	95,2%
Eolico	6.107.261	5.057.575	2.195.082	2.036.598	1.477.972	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	84,4%
TOTALE IMPIANTI	263.101.613	281.537.237	276.222.412	276.803.773	266.973.773	59,2%	64,7%	65,6%	69,2%	69,0%
Offerte Integrative		7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.242		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	263.101.613	289.159.443	279.380.017	279.820.323	270.422.015	59,2%	65,3%	65,8%	69,4%	69,3%

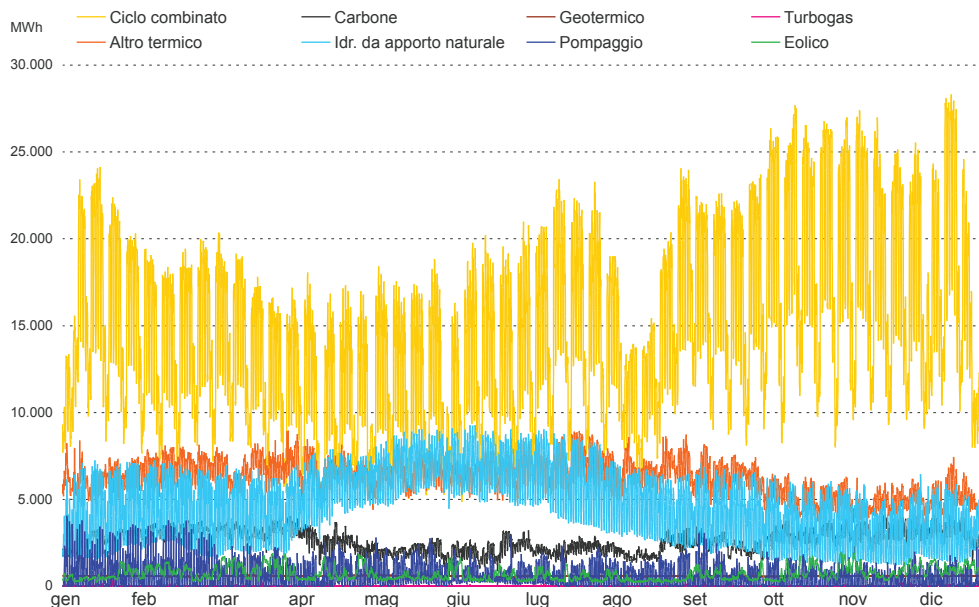
MGP - VENDITE MEDIE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E STRUTTURA - TOTALE NAZIONALE

Tab.28

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh					Struttura				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	24.088	26.967	27.755	27.417	25.927	80,2%	84,1%	88,0%	86,8%	85,1%
Ciclo combinato	14.633	16.609	16.024	13.994	12.149	48,7%	51,8%	50,8%	44,3%	39,9%
Carbone	2.627	2.584	2.747	2.775	2.630	8,7%	8,1%	8,7%	8,8%	8,6%
Olio e policombustibili	2.674	2.967	3.426	4.367	5.277	8,9%	9,3%	10,9%	13,8%	17,3%
Geotermico	578	592	601	610	600	1,9%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%
Turbogas	10	11	159	201	237	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,8%
Autoproduzione	1.925	2.509	2.737	2.614	2.346	6,4%	7,8%	8,7%	8,3%	7,7%
Altro	1.643	1.695	2.060	2.855	2.689	5,5%	5,3%	6,5%	9,0%	8,8%
Idroelettrico	5.249	4.509	3.526	3.950	4.381	17,5%	14,1%	11,2%	12,5%	14,4%
Serbatoio e bacino	1.885	1.554	1.328	1.613	1.754	6,3%	4,8%	4,2%	5,1%	5,8%
Acqua fluente	2.747	2.222	1.652	1.578	1.559	9,1%	6,9%	5,2%	5,0%	5,1%
Pompaggio	617	733	547	759	1.068	2,1%	2,3%	1,7%	2,4%	3,5%
Eolico	697	576	251	232	169	2,3%	1,8%	0,8%	0,7%	0,6%
TOTALE IMPIANTI	30.034	32.051	31.532	31.599	30.476	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative		868	360	344	394					
TOTALE VENDITE	30.034	32.919	31.893	31.943	30.870					

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - TOTALE NAZIONALE. ANNO 2009

Fig.28



Tab.29

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E % DI SUCCESSO - NORD

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh					% Successo				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	100.221.564	118.211.695	122.825.652	121.531.146	117.368.737	65,0%	74,6%	75,4%	76,3%	75,5%
Ciclo combinato	65.434.213	76.683.136	76.187.823	69.649.078	60.550.226	68,8%	80,5%	81,1%	77,3%	78,4%
Carbone	11.208.802	13.319.214	13.067.859	14.079.413	15.508.552	74,7%	89,0%	91,6%	87,6%	95,6%
Olio e polcombustibili	3.253.051	4.737.496	7.376.702	11.210.368	12.446.029	15,6%	21,2%	28,8%	47,1%	38,8%
Geotermico										
Turbogas	28.567	10.222	1.300.298	1.680.355	1.971.035	1,1%	0,4%	32,8%	38,3%	49,4%
Autoproduzione	12.002.626	15.762.425	16.120.887	16.349.841	16.883.857	96,7%	99,8%	99,7%	99,7%	99,8%
Altro	8.294.305	7.699.201	8.772.083	8.562.091	10.009.038	99,9%	99,3%	99,0%	98,7%	112,4%
Idroelettrico	35.933.013	32.267.710	24.796.237	25.291.804	26.921.810	49,6%	47,8%	44,5%	50,3%	66,3%
Serbatoio e bacino	11.899.327	10.941.768	9.207.285	9.617.362	10.192.090	51,1%	53,3%	52,6%	55,0%	51,7%
Acqua fluente	20.379.298	16.957.255	12.931.408	12.085.430	11.880.817	91,1%	78,1%	73,1%	79,5%	76,4%
Pompaggio	3.654.389	4.368.687	2.657.544	3.589.012	4.848.903	13,6%	17,3%	12,9%	20,4%	91,2%
Eolico	32.985					100,0%				
TOTALE IMPIANTI	136.187.563	150.479.405	147.621.889	146.822.950	144.290.547	60,1%	66,6%	67,5%	70,0%	73,6%
Offerte Integrative		3.762.726	1.247.392	1.472.414	2.287.044		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	136.187.563	154.242.131	148.869.281	148.295.364	146.577.590	60,1%	67,1%	67,7%	70,2%	73,9%

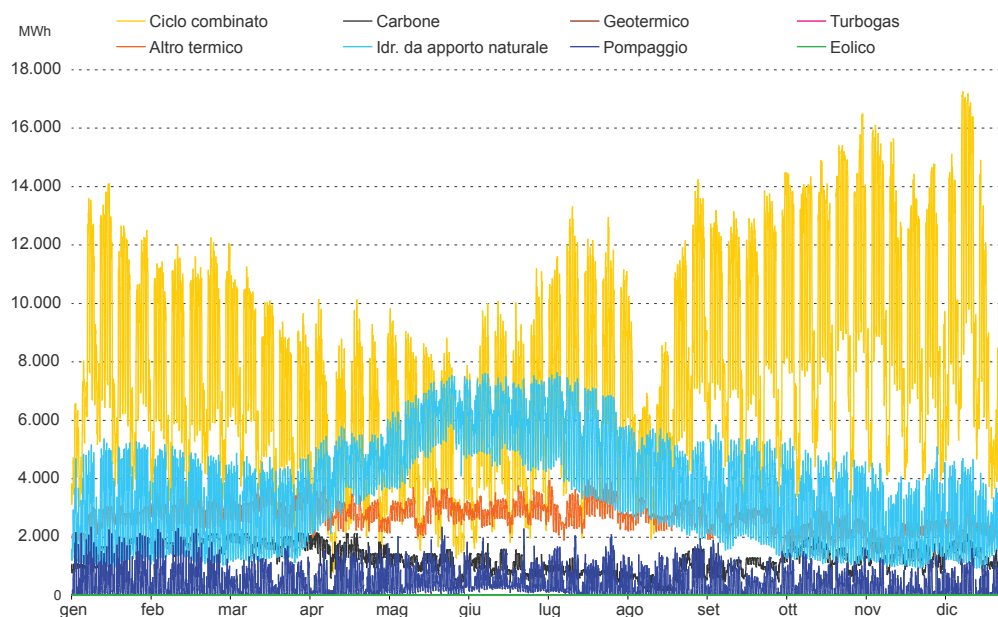
Tab.30

MGP - VENDITE MEDIE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E STRUTTURA - NORD

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh					Struttura				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	11.441	13.458	14.021	13.873	13.398	73,6%	78,6%	83,2%	82,8%	81,3%
Ciclo combinato	7.470	8.730	8.697	7.951	6.912	48,0%	51,0%	51,6%	47,4%	42,0%
Carbone	1.280	1.516	1.492	1.607	1.770	8,2%	8,9%	8,9%	9,6%	10,7%
Olio e polcombustibili	371	539	842	1.280	1.421	2,4%	3,1%	5,0%	7,6%	8,6%
Geotermico										
Turbogas	3	1	148	192	225	0,0%	0,0%	0,9%	1,1%	1,4%
Autoproduzione	1.370	1.794	1.840	1.866	1.927	8,8%	10,5%	10,9%	11,1%	11,7%
Altro	947	877	1.001	977	1.143	6,1%	5,1%	5,9%	5,8%	6,9%
Idroelettrico	4.102	3.673	2.831	2.887	3.073	26,4%	21,4%	16,8%	17,2%	18,7%
Serbatoio e bacino	1.358	1.246	1.051	1.098	1.163	8,7%	7,3%	6,2%	6,6%	7,1%
Acqua fluente	2.326	1.930	1.476	1.380	1.356	15,0%	11,3%	8,8%	8,2%	8,2%
Pompaggio	417	497	303	410	554	2,7%	2,9%	1,8%	2,4%	3,4%
Eolico	4					0,0%				
TOTALE IMPIANTI	15.547	17.131	16.852	16.761	16.472	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative		428	142	168	261					
TOTALE VENDITE	15.547	17.559	16.994	16.929	16.733					

Fig.29

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - NORD. ANNO 2009



MGP – VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E % DI SUCCESSO – CENTRO NORD

Tab.31

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh					% Successo				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	18.186.058	20.434.521	22.726.254	22.215.621	22.091.609	53,6%	60,2%	65,0%	72,0%	66,2%
Ciclo combinato	10.636.923	12.823.598	14.272.691	11.616.424	12.091.920	68,2%	77,6%	85,7%	96,8%	96,6%
Carbone	1.054.954	770.530	998.115	1.083.142	1.026.435	95,9%	99,4%	97,3%	96,2%	96,9%
Olio e pollicombustibili	57.151	398.813	368.327	2.201.490	1.699.569	0,6%	4,7%	4,3%	24,7%	15,4%
Geotermico	5.014.023	5.197.930	5.249.207	5.331.063	5.233.443	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%
Turbogas	18	879	2.358	2.365	3.006	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
Autoproduzione	333.516	519.010	1.001.102	1.105.194	1.200.874	99,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Altro	1.089.473	723.761	834.453	875.943	836.363	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	130,3%
Idroelettrico	2.296.505	1.870.598	1.529.146	2.169.875	1.981.405	53,7%	48,5%	48,7%	72,3%	80,3%
Serbatoio e bacino	1.386.491	1.073.868	982.670	1.585.847	1.260.595	81,1%	81,4%	89,9%	92,3%	75,3%
Acqua fluente	754.021	569.252	255.337	278.619	273.160	97,9%	70,0%	75,4%	79,4%	78,9%
Pompaggio	155.992	227.478	291.139	305.409	447.650	8,7%	13,2%	17,0%	32,8%	100,0%
Eolico	16.037	80.772	7.496			100,0%	100,0%	100,0%		
TOTALE IMPIANTI	20.498.599	22.385.891	24.262.895	24.385.497	24.073.014	53,6%	59,1%	63,7%	72,0%	67,1%
Offerte Integrative		522.169	149.713	130.138	33.591	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	20.498.599	22.908.060	24.412.608	24.515.635	24.106.605	53,6%	59,7%	63,8%	72,1%	67,2%

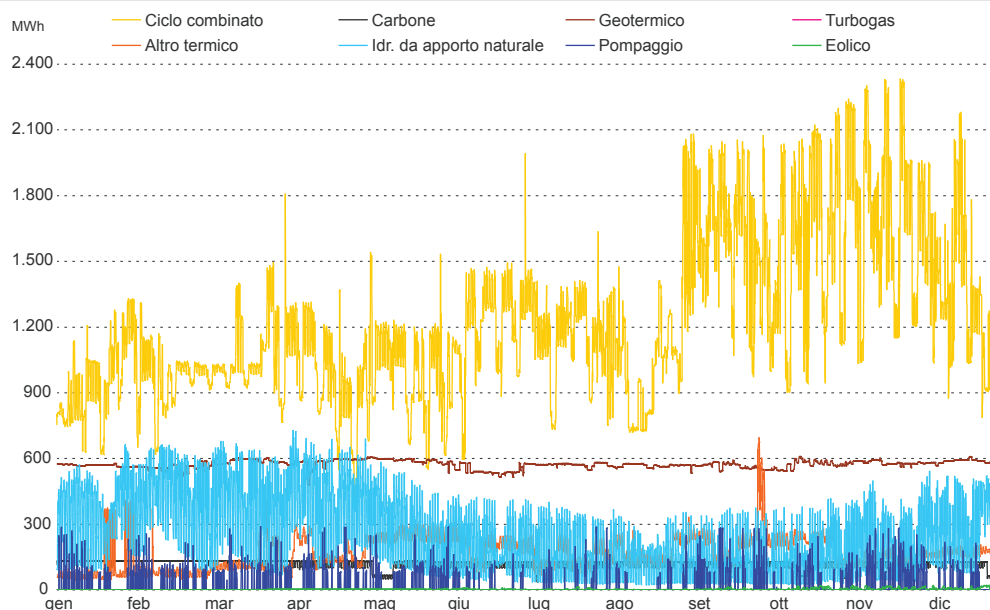
MGP – VENDITE MEDIE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E STRUTTURA – CENTRO NORD

Tab.32

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh					Struttura				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	2.076	2.326	2.594	2.536	2.522	88,7%	91,3%	93,7%	91,1%	91,8%
Ciclo combinato	1.214	1.460	1.629	1.326	1.380	51,9%	57,3%	58,8%	47,6%	50,2%
Carbone	120	88	114	124	117	5,1%	3,4%	4,1%	4,4%	4,3%
Olio e pollicombustibili	7	45	42	251	194	0,3%	1,8%	1,5%	9,0%	7,1%
Geotermico	572	592	599	609	597	24,5%	23,2%	21,6%	21,9%	21,7%
Turbogas	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Autoproduzione	38	59	114	126	137	1,6%	2,3%	4,1%	4,5%	5,0%
Altro	124	82	95	100	95	5,3%	3,2%	3,4%	3,6%	3,5%
Idroelettrico	262	213	175	248	226	11,2%	8,4%	6,3%	8,9%	8,2%
Serbatoio e bacino	158	122	112	181	144	6,8%	4,8%	4,1%	6,5%	5,2%
Acqua fluente	86	65	29	32	31	3,7%	2,5%	1,1%	1,1%	1,1%
Pompaggio	18	26	33	35	51	0,8%	1,0%	1,2%	1,3%	1,9%
Eolico	2	9	1			0,1%	0,4%	0,0%		
TOTALE IMPIANTI	2.340	2.548	2.770	2.784	2.748	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative		59	17	15	4					
TOTALE VENDITE	2.340	2.608	2.787	2.799	2.752					

MGP – VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO – CENTRO NORD, ANNO 2009

Fig.30



Tab.33

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E % DI SUCCESSO - CENTRO SUD

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh					% Successo				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	19.164.861	12.658.060	14.609.490	21.859.094	23.270.311	39,8%	36,2%	38,9%	58,9%	47,8%
Ciclo combinato	13.758.492	9.044.883	9.111.300	9.616.619	9.374.166	89,6%	92,1%	91,0%	89,8%	94,4%
Carbone	3.596.232					95,3%				
Olio e policomcombustibili	82.523	230.958	423.860	417.592	4.632.365	74,4%	61,0%	60,0%	88,1%	54,1%
Geotermico			14.346	14.779	20.058			100,0%	100,0%	100,0%
Turbogas	23.538	32.803	53.166	51.937	59.123	0,7%	1,2%	1,8%	1,7%	1,9%
Autoproduzione	318.862	297.721	245.323	249.727	248.328	85,5%	81,2%	81,4%	84,3%	92,5%
Altro	1.385.213	3.051.696	4.761.494	11.508.439	8.936.272	5,4%	14,1%	20,2%	51,2%	33,4%
Idroelettrico	4.193.940	2.295.795	1.444.120	2.836.727	3.331.929	35,0%	53,1%	81,4%	97,4%	89,6%
Serbatoio e bacino	1.121.072	715.787	430.780	1.323.143	1.754.648	73,5%	79,8%	72,9%	96,3%	82,2%
Acqua fluente	2.207.756	1.378.164	819.951	985.499	1.008.381	99,9%	98,6%	99,0%	99,4%	99,5%
Pompaggio	865.112	201.844	193.388	528.085	568.899	10,5%	9,9%	54,5%	96,5%	100,0%
Eolico	1.452.693	361.563	331.134	247.529	190.142	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE IMPIANTI	24.811.493	15.315.418	16.384.743	24.943.350	26.792.382	40,2%	38,6%	41,3%	61,9%	50,9%
Offerte Integrative		1.060.879	149.713	251.612	33.591		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	24.811.493	16.376.297	16.534.456	25.194.961	26.825.973	40,2%	40,2%	41,5%	62,2%	50,9%

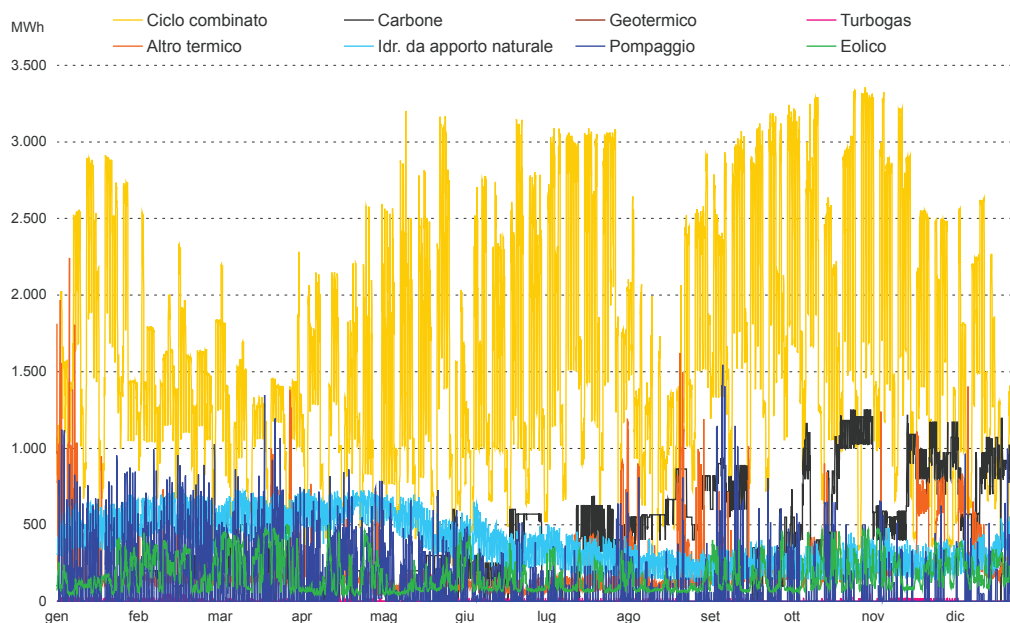
Tab.34

MGP - VENDITE MEDIE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E STRUTTURA - CENTRO SUD

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh					Struttura				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	2.188	1.441	1.668	2.495	2.656	77,2%	82,6%	89,2%	87,6%	86,9%
Ciclo combinato	1.571	1.030	1.040	1.098	1.070	55,5%	59,1%	55,6%	38,6%	35,0%
Carbone	411					14,5%				
Olio e policomcombustibili	9	26	48	48	529	0,3%	1,5%	2,6%	1,7%	17,3%
Geotermico			2	2	2			0,1%	0,1%	0,1%
Turbogas	3	4	6	6	7	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
Autoproduzione	36	34	28	29	28	1,3%	1,9%	1,5%	1,0%	0,9%
Altro	158	347	544	1.314	1.020	5,6%	19,9%	29,1%	46,1%	33,4%
Idroelettrico	479	261	165	324	380	16,9%	15,0%	8,8%	11,4%	12,4%
Serbatoio e bacino	128	81	49	151	200	4,5%	4,7%	2,6%	5,3%	6,5%
Acqua fluente	252	157	94	112	115	8,9%	9,0%	5,0%	4,0%	3,8%
Pompaggio	99	23	22	60	65	3,5%	1,3%	1,2%	2,1%	2,1%
Eolico	166	41	38	28	22	5,9%	2,4%	2,0%	1,0%	0,7%
TOTALE IMPIANTI	2.832	1.744	1.870	2.847	3.058	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative		121	17	29	4					
TOTALE VENDITE	2.832	1.864	1.887	2.876	3.062					

Fig.31

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - CENTRO SUD. ANNO 2009



MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E % DI SUCCESSO - SUD

Tab.35

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh					% Successo				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	46.173.406	57.435.414	52.664.629	44.190.757	34.793.977	70,5%	76,6%	75,3%	72,1%	71,7%
Ciclo combinato	21.405.949	29.651.388	23.928.910	15.502.069	8.203.794	84,3%	92,1%	94,9%	97,4%	99,2%
Carbone	1.516.166	2.772.225	2.966.411	2.663.885	1.015.796	88,1%	100,0%	100,0%	99,9%	97,9%
Olio e policomustibili	16.493.001	17.367.780	16.894.263	17.492.650	20.772.332	71,9%	73,1%	70,3%	69,2%	80,7%
Geotermico	45.552					100,0%				
Turbogas	160	1.987	5.079	3.898	5.534	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Autoproduzione	4.211.883	5.456.770	6.610.260	5.190.583	2.222.222	95,9%	100,0%	100,0%	98,4%	99,3%
Altro	2.500.695	2.185.264	2.259.706	3.337.673	2.574.299	29,8%	30,3%	32,0%	41,2%	36,9%
Idroelettrico	2.283.877	2.068.342	2.048.417	2.928.396	3.843.647	77,2%	29,6%	32,4%	46,2%	82,4%
Serbatoio e bacino	1.802.762	747.165	784.772	1.368.593	1.629.955	73,7%	77,4%	95,5%	85,6%	67,3%
Acqua fluente	481.115	456.956	376.374	415.746	414.743	93,9%	100,0%	99,9%	100,0%	93,5%
Pompaggio		864.221	887.271	1.144.058	1.798.949		15,5%	17,3%	26,5%	100,0%
Eolico	2.694.369	3.118.311	1.049.441	1.074.841	663.118	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE IMPIANTI	51.151.652	62.622.067	55.762.487	48.193.994	39.300.743	71,9%	73,6%	72,1%	70,2%	73,0%
Offerte Integrative		1.031.176	781.805	601.395	565.747		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	51.151.652	63.653.244	56.544.292	48.795.389	39.866.490	71,9%	73,9%	72,4%	70,4%	73,2%

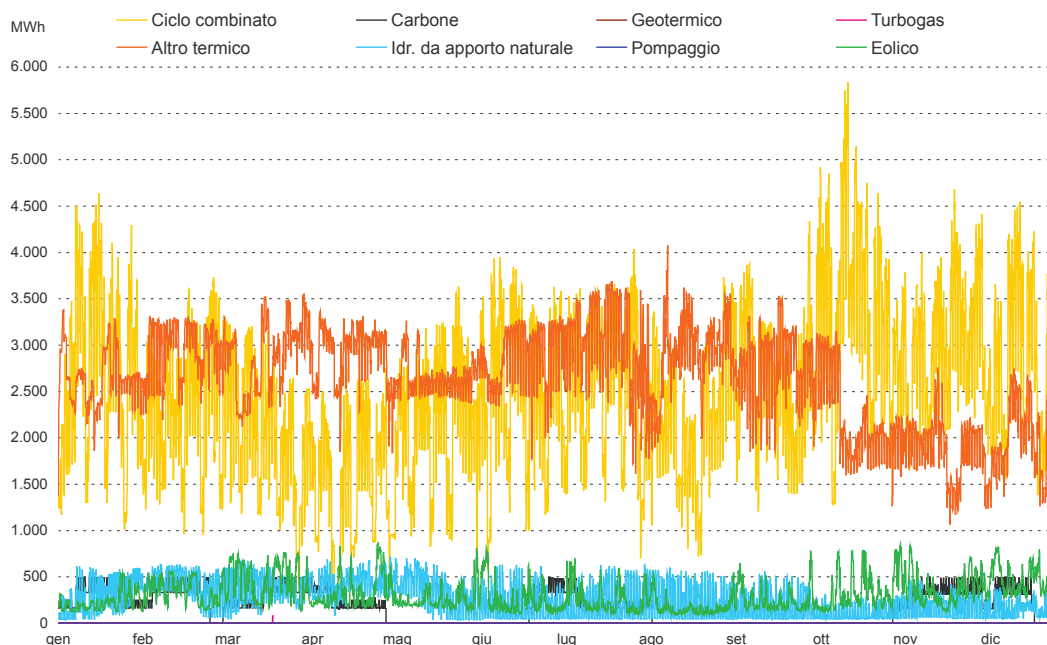
MGP - VENDITE MEDIE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E STRUTTURA - SUD

Tab.36

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh					Struttura				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	5.271	6.539	6.012	5.045	3.972	90,3%	91,7%	94,4%	91,7%	88,5%
Ciclo combinato	2.444	3.376	2.732	1.770	937	41,8%	47,3%	42,9%	32,2%	20,9%
Carbone	173	316	339	304	116	3,0%	4,4%	5,3%	5,5%	2,6%
Olio e policomustibili	1.883	1.977	1.929	1.997	2.371	32,2%	27,7%	30,3%	36,3%	52,9%
Geotermico	5					0,1%				
Turbogas	0	0	1	0	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Autoproduzione	481	621	755	593	254	8,2%	8,7%	11,9%	10,8%	5,7%
Altro	285	249	258	381	294	4,9%	3,5%	4,1%	6,9%	6,6%
Idroelettrico	261	235	234	334	439	4,5%	3,3%	3,7%	6,1%	9,8%
Serbatoio e bacino	206	85	90	156	186	3,5%	1,2%	1,4%	2,8%	4,1%
Acqua fluente	55	52	43	47	47	0,9%	0,7%	0,7%	0,9%	1,1%
Pompaggio		98	101	131	205		1,4%	1,6%	2,4%	4,6%
Eolico	308	355	120	123	76	5,3%	5,0%	1,9%	2,2%	1,7%
TOTALE IMPIANTI	5.839	7.129	6.366	5.502	4.486	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative		117	89	69	65					
TOTALE VENDITE	5.839	7.246	6.455	5.570	4.551					

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - SUD. ANNO 2009

Fig.32



Tab.37

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E % DI SUCCESSO - SICILIA

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh					% Successo				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	17.182.537	17.730.927	18.311.515	18.838.345	18.779.637	63,3%	65,2%	65,5%	71,0%	66,4%
Ciclo combinato	12.827.449	13.363.776	12.436.594	11.672.836	11.777.505	92,4%	94,2%	95,3%	93,9%	87,7%
Carbone										
Olio e polcombustibili	3.508.458	3.267.622	4.749.062	6.572.902	6.077.550	37,3%	34,0%	40,5%	53,8%	47,9%
Geotermico										
Turbogas	33.520	39.594	24.397	10.296	27.941	1,1%	1,7%	1,2%	0,8%	2,1%
Autoproduzione										
Altro	813.110	1.059.936	1.101.462	582.312	896.641	100,0%	99,9%	100,0%	99,9%	106,8%
Idroelettrico	602.572	668.335	629.924	713.747	1.447.220	71,4%	87,0%	81,7%	31,0%	92,9%
Serbatoio e bacino			37.429	22.975	147.710			70,8%	64,6%	57,1%
Acqua fluente	157.958	117.239	43.689	19.973	974	100,0%	74,3%	67,4%	100,0%	100,0%
Pompaggio	444.613	551.096	548.805	670.799	1.298.536	64,8%	90,2%	84,0%	29,8%	100,0%
Eolico	1.226.318	950.475	390.716	300.225	236.114	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%	48,4%
TOTALE IMPIANTI	19.011.427	19.349.737	19.332.154	19.852.317	20.462.971	65,0%	66,9%	66,4%	68,1%	67,5%
Offerte Integrative		762.768	424.460	171.644	49.021		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	19.011.427	20.112.505	19.756.615	20.023.961	20.511.991	65,0%	67,8%	66,8%	68,3%	67,5%

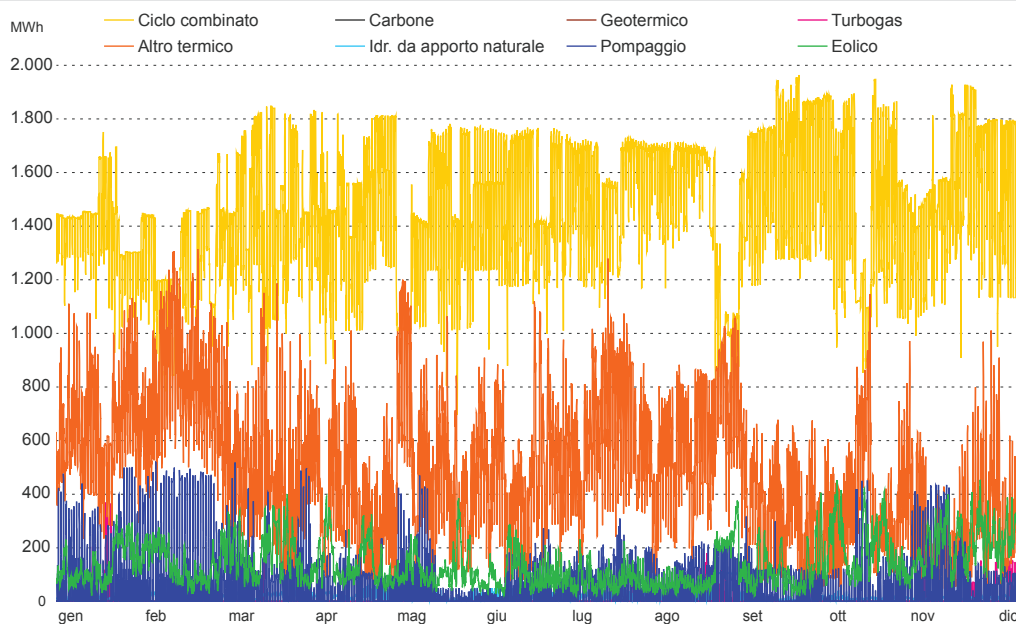
Tab.38

MGP - VENDITE MEDIE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E STRUTTURA - SICILIA

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh					Struttura				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	1.961	2.019	2.090	2.150	2.144	90,4%	91,6%	94,7%	94,9%	91,8%
Ciclo combinato	1.464	1.521	1.420	1.333	1.344	67,5%	69,1%	64,3%	58,8%	57,6%
Carbone										
Olio e polcombustibili	401	372	542	750	694	18,5%	16,9%	24,6%	33,1%	29,7%
Geotermico										
Turbogas	4	5	3	1	3	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
Autoproduzione										
Altro	93	121	126	66	102	4,3%	5,5%	5,7%	2,9%	4,4%
Idroelettrico	69	76	72	81	165	3,2%	3,5%	3,3%	3,6%	7,1%
Serbatoio e bacino	0	0	4	3	17	0,0%	0,0%	0,2%	0,1%	0,7%
Acqua fluente	18	13	5	2	0	0,8%	0,6%	0,2%	0,1%	0,0%
Pompaggio	51	63	63	77	148	2,3%	2,8%	2,8%	3,4%	6,3%
Eolico	140	108	45	34	27	6,5%	4,9%	2,0%	1,5%	1,2%
TOTALE IMPIANTI	2.170	2.203	2.207	2.266	2.336	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative		87	48	20	6					
TOTALE VENDITE	2.170	2.290	2.255	2.286	2.342					

Fig.33

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - SICILIA. ANNO 2009



MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E % DI SUCCESSO - SARDEGNA

Tab.39

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh					% Successo				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	10.086.668	10.405.182	11.997.700	11.534.489	10.816.126	67,7%	66,9%	72,5%	69,2%	64,8%
Ciclo combinato	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%
Carbone	5.632.956	5.836.203	7.034.067	6.483.509	5.486.027	83,3%	80,8%	89,7%	90,9%	84,9%
Olio e polcombustibili	27.732	63.542	203.570	361.049	595.240	1,2%	2,9%	8,6%	11,2%	15,1%
Geotermico										
Turbogas	942	10.016	11.517	14.736	6.713	0,1%	0,8%	0,9%	1,0%	0,5%
Autoproduzione										
Altro	306.108	170.478	317.985	145.730	303.176	55,5%	35,6%	48,5%	39,9%	64,4%
Idroelettrico	669.352	433.083	444.247	657.173	849.392	41,1%	28,1%	30,7%	54,6%	85,3%
Serbatoio e bacino	302.917	175.309	190.186	207.586	376.421	74,7%	66,9%	91,4%	91,5%	71,9%
Acqua fluente	83.371	36.608	42.914	38.484	77.290	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	283.064	221.167	211.146	411.103	395.681	24,8%	17,8%	17,7%	43,9%	100,0%
Eolico	684.859	546.453	416.297	414.004	388.598	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	94,7%
TOTALE IMPIANTI	11.440.879	11.384.718	12.858.243	12.605.666	12.054.116	66,4%	64,6%	69,9%	69,0%	66,6%
Offerte Integrative		482.488	150.228	389.347	271.644		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	11.440.879	11.867.205	13.008.471	12.995.012	12.325.760	66,4%	65,5%	70,1%	69,6%	67,1%

MGP - VENDITE MEDIE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO E STRUTTURA - SARDEGNA

Tab.40

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh					Struttura				
	2009	2008	2007	2006	2005	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	1.151	1.185	1.370	1.317	1.235	88,2%	91,4%	93,3%	91,5%	89,7%
Ciclo combinato	470	492	506	517	505	36,0%	38,0%	34,5%	35,9%	36,7%
Carbone	643	664	803	740	626	49,2%	51,3%	54,7%	51,4%	45,5%
Olio e polcombustibili	3	7	23	41	68	0,2%	0,6%	1,6%	2,9%	4,9%
Geotermico										
Turbogas	0	1	1	2	1	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Autoproduzione										
Altro	35	19	36	17	35	2,7%	1,5%	2,5%	1,2%	2,5%
Idroelettrico	76	49	51	75	97	5,9%	3,8%	3,5%	5,2%	7,0%
Serbatoio e bacino	35	20	22	24	43	2,6%	1,5%	1,5%	1,6%	3,1%
Acqua fluente	10	4	5	4	9	0,7%	0,3%	0,3%	0,3%	0,6%
Pompaggio	32	25	24	47	45	2,5%	1,9%	1,6%	3,3%	3,3%
Eolico	78	62	48	47	44	6,0%	4,8%	3,2%	3,3%	3,2%
TOTALE IMPIANTI	1.306	1.296	1.468	1.439	1.376	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative		55	17	44	31					
TOTALE VENDITE	1.306	1.351	1.485	1.483	1.407					

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - SARDEGNA. ANNO 2009

Fig.34

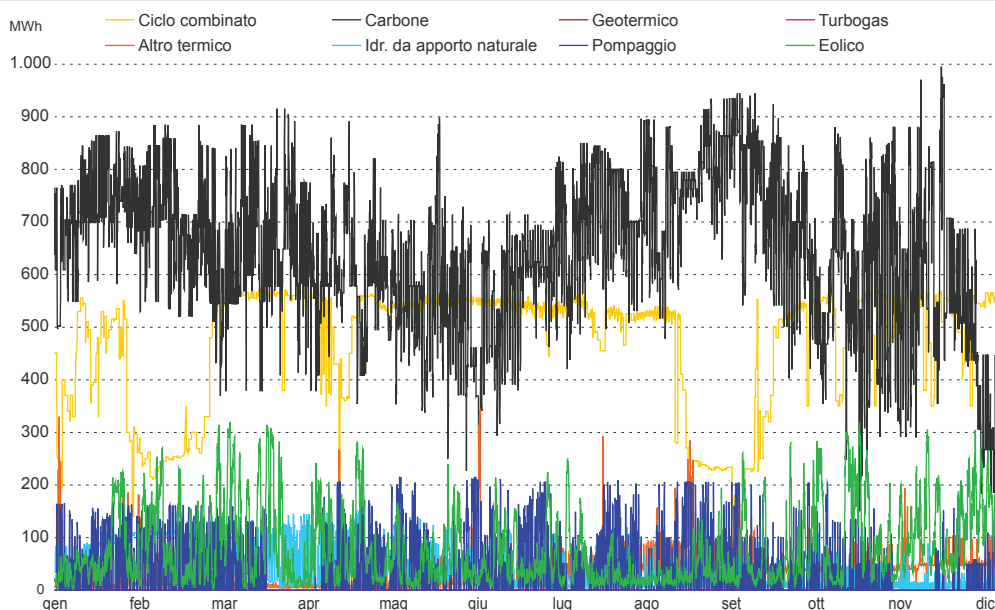
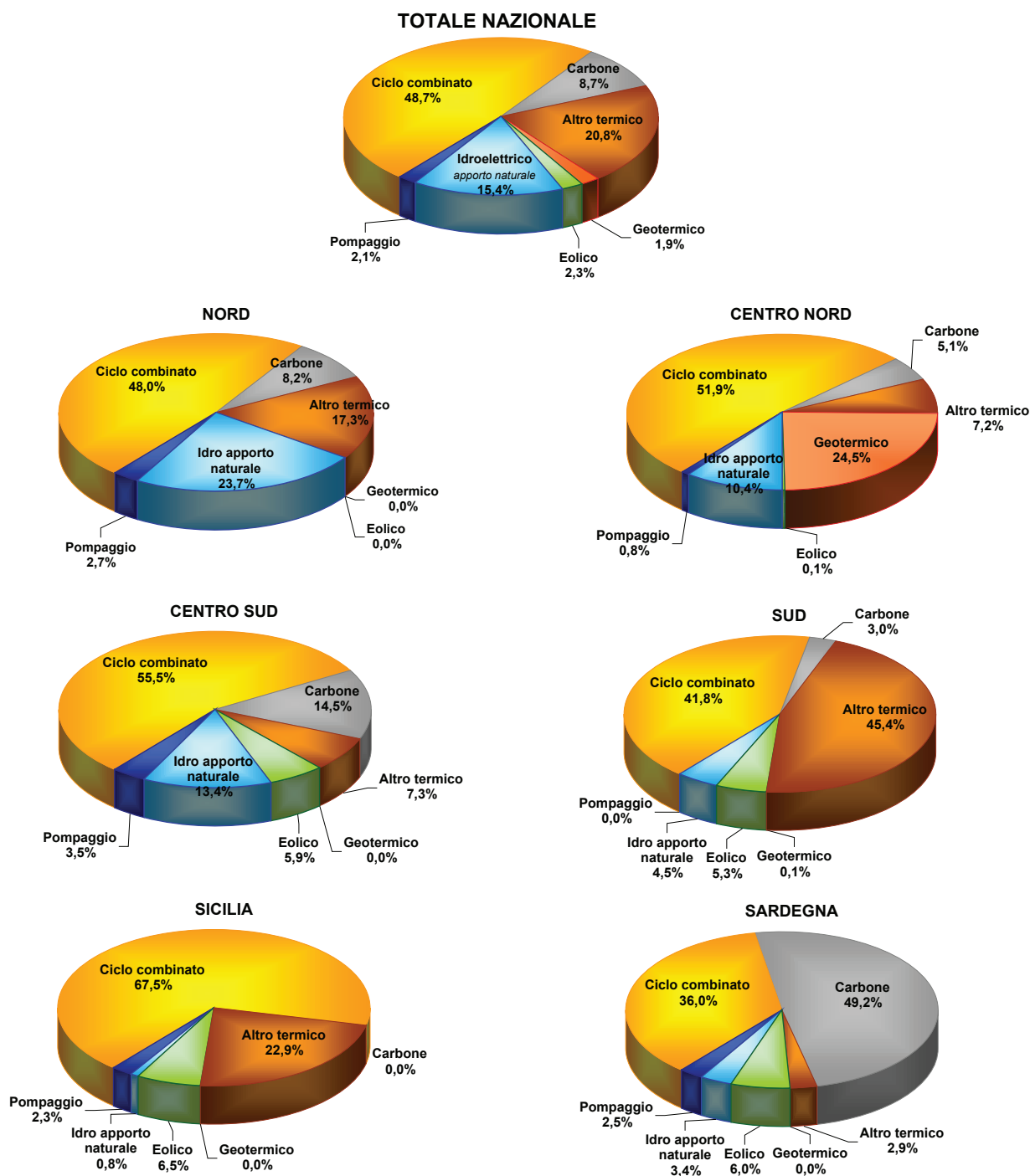


Fig.35

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO. ANNO 2009



MGP - DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA. TOTALE

Tab.41

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa	213.034.688	232.643.731	221.292.184	196.535.249	202.986.064
Acquirente Unico	70.700.952	79.448.673	106.570.141	132.230.746	139.179.980
Altri operatori	134.481.029	137.922.614	99.762.451	49.717.421	47.682.936
Pompaggi	2.891.281	5.108.149	6.334.233	7.443.272	8.087.174
Zone estere	3.825.739	6.699.056	3.057.474	3.346.408	2.773.208
Saldo programmi PCE	1.135.686	91.994	161		
Offerte integrative		3.373.245	5.567.723	3.797.402	5.262.767
PCE (incluso MTE)	100.390.479	104.317.565	108.657.022	133.254.781	120.198.785
Zone estere	436.389	559.701	726.452	1.285.567	1.143.298
Zone nazionali AU	24.246.640	19.502.059	16.166.432	20.768.233	25.153.421
Zone nazionali altri operatori	76.843.137	84.347.800	91.764.300	111.200.980	93.902.066
Saldo programmi PCE	-1.135.686	-91.994	-161		
VOLUMI ACQUISTATI	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850
VOLUMI NON ACQUISTATI	25.790.543	17.357.054	5.475.885	7.299.180	834.771
DOMANDA TOTALE	339.215.709	354.318.351	335.425.092	337.089.209	324.019.620

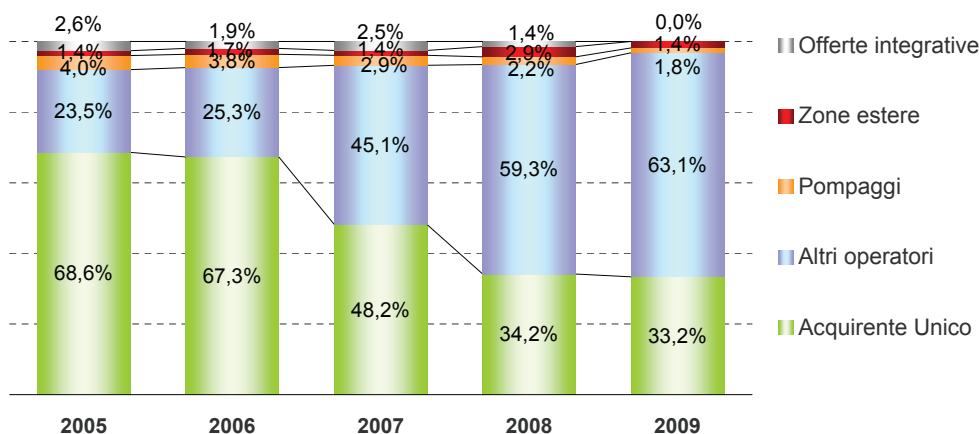
MGP - DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA. STRUTTURA

Tab.42

	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa - Liquidità	68,0%	69,0%	67,1%	59,6%	62,8%
Acquirente Unico	22,6%	23,6%	32,3%	40,1%	43,1%
Altri operatori	42,9%	40,9%	30,2%	15,1%	14,8%
Pompaggi	0,9%	1,5%	1,9%	2,3%	2,5%
Zone estere	1,2%	2,0%	0,9%	1,0%	0,9%
Saldo programmi PCE	0,4%	0,0%	0,0%		
Offerte integrative		1,0%	1,7%	1,2%	1,6%
PCE (incluso MTE)	32,0%	31,0%	32,9%	40,4%	37,2%
Zone estere	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,4%
Zone nazionali AU	7,7%	5,8%	4,9%	6,3%	7,8%
Zone nazionali altri operatori	24,5%	25,0%	27,8%	33,7%	29,1%
Saldo programmi PCE					
VOLUMI ACQUISTATI	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP - ACQUISTI: STRUTTURA DELLA BORSA

Fig.36



Tab. 43

MGP – OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA. TOTALE

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa	213.034.688	232.643.731	221.292.184	196.535.249	202.986.064
<i>Operatori</i>	131.158.116	147.438.784	142.990.379	123.564.850	133.900.904
<i>GSE</i>	45.353.277	47.808.312	45.828.980	48.403.285	51.922.522
<i>Zone estere</i>	31.215.502	21.788.559	16.786.271	7.969.332	931.017
<i>Saldo programmi PCE</i>	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
PCE (incluso MTE)	100.390.479	104.317.565	108.657.022	133.254.781	120.198.785
<i>Zone estere</i>	19.108.051	26.013.295	33.782.919	42.000.374	51.831.818
<i>Zone nazionali</i>	86.590.221	86.290.141	87.403.054	104.835.639	81.149.975
<i>Saldo programmi PCE</i>	-5.307.793	-7.985.871	-12.528.950	-13.581.232	-12.783.007
VOLUMI VENDUTI	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850
VOLUMI NON VENDUTI	185.806.695	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.971
OFFERTA TOTALE	499.231.861	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.821

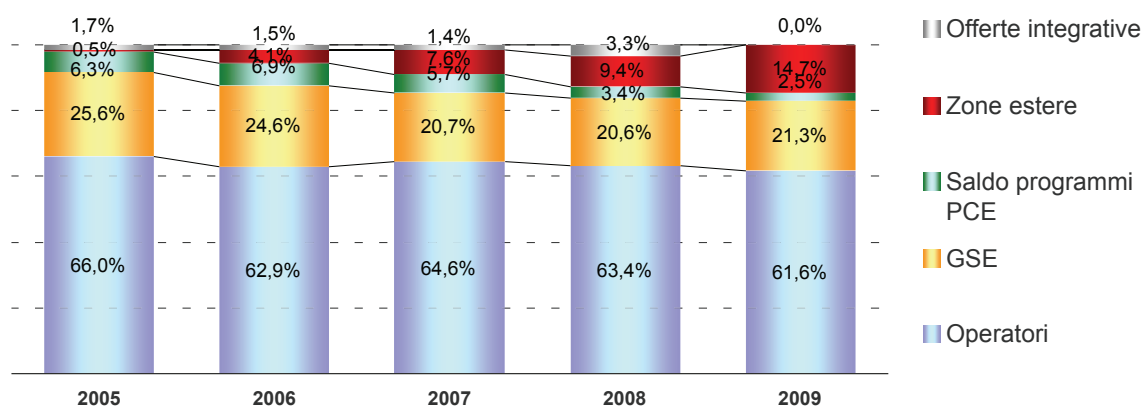
Tab.44

MGP – OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA. STRUTTURA

	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa - Liquidità	68,0%	69,0%	67,1%	59,6%	62,8%
<i>Operatori</i>	41,8%	43,8%	43,3%	37,5%	41,4%
<i>GSE</i>	14,5%	14,2%	13,9%	14,7%	16,1%
<i>Zone estere</i>	10,0%	6,5%	5,1%	2,4%	0,3%
<i>Saldo programmi PCE</i>	1,7%	2,4%	3,8%	4,1%	4,0%
<i>Offerte integrative</i>		2,3%	1,0%	0,9%	1,1%
PCE (incluso MTE)	32,0%	31,0%	32,9%	40,4%	37,2%
<i>Zone estere</i>	6,1%	7,7%	10,2%	12,7%	16,0%
<i>Zone nazionali</i>	27,6%	25,6%	26,5%	31,8%	25,1%
<i>Saldo programmi PCE</i>					
VOLUMI VENDUTI	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

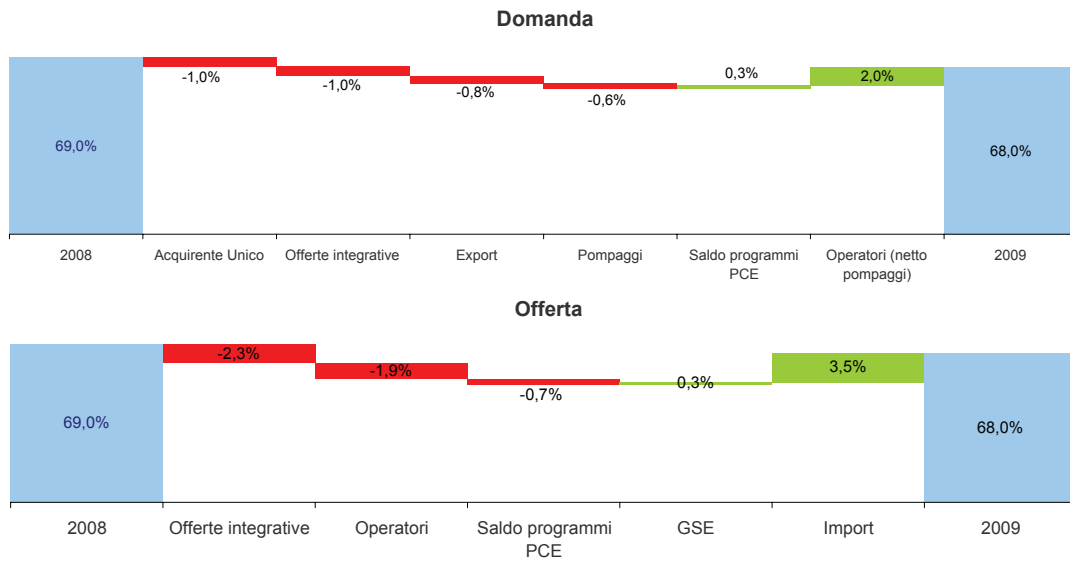
Fig.37

MGP – VENDITE: STRUTTURA DELLA BORSA



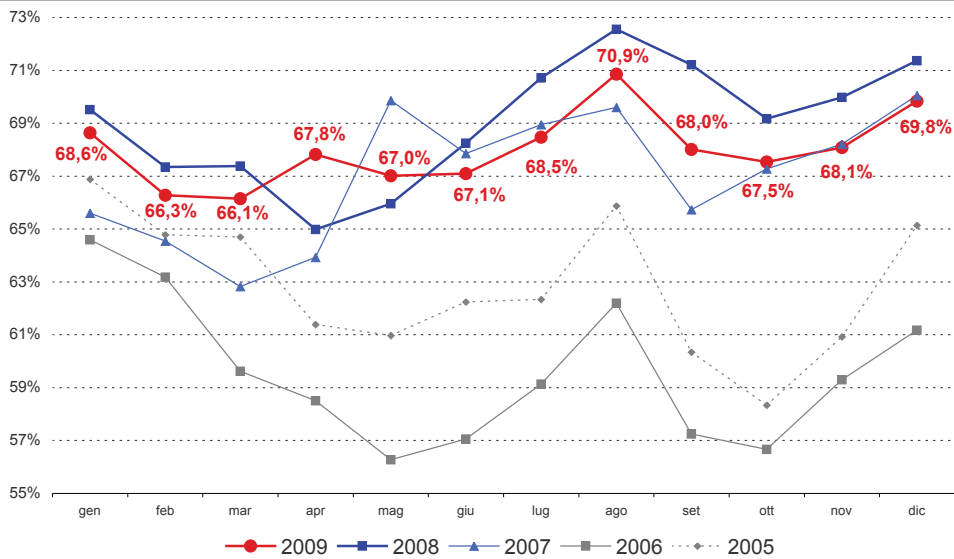
MGP - LIQUIDITÀ: EVOLUZIONE STRUTTURALE

Fig.38



MGP - LIQUIDITÀ

Fig.39



MGP - VOLUMI SCAMBIATI (VENDITE/ACQUISTI): MEDIA ORARIA

Fig.40

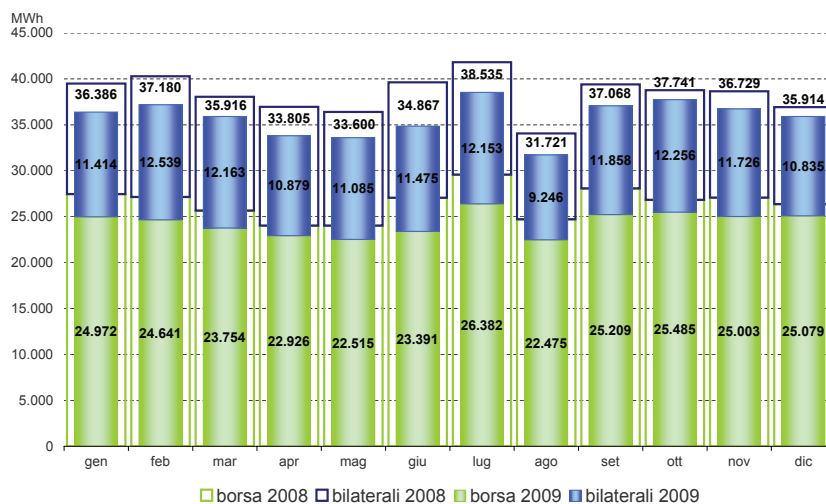


Fig.41

MGP - ACQUISTI BILATERALI: MEDIA ORARIA

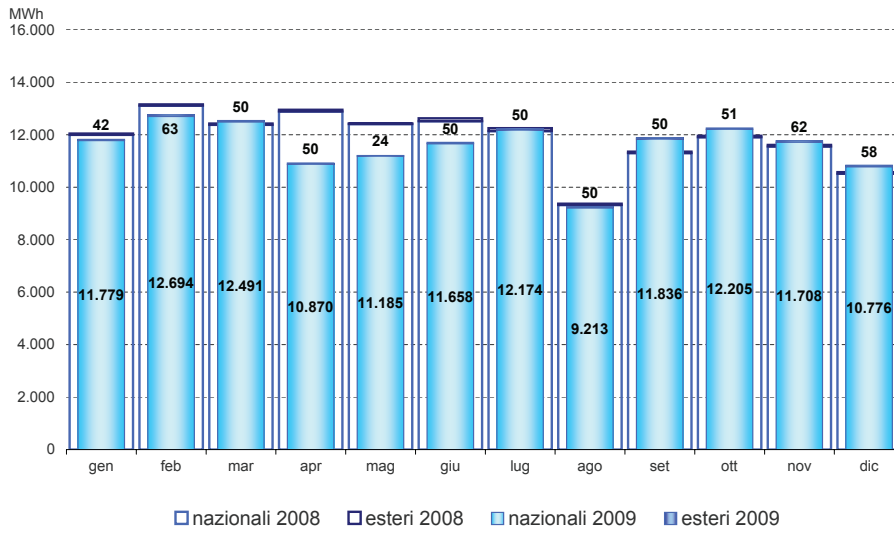


Fig.42

MGP - VENDITE BILATERALI: MEDIA ORARIA

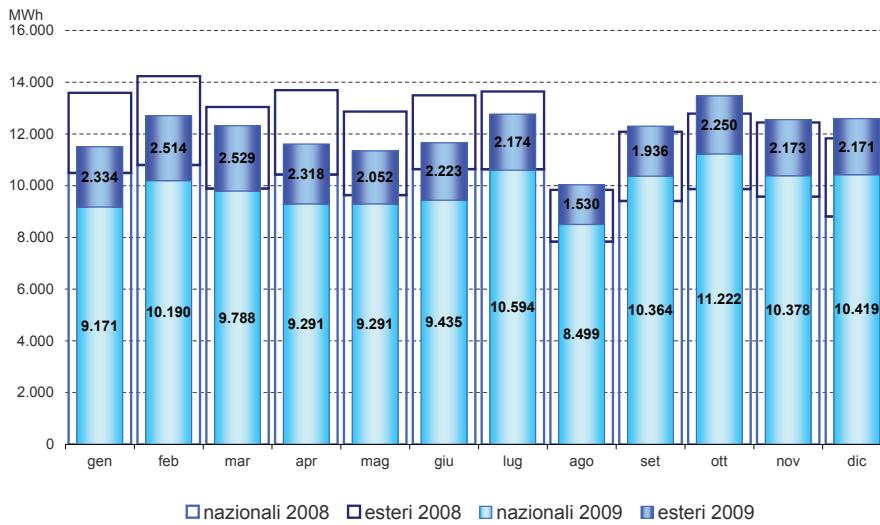
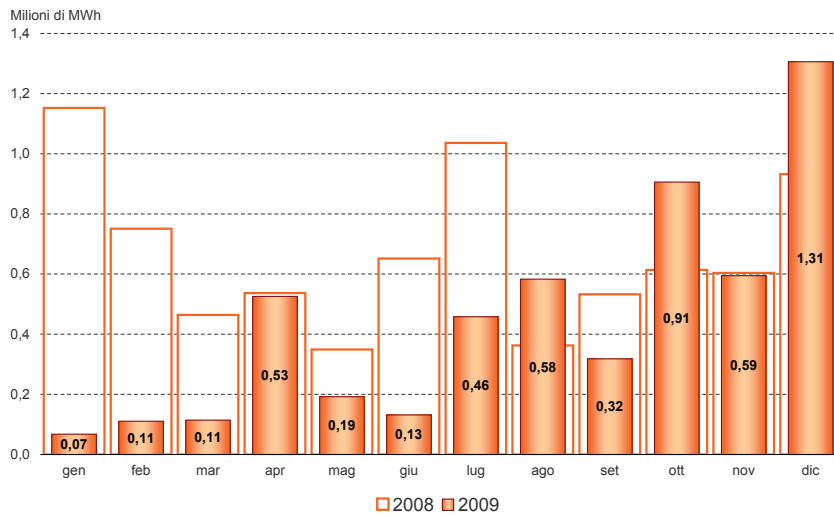


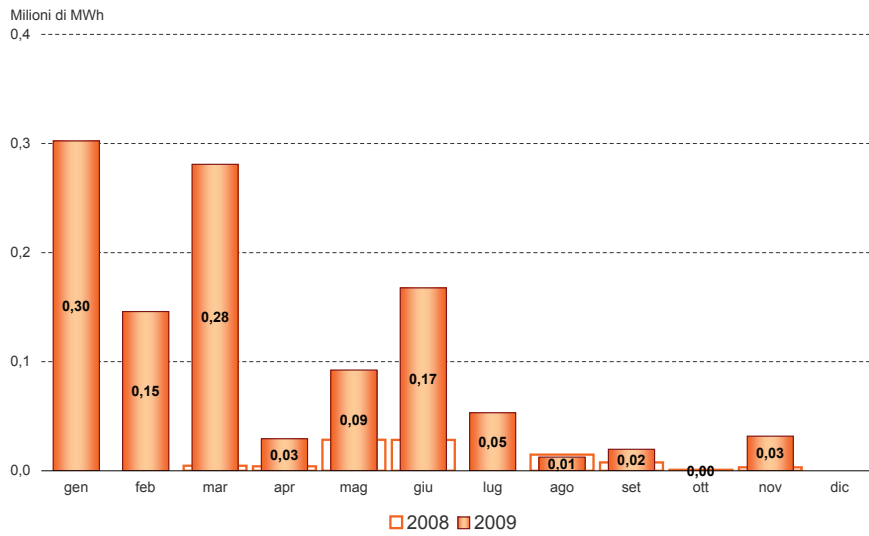
Fig.43

MGP - SALDO PROGRAMMI PCE LATO VENDITA: MEDIA ORARIA



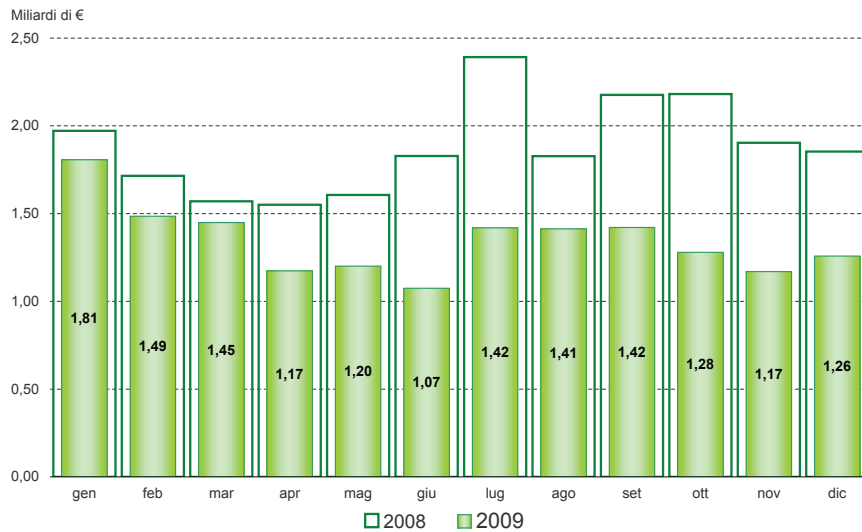
MGP - SALDO PROGRAMMI PCE LATO ACQUISTO: MEDIA ORARIA

Fig.44



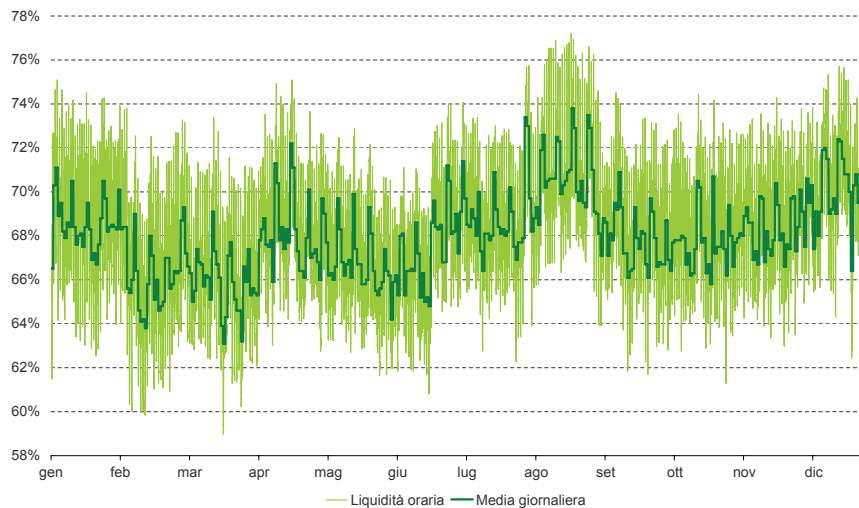
MGP - VALORE DELLE TRANSAZIONI

Fig.45



MGP - LIQUIDITÀ: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA. ANNO 2009

Fig.46



CONFIGURAZIONI ZONALI

Tab.45

MGP - NUMERO DI ZONE DI MERCATO (ESCLUSE LE ZONE ESTERE)

	2009	2008	2007	2006	2005
Numero di zone	3,09	2,44	2,59	2,66	2,22
% di ore in cui si è divisa in:					
1	13,0%	17,7%	18,8%	17,0%	21,2%
2	24,1%	39,5%	33,8%	33,8%	44,7%
3	22,3%	26,8%	25,6%	25,8%	25,9%
4	26,3%	13,6%	14,7%	15,4%	7,3%
5	10,9%	1,9%	6,0%	5,8%	0,8%
Totale	96,6%	99,6%	98,9%	97,7%	99,9%

Tab.46

MGP - NUMERO DI ZONE DI MERCATO (ESCLUSE LE ZONE ESTERE E LE ISOLE)

	2009	2008	2007	2006	2005
Numero di zone	1,39	1,35	1,51	1,72	1,38
% di ore in cui si è divisa in:					
1	66,7%	68,9%	55,1%	45,5%	65,3%
2	28,4%	27,4%	39,5%	39,8%	31,2%
3	4,2%	3,7%	4,9%	12,3%	3,2%
4	0,6%	0,1%	0,5%	1,7%	0,3%
5	0,0%	0,0%	-	0,7%	-
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fig.47

MGP - NUMERO MEDIO DI ZONE DI MERCATO (ESCLUSE LE ZONE ESTERE)

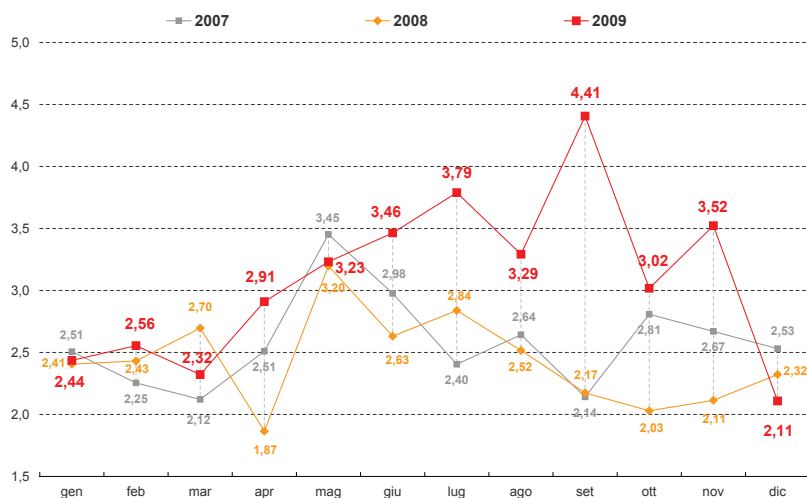
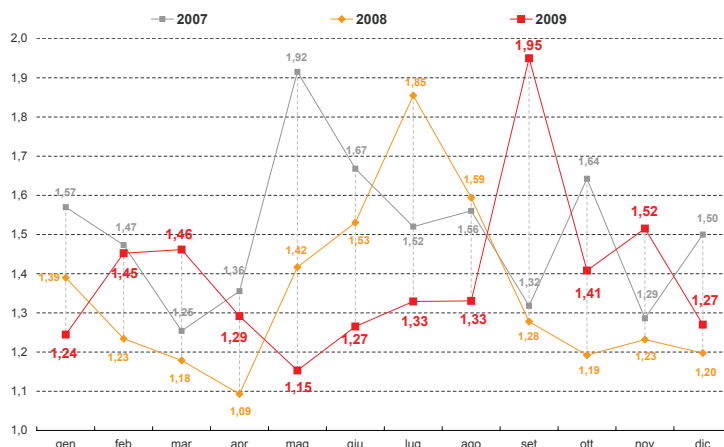


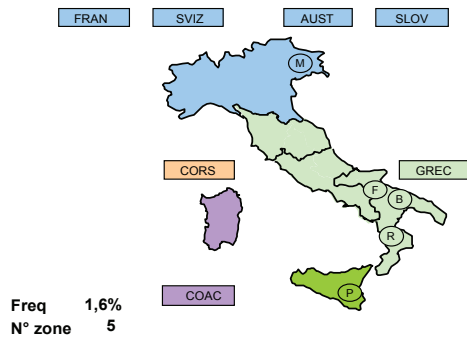
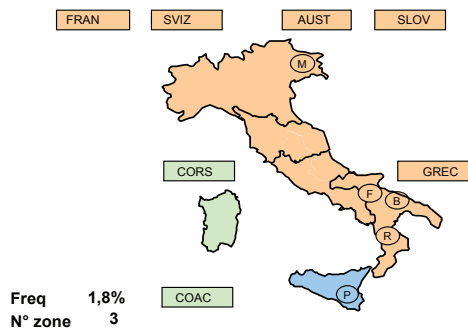
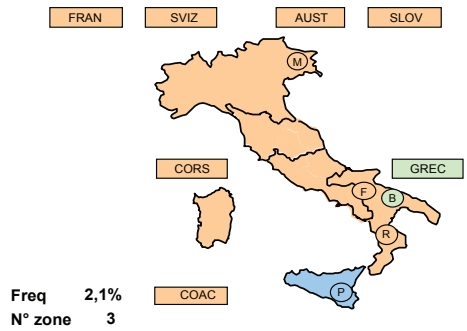
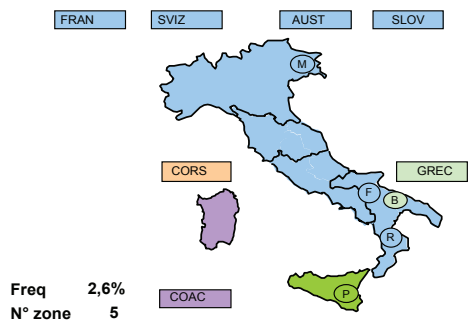
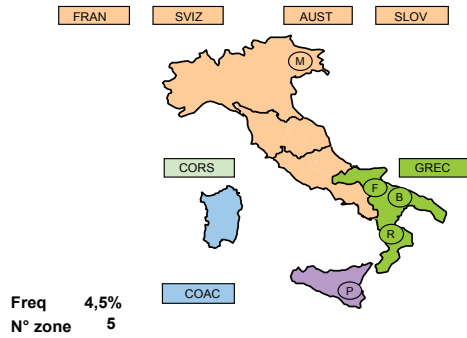
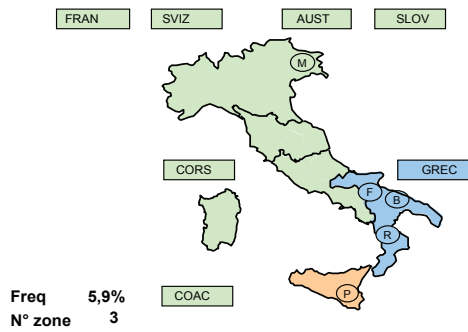
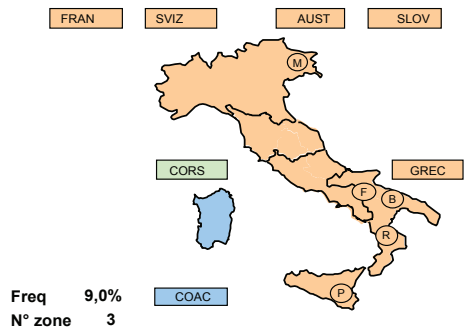
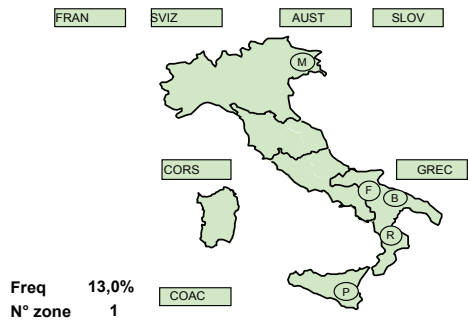
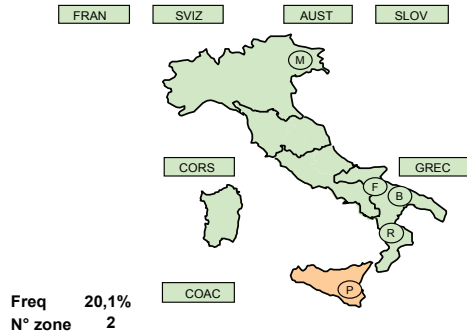
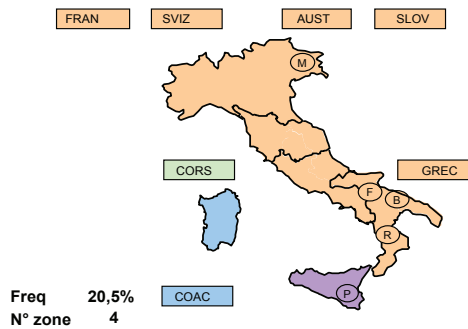
Fig.48

MGP - NUMERO MEDIO DI ZONE DI MERCATO (ESCLUSE LE ZONE ESTERE E LE ISOLE)



MGP - CONFIGURAZIONI DI MERCATO PIÙ FREQUENTI. ANNO 2009

Fig.49



€/MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	2,90	4,07	2,51	1,13	0,88
Centro Nord	1,46	2,00	-1,81	-0,23	-0,03
Centro Sud	1,32	-0,63	-2,06	-0,24	-0,44
Sud	4,23	-0,40	-2,06	-0,23	-0,44
Calabria		-1,00	-2,24	-0,92	-1,25
Sicilia	-24,37	-32,64	-8,52	-4,20	-4,19
Sardegna	-18,29	-4,84	-4,01	-5,80	-1,79
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	2,90	4,09	2,62	1,27	0,88
Turbigo R.			2,51	1,19	0,88
Piombino					-0,39
Brindisi	6,68	0,06	-1,99	0,47	-0,35
Foggia	4,42	0,20	1,03	2,26	0,00
Rossano	4,97	0,00	-2,01	0,14	-0,40
Priolo G.	-24,23	-31,47	-7,45	-1,93	-3,59
<i>Zone estere</i>					
Francia	2,90	-	-	10,42	6,27
Svizzera	2,94	-	20,51	10,10	2,93
Austria	2,90	-	-	16,44	5,39
Slovenia	2,90	-	29,91	3,81	2,68
Grecia	6,68	-	-	6,79	2,91
Corsica	2,39	-0,26	-0,08	1,42	1,21
Corsica AC	-18,29	-4,84	-4,01	-7,71	
Esteri Corsica		-4,84	-4,01	-7,71	
Esteri Nord-Est		4,07	2,77	1,13	1,38
Esteri Nord-Ovest		4,07	2,53	1,13	0,90
Esteri Sud		6,64	6,37	6,27	0,91

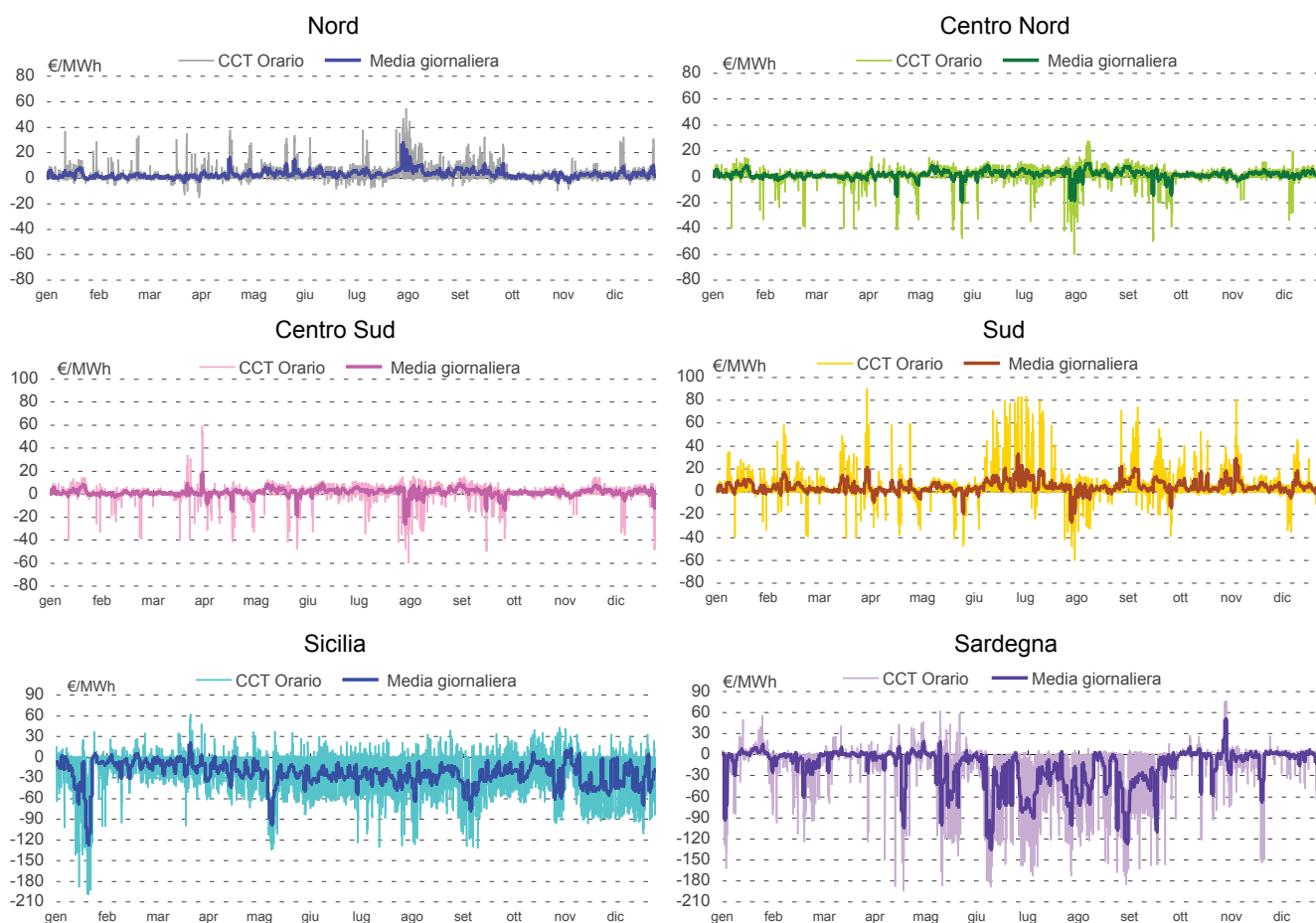
MGP - INDICE DI VOLATILITÀ ASSOLUTO (IVA) DEI CORRISPETTIVI UNITARI DI ASSEGNAZIONE DEI DIRITTI DI TRANSITO (CCT)

Tab.48

€/MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	3,16	3,96	3,14	1,83	1,36
Centro Nord	3,82	4,50	3,90	1,90	1,42
Centro Sud	4,22	5,73	4,03	1,99	1,65
Sud	6,25	5,93	4,03	1,99	1,66
Calabria		7,90	4,43	5,23	2,92
Sicilia	18,81	28,76	10,80	8,95	6,99
Sardegna	26,07	16,06	10,95	12,08	4,55
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	3,16	3,98	3,41	2,04	1,36
Turbigo R.			3,14	2,05	1,37
Piombino				0,52	1,61
Brindisi	8,26	6,10	4,13	3,41	1,81
Foggia	6,55	7,09	7,63	6,93	
Rossano	7,00	6,07	4,09	2,68	1,73
Priolo G.	19,00	28,89	10,09	6,30	6,64
<i>Zone estere</i>					
Francia	3,16	-	-	11,69	5,76
Svizzera	3,26	-	9,81	8,78	6,58
Austria	3,16	-	-	11,97	9,84
Slovenia	3,16	-	9,74	7,36	5,94
Grecia	8,26	-	-	9,99	5,73
Corsica	10,41	16,87	14,23	10,59	6,09
Corsica AC	26,07	16,06	10,95	15,72	
Estero Corsica		16,06	10,95	15,72	
Estero Nord-Est		3,96	3,91	1,83	3,31
Estero Nord-Ovest		3,96	3,18	1,83	1,46
Estero Sud		16,23	14,72	8,90	3,42

Fig.50

MGP - CCT: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA. ANNO 2009



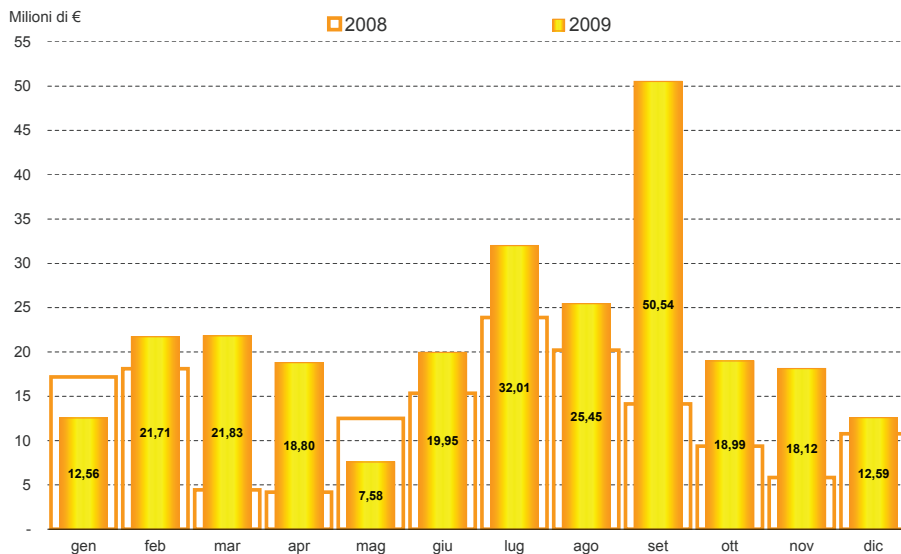
Tab.49

MGP - RENDITA DA CONGESTIONE

	2009	2008	2007	2006	2005
Rendita Nazionale					
<i>Milioni di €</i>	260,12	155,93	121,04	81,01	34,50
<i>€/MWh</i>	2,53	1,26	0,98	0,69	0,30
Rendita Estera					
<i>Milioni di €</i>			254,44	119,36	50,20
<i>€/MWh</i>			4,08	1,93	0,61
Rendita Totale					
<i>Milioni di €</i>	260,12	155,93	375,48	200,36	84,70
<i>€/MWh</i>	2,53	1,26	2,03	1,12	0,43

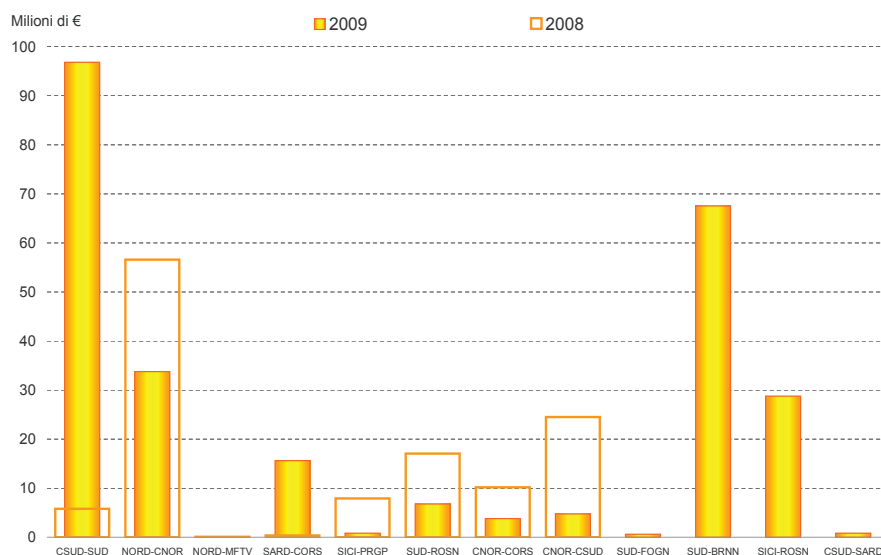
MGP - RENDITA NAZIONALE DA CONGESTIONE

Fig.51



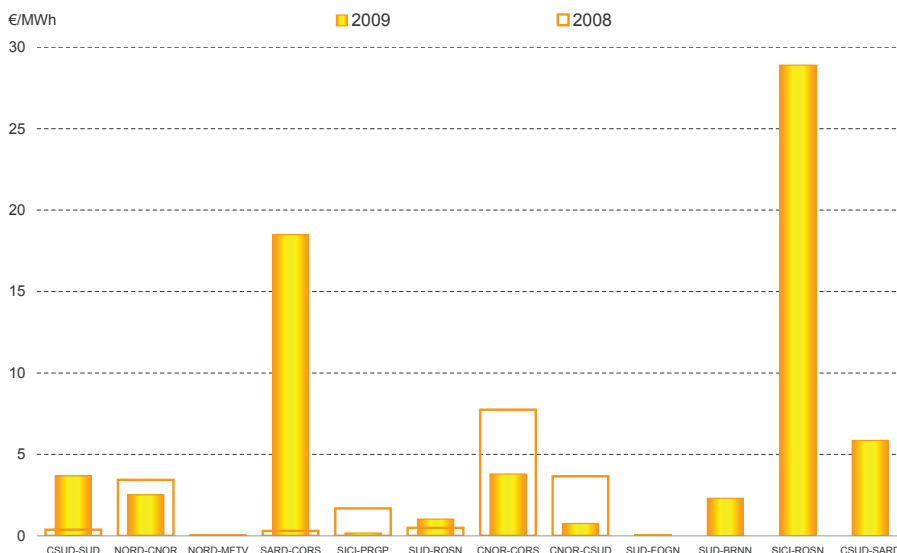
MGP - RENDITA NAZIONALE DA CONGESTIONE PER TRANSITO

Fig.52



MGP - RENDITA NAZIONALE UNITARIA DA CONGESTIONE PER TRANSITO

Fig.53



Tab.50

MGP - TRANSITI NAZIONALI: LIMITE MEDIO DI TRANSITO. ANNO 2009

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Nord	Centro Nord	3.539	3.392	3.047	2.944	3.238	3.392	3.474	3.369	2.477	3.040	2.981	3.507
Centro Nord	Nord	1.790	1.671	1.481	1.519	1.627	1.626	1.638	1.646	1.093	1.438	1.556	1.785
Centro Nord	Centro Sud	1.848	1.867	1.629	1.725	2.081	2.064	1.877	1.975	2.013	1.962	1.752	1.955
Centro Sud	Centro Nord	2.300	2.300	1.835	2.017	2.246	2.244	2.242	2.114	2.242	2.298	2.100	2.258
Centro Nord	Corsica	300	300	300	150	144	150	150	150	150	150	150	-
Corsica	Centro Nord	190	250	242	100	100	100	100	100	100	100	100	-
Corsica	Sardegna	250	9.652	8.412	100	100	101	100	100	100	100	93	50
Sardegna	Corsica	240	300	290	150	150	150	150	150	149	150	135	50
Sardegna	Corsica CA	87	80	80	78	51	39	27	27	36	78	77	86
Corsica CA	Sardegna	80	80	80	80	80	79	80	80	80	80	80	80
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	397
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	433
Monfalcone	Nord	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.703	1.730	1.730	1.730	1.681	1.709
Nord	Monfalcone	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Centro Sud	Sud	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Centro Sud	4.100	4.100	4.076	4.093	3.956	4.100	4.100	4.100	3.344	4.006	3.536	4.014
Foggia	Sud	2.000	2.000	1.929	2.000	1.897	1.965	2.000	2.000	1.934	1.987	1.925	1.978
Sud	Foggia	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Rossano	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Rossano	Sud	2.134	2.143	2.087	2.101	1.783	2.139	2.096	2.134	1.407	2.005	1.556	2.067
Rossano	Sicilia	168	167	170	167	168	167	172	167	180	168	167	167
Sicilia	Rossano	200	200	197	200	199	200	201	200	200	199	200	200
Priolo	Sicilia	814	815	815	796	801	754	776	794	807	754	795	798
Sicilia	Priolo	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Brindisi	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Brindisi	Sud	5.200	4.823	4.370	5.106	4.951	4.715	4.851	4.257	4.008	4.399	5.184	5.183

Tab.51

MGP - TRANSITI ESTERI: CAPACITÀ MEDIA DI TRASPORTO ASSEGNATA. ANNO 2009

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Francia	Nord	2.564	2.610	2.608	2.388	3.308	2.219	2.319	1.390	1.952	2.662	2.551	2.469
Nord	Francia	1.604	1.338	1.006	1.024	1.407	1.656	1.786	1.299	1.814	2.332	1.661	1.758
Svizzera	Nord	3.441	3.624	3.622	3.103	2.616	2.800	3.089	2.164	2.621	3.807	4.031	4.477
Nord	Svizzera	2.475	3.033	3.087	2.287	2.012	2.217	2.551	1.857	2.232	3.353	2.763	3.678
Austria	Nord	225	226	226	192	189	187	200	185	205	225	225	211
Nord	Austria	150	137	118	134	139	145	150	159	164	207	187	219
Slovenia	Nord	412	415	410	381	300	304	315	304	320	415	413	392
Nord	Slovenia	233	-	250	-	-	66	166	144	211	203	65	58
Brindisi	Grecia	540	570	575	635	619	513	545	621	634	585	664	768
Grecia	Brindisi	453	426	488	518	462	536	507	481	531	508	509	494

MGP - TRANSITI NAZIONALI: DIREZIONE DEI FLUSSI DI TRANSITO. ANNO 2009

Tab.52

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	90,3%	89,9%	94,4%	97,9%	99,7%	99,3%	100,0%	97,2%	92,2%	74,8%	75,4%	87,0%
Centro Nord	Nord	9,7%	10,1%	5,7%	2,1%	0,3%	0,7%	-	2,8%	7,8%	25,2%	24,6%	13,0%
Centro Nord	Centro Sud	23,8%	15,2%	38,6%	44,2%	73,4%	48,2%	50,5%	77,6%	42,4%	15,8%	17,5%	52,0%
Centro Sud	Centro Nord	76,2%	84,8%	61,4%	55,8%	26,6%	51,8%	49,5%	22,5%	57,6%	84,2%	82,5%	48,0%
Centro Nord	Corsica	65,3%	95,1%	46,6%	67,6%	37,4%	92,2%	99,2%	93,3%	94,4%	72,5%	55,3%	-
Corsica	Centro Nord	34,7%	4,9%	52,4%	32,4%	15,1%	6,4%	0,8%	6,7%	4,7%	27,5%	29,9%	-
Corsica	Sardegna	57,7%	90,2%	37,0%	57,4%	28,6%	88,5%	96,4%	87,6%	91,1%	58,0%	48,6%	-
Sardegna	Corsica	41,0%	9,8%	63,0%	42,6%	22,0%	11,5%	3,6%	11,7%	8,9%	42,0%	51,4%	100,0%
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77,7%
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22,3%
Monfalcone	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	93,3%
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%	100,0%	99,5%	82,4%	89,1%	99,4%	100,0%	96,4%	100,0%	100,0%	100,0%	96,5%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	6,5%	8,3%	12,0%	33,5%	14,9%	4,7%	1,1%	4,0%	1,0%	3,2%	1,7%	5,4%
Rossano	Sud	93,6%	91,7%	88,0%	66,5%	84,8%	95,3%	98,9%	96,0%	99,0%	96,8%	98,3%	94,6%
Rossano	Sicilia	80,4%	87,1%	70,8%	90,0%	67,5%	88,5%	90,5%	79,7%	84,4%	66,6%	67,1%	79,0%
Sicilia	Rossano	19,6%	13,0%	24,3%	10,0%	15,3%	11,5%	8,2%	20,3%	15,6%	31,3%	19,6%	21,0%
Priolo	Sicilia	83,3%	71,9%	91,3%	95,8%	97,3%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	95,6%	97,6%
Sicilia	Priolo	16,3%	21,7%	8,7%	4,2%	2,7%	-	-	-	-	0,1%	4,4%	2,4%
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 DI TRANSITO. ANNO 2009

Tab.53

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,7%	100,0%	100,0%	100,0%	94,5%	95,4%	94,6%
Nord	Francia	0,1%	-	-	-	-	0,3%	-	-	-	5,5%	4,6%	5,4%
Svizzera	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,9%	99,2%	97,5%
Nord	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1%	0,8%	2,6%
Austria	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,6%	100,0%	94,4%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%
Nord	Austria	-	-	-	-	-	0,4%	-	-	-	0,1%	-	-
Slovenia	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	96,9%	100,0%	99,7%	100,0%	100,0%
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	1,9%	-	0,3%	-	-
Brindisi	Grecia	22,6%	4,0%	12,5%	23,6%	10,1%	22,4%	9,0%	3,2%	35,1%	22,8%	16,8%	10,0%
Grecia	Brindisi	60,6%	92,7%	70,2%	76,3%	45,2%	55,3%	52,3%	48,4%	64,9%	72,6%	83,2%	88,8%

Tab.54

MGP - TRANSITI NAZIONALI: FLUSSO MEDIO. ANNO 2009

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Nord	Centro Nord	1.487	1.553	1.547	1.526	1.932	1.726	2.250	2.222	1.474	868	921	1.639
Centro Nord	Nord	422	290	224	572	36	99	-	196	410	496	470	513
Centro Nord	Centro Sud	589	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Centro Nord	829	875	586	502	405	659	424	400	611	1.073	879	870
Centro Nord	Corsica	189	234	142	113	96	136	141	129	139	105	120	-
Corsica	Centro Nord	113	56	126	66	69	64	38	44	46	69	77	-
Corsica	Sardegna	162	196	121	78	69	90	94	86	93	74	82	-
Sardegna	Corsica	137	65	151	94	84	74	36	64	65	86	91	50
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	213
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112
Monfalcone	Nord	599	705	750	703	593	695	744	670	792	710	577	687
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	3.323	3.571	3.194	3.024	2.605	2.990	3.231	2.268	2.841	3.250	2.837	2.868
Foggia	Sud	1.077	1.017	842	769	1.026	947	1.001	868	976	1.123	658	439
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	110	126	108	124	79	92	60	100	15	80	36	102
Rossano	Sud	1.022	800	684	403	531	857	1.033	654	837	1.197	636	805
Rossano	Sicilia	120	113	110	145	121	117	143	114	140	103	117	116
Sicilia	Rossano	89	75	106	110	94	81	75	86	68	106	104	107
Priolo	Sicilia	428	407	566	536	532	551	564	630	639	567	499	599
Sicilia	Priolo	102	168	102	89	78	-	-	-	-	84	70	120
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	3.281	3.726	3.457	3.600	2.898	3.153	3.605	3.180	3.218	3.018	3.408	3.604

Tab.55

MGP - TRANSITI ESTERI: FLUSSO MEDIO. ANNO 2009

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Francia	Nord	2.367	2.583	2.590	2.323	2.126	2.167	2.285	1.383	1.873	1.653	2.198	2.057
Nord	Francia	43	-	-	-	-	81	-	-	-	246	364	398
Svizzera	Nord	2.376	2.756	3.006	2.785	2.446	2.618	2.969	2.077	2.450	1.838	2.152	2.035
Nord	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109	142	350
Austria	Nord	215	216	215	179	180	177	191	176	191	195	206	201
Nord	Austria	-	-	-	-	-	37	-	-	-	9	-	-
Slovenia	Nord	411	414	409	380	299	302	309	111	315	399	411	390
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	100	-	45	-	-
Brindisi	Grecia	82	195	267	259	299	316	190	173	225	184	252	230
Grecia	Brindisi	359	384	368	417	373	333	409	456	362	324	349	409

MGP - TRANSITI NAZIONALI: PERCENTUALE DI SATURAZIONE DEI TRANSITI. ANNO 2009

Tab.56

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	1,5%	3,0%	3,0%	7,6%	11,3%	1,8%	3,8%	15,6%	15,7%	2,4%	1,5%	4,7%
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,3%	0,4%	-
Centro Nord	Centro Sud	0,3%	-	0,1%	5,0%	0,1%	-	-	6,6%	0,1%	-	-	3,8%
Centro Sud	Centro Nord	0,1%	-	5,0%	1,8%	-	-	-	-	0,4%	0,5%	7,4%	0,5%
Centro Nord	Corsica	19,9%	43,2%	4,8%	32,1%	12,1%	69,3%	83,7%	62,0%	76,8%	29,9%	32,5%	-
Corsica	Centro Nord	8,7%	-	9,4%	11,0%	7,4%	2,2%	-	0,4%	1,1%	12,6%	15,0%	-
Corsica	Sardegna	19,9%	0,3%	1,3%	32,1%	12,0%	66,0%	83,7%	62,0%	76,8%	29,9%	32,5%	-
Sardegna	Corsica	8,1%	-	10,4%	11,0%	7,3%	2,2%	-	0,4%	1,9%	12,6%	29,9%	100,0%
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,9%
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5%
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	22,6%	30,5%	14,9%	9,6%	-	18,1%	17,6%	-	27,9%	23,5%	23,8%	16,9%
Foggia	Sud	-	-	1,5%	-	0,5%	0,4%	-	-	-	-	-	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	0,3%	-	-	-	11,7%	3,6%	17,6%	-
Rossano	Sicilia	53,8%	58,2%	46,0%	72,4%	50,7%	69,6%	73,9%	61,7%	70,1%	53,6%	51,5%	59,4%
Sicilia	Rossano	5,0%	3,6%	8,2%	3,2%	6,3%	6,4%	3,0%	9,0%	4,4%	20,1%	9,9%	10,9%
Priolo	Sicilia	-	0,3%	0,1%	0,1%	-	1,4%	0,3%	-	1,0%	-	-	0,1%
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	11,8%	21,6%	5,1%	0,9%	6,3%	11,6%	10,9%	39,2%	9,4%	0,8%	1,1%

Tab.57

MGP - TRANSITI NAZIONALI: UTILIZZO MEDIO DEI TRANSITI (QUANDO NON SATURI). ANNO 2009

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	37,0%	39,8%	46,7%	47,8%	55,8%	49,8%	63,4%	58,1%	48,1%	20,1%	22,4%	38,0%
Centro Nord	Nord	2,3%	1,8%	0,9%	0,8%	0,0%	0,0%	-	0,3%	2,9%	7,8%	7,2%	3,8%
Centro Nord	Centro Sud	7,3%	3,3%	13,1%	13,6%	27,5%	17,1%	15,4%	33,4%	11,1%	3,4%	4,4%	19,5%
Centro Sud	Centro Nord	27,4%	32,3%	17,4%	13,1%	4,8%	15,2%	9,4%	4,3%	15,4%	39,0%	31,7%	18,1%
Centro Nord	Corsica	26,6%	54,7%	18,2%	27,6%	33,2%	48,5%	57,8%	48,7%	48,4%	29,5%	22,2%	-
Corsica	Centro Nord	13,9%	1,1%	19,9%	12,1%	7,3%	2,0%	0,3%	2,6%	1,1%	7,6%	11,2%	-
Corsica	Sardegna	21,9%	1,8%	0,5%	18,6%	19,5%	41,0%	42,8%	35,4%	35,9%	18,8%	12,5%	-
Sardegna	Corsica	17,8%	2,1%	25,5%	18,1%	11,4%	3,8%	0,9%	4,6%	2,5%	13,6%	15,8%	-
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34,0%
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,2%
Monfalcone	Nord	34,6%	40,7%	43,4%	40,6%	34,3%	40,2%	43,7%	38,8%	45,8%	41,1%	34,3%	37,5%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	75,5%	81,4%	74,6%	71,1%	65,9%	67,0%	74,3%	55,3%	79,2%	75,4%	75,2%	65,8%
Foggia	Sud	53,8%	50,9%	42,7%	31,7%	49,1%	47,8%	50,0%	41,8%	50,4%	56,5%	34,2%	21,4%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	0,1%	0,1%	0,1%	0,4%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,1%
Rossano	Sud	44,8%	34,2%	28,9%	12,8%	25,1%	38,2%	48,7%	29,4%	54,8%	56,9%	32,7%	36,9%
Rossano	Sicilia	28,4%	32,8%	22,0%	40,5%	25,3%	26,1%	37,7%	20,8%	21,3%	11,8%	23,4%	22,3%
Sicilia	Rossano	5,7%	2,8%	7,4%	2,9%	3,9%	1,4%	1,6%	3,9%	3,0%	4,7%	4,9%	4,4%
Priolo	Sicilia	43,8%	35,7%	63,3%	64,4%	64,6%	72,9%	72,7%	79,3%	79,0%	75,0%	59,9%	73,1%
Sicilia	Priolo	0,2%	0,4%	0,1%	0,0%	0,0%	-	-	-	-	-	0,0%	0,0%
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	63,1%	75,2%	74,9%	69,4%	58,3%	65,4%	72,3%	72,6%	72,7%	66,3%	65,5%	69,3%

Tab.58

MGP - TRANSITI ESTERI: UTILIZZO MEDIO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO ASSEGNATA. ANNO 2009

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	92,0%	99,0%	99,3%	97,4%	95,1%	97,1%	98,5%	99,5%	96,5%	63,1%	84,9%	84,3%
Nord	Francia	2,4%	-	-	-	-	5,7%	-	-	-	11,1%	20,2%	18,8%
Svizzera	Nord	68,6%	76,0%	83,0%	89,8%	93,1%	93,5%	96,2%	95,7%	93,8%	48,9%	53,7%	50,5%
Nord	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2%	4,6%	10,6%
Austria	Nord	95,3%	95,8%	95,4%	89,4%	94,9%	92,4%	95,6%	87,8%	93,5%	87,0%	91,5%	95,2%
Nord	Austria	-	-	-	-	-	21,0%	-	-	-	3,2%	-	-
Slovenia	Nord	99,8%	99,9%	99,8%	99,7%	99,9%	99,3%	98,2%	94,5%	98,3%	96,2%	99,5%	99,7%
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	47,5%	-	11,3%	-	-
Brindisi	Grecia	81,0%	90,3%	77,6%	83,7%	85,5%	65,9%	82,4%	95,5%	72,0%	64,9%	71,1%	83,3%
Grecia	Brindisi	15,9%	32,8%	45,9%	44,8%	57,8%	62,0%	32,7%	27,0%	40,5%	34,0%	49,7%	40,6%

MGP - TRANSITI NAZIONALI: PERCENTUALE DI INIBIZIONE DEI TRANSITI. ANNO 2009

Tab.59

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	-	-	0,9%	-	47,3%	1,4%	-	-	0,8%	-	14,9%	100,0%
Corsica	Centro Nord	6,7%	-	0,9%	2,2%	51,1%	5,6%	1,9%	-	0,8%	3,0%	14,9%	100,0%
Corsica	Sardegna	-	-	0,9%	-	47,3%	1,4%	-	0,7%	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	6,7%	-	-	2,2%	47,9%	5,6%	1,9%	0,7%	-	3,0%	-	-
Sardegna	Corsica CA	2,4%	4,8%	-	-	-	1,4%	-	-	12,5%	-	1,3%	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	Sud	-	-	-	-	2,2%	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sicilia	-	-	4,8%	-	17,2%	-	1,3%	-	-	2,2%	13,3%	-
Sicilia	Rossano	-	-	4,8%	-	17,2%	-	1,3%	-	-	2,2%	13,3%	-
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

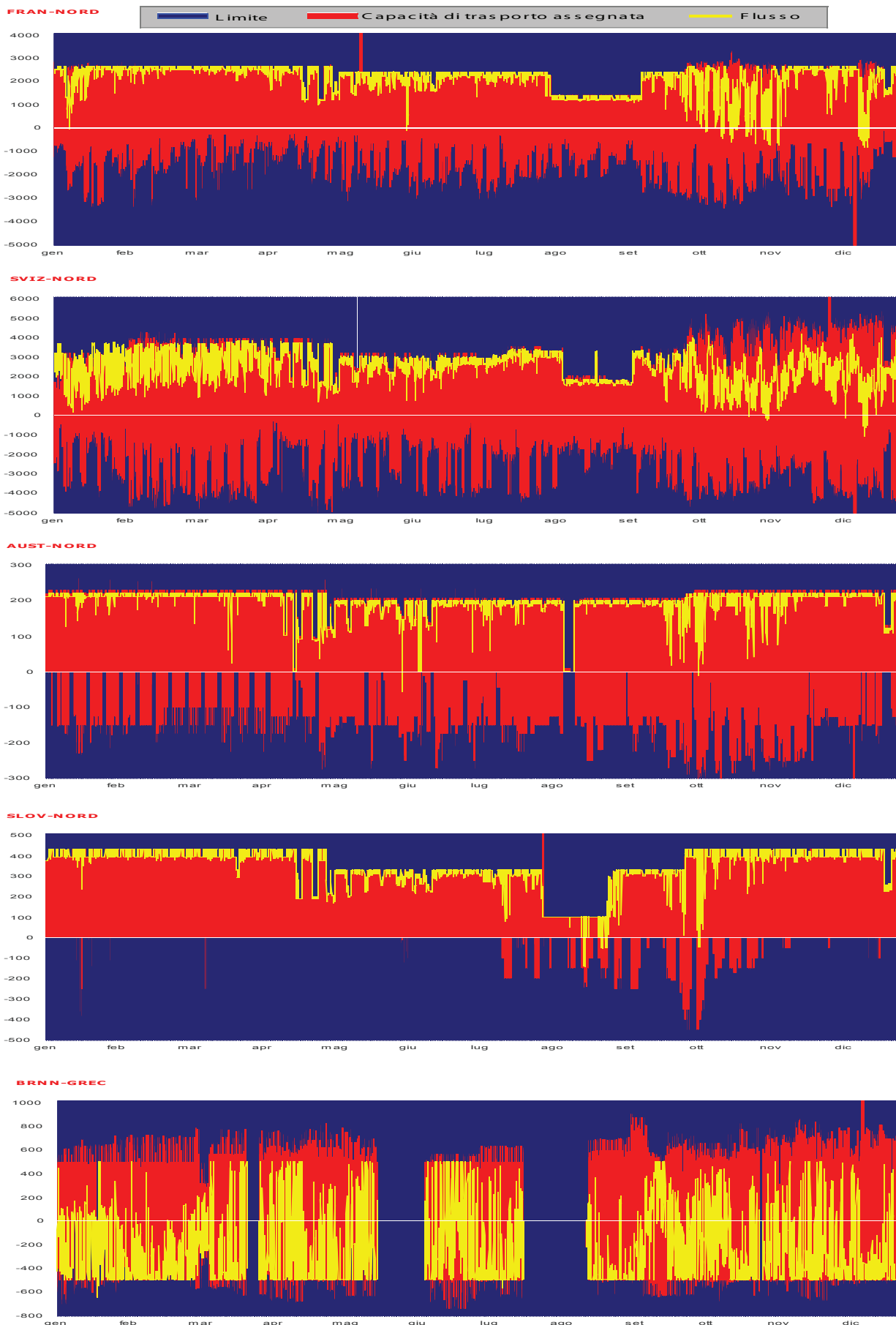
MGP - TRANSITI ESTERI: PERCENTUALE DI INIBIZIONE DEI TRANSITI. ANNO 2009

Tab.60

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	-	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Francia	-	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	-	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Svizzera	-	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Nord	-	-	0,1%	-	-	-	-	5,7%	-	-	-	-
Nord	Austria	34,5%	27,5%	32,3%	17,9%	10,8%	9,2%	3,2%	15,1%	0,8%	3,2%	1,3%	23,5%
Slovenia	Nord	-	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Slovenia	96,9%	100,0%	99,1%	100,0%	100,0%	99,3%	75,1%	60,5%	56,9%	30,2%	89,2%	95,6%
Brindisi	Grecia	2,7%	-	17,5%	-	44,1%	22,2%	38,7%	51,6%	-	4,6%	1,3%	1,2%
Grecia	Brindisi	33,6%	3,4%	17,6%	-	45,2%	22,2%	38,8%	48,4%	-	4,6%	-	1,2%

Fig.54

MGP - TRANSITI ESTERI: MINIMI, MASSIMI E FLUSSO EFFETTIVO. ANNO 2009



MGP - TRANSITI NAZIONALI: MINIMI, MASSIMI E FLUSSO EFFETTIVO. ANNO 2009

Fig.55

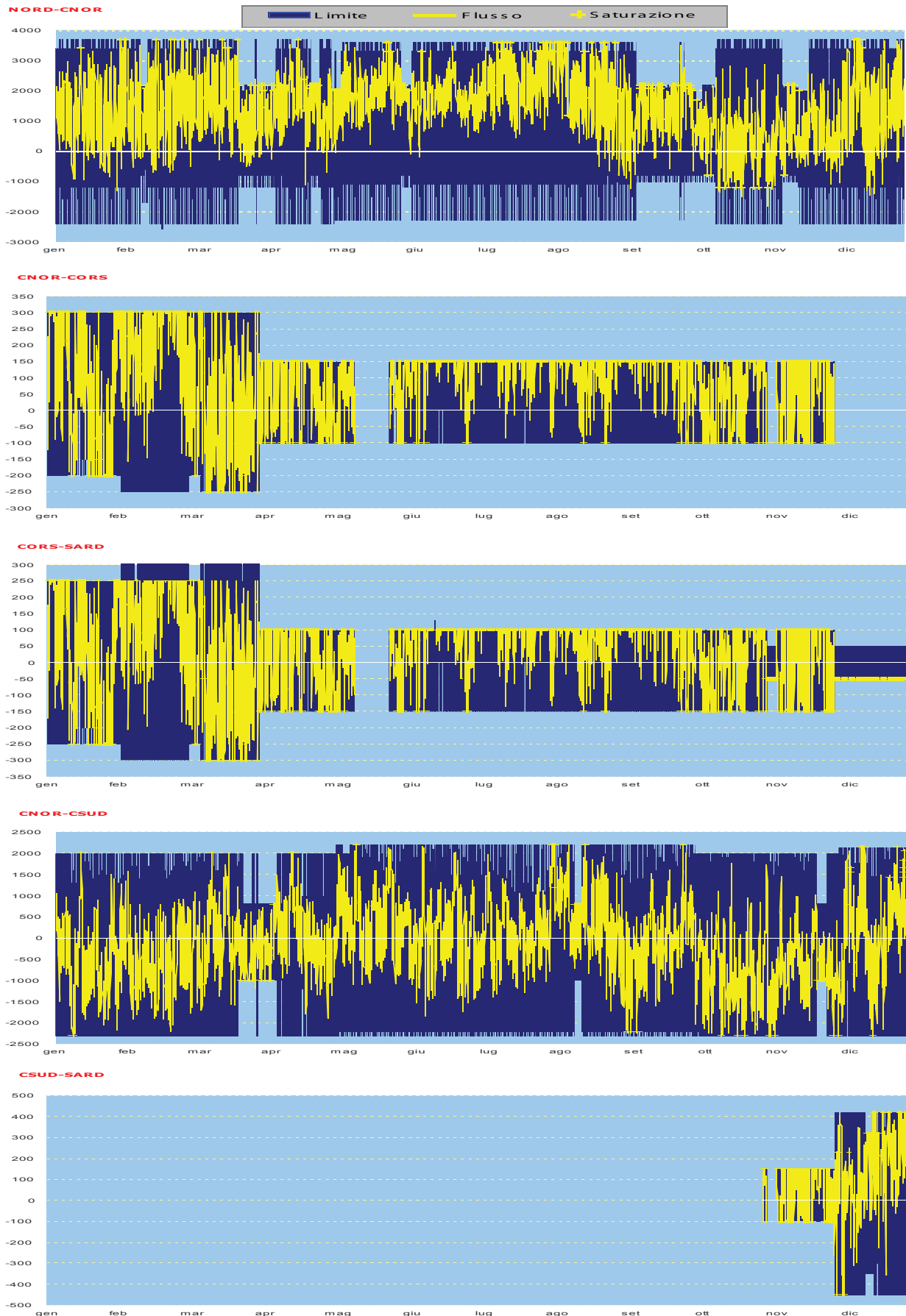


Fig.55

(continua) MGP – TRANSITI ESTERI: MINIMI, MASSIMI E FLUSSO EFFETTIVO. ANNO 2009



MGP - QUOTE DI MERCATO. ANNO 2009

Tab.61

	Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna	
ENEL S.P.A.	Totale	28,4% (29,2%)	16,5% (18,0%)	25,5% (28,9%)	35,6% (37,5%)	29,1% (23,4%)	34,5% (30,0%)	56,8% (53,0%)	26,1% (25,7%)
	Lavorativo Picco	27,7% (29,6%)	16,0% (16,9%)	25,3% (30,0%)	35,0% (37,0%)	27,9% (25,3%)	32,0% (28,8%)	57,2% (54,9%)	28,2% (27,6%)
	Lavorativo F Picco	27,8% (28,3%)	17,3% (19,8%)	24,4% (27,5%)	35,4% (36,9%)	26,3% (18,1%)	34,9% (29,5%)	54,9% (50,1%)	25,4% (24,6%)
	Festivo	30,0% (29,8%)	16,1% (17,4%)	27,1% (28,8%)	36,5% (39,0%)	35,4% (27,8%)	37,7% (32,4%)	58,5% (53,8%)	24,1% (24,4%)
GSE	Totale	14,5% (14,2%)	- (-)	9,6% (9,1%)	44,2% (45,2%)	26,0% (29,8%)	16,1% (13,9%)	19,8% (24,2%)	41,6% (40,4%)
	Lavorativo Picco	12,5% (12,3%)	- (-)	7,8% (7,5%)	40,9% (41,4%)	21,4% (26,4%)	14,1% (12,3%)	17,8% (22,2%)	39,2% (37,2%)
	Lavorativo F Picco	15,8% (15,2%)	- (-)	10,9% (9,8%)	47,1% (48,6%)	29,3% (30,9%)	17,0% (14,4%)	21,0% (25,2%)	43,1% (42,0%)
	Festivo	16,1% (16,0%)	- (-)	11,5% (11,2%)	45,4% (46,5%)	31,0% (35,1%)	18,0% (15,6%)	21,0% (25,8%)	42,9% (42,8%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	9,4% (9,6%)	1,3% (0,9%)	13,4% (12,4%)	3,3% (3,0%)	1,7% (1,4%)	15,8% (16,7%)	7,5% (6,1%)	- (-)
	Lavorativo Picco	10,6% (10,6%)	1,6% (1,2%)	14,7% (13,1%)	3,2% (2,9%)	1,5% (1,5%)	17,2% (18,9%)	8,3% (6,7%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	8,8% (9,4%)	1,1% (0,7%)	12,4% (12,0%)	3,4% (3,1%)	1,6% (1,2%)	15,6% (16,7%)	7,8% (6,6%)	- (-)
	Festivo	8,0% (8,1%)	1,0% (0,8%)	11,9% (11,5%)	3,4% (3,0%)	2,2% (1,7%)	13,7% (13,6%)	6,1% (4,8%)	- (-)
ENI S.P.A.	Totale	7,0% (6,5%)	2,1% (1,6%)	10,8% (9,8%)	2,4% (0,0%)	0,0% (0,9%)	10,6% (8,6%)	1,3% (2,0%)	- (-)
	Lavorativo Picco	6,2% (5,6%)	2,2% (1,6%)	8,8% (7,9%)	2,2% (0,0%)	0,0% (0,7%)	9,8% (7,7%)	1,2% (1,8%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	7,3% (6,8%)	2,1% (1,7%)	11,7% (10,4%)	2,6% (0,0%)	0,0% (1,0%)	10,8% (8,7%)	1,5% (2,0%)	- (-)
	Festivo	7,9% (7,6%)	1,9% (1,5%)	13,4% (12,7%)	2,4% (0,0%)	0,0% (1,3%)	11,7% (9,7%)	1,4% (2,2%)	- (-)
E.ON S.P.A.	Totale	5,7% (6,7%)	4,1% (3,6%)	7,4% (9,9%)	6,0% (4,2%)	0,1% (-)	1,7% (1,6%)	0,7% (1,2%)	30,0% (28,6%)
	Lavorativo Picco	6,6% (7,3%)	4,1% (3,6%)	8,9% (10,5%)	8,3% (6,3%)	0,1% (-)	2,0% (1,7%)	0,8% (1,2%)	29,6% (28,5%)
	Lavorativo F Picco	5,4% (7,0%)	4,2% (3,6%)	7,3% (11,1%)	3,4% (2,1%)	0,1% (-)	1,3% (1,3%)	0,6% (1,2%)	29,6% (28,4%)
	Festivo	4,5% (5,2%)	4,0% (3,6%)	4,4% (6,9%)	5,8% (3,8%)	0,1% (-)	1,7% (1,7%)	0,6% (1,3%)	30,9% (27,8%)
A2A TRADING S.R.L.	Totale	5,1% (4,4%)	2,8% (3,7%)	8,2% (7,7%)	- (-)	0,2% (-)	5,5% (1,1%)	3,3% (2,4%)	0,1% (0,1%)
	Lavorativo Picco	6,1% (5,0%)	2,8% (3,4%)	9,3% (8,5%)	- (-)	0,2% (-)	7,3% (1,3%)	3,8% (2,7%)	0,3% (0,2%)
	Lavorativo F Picco	4,5% (4,1%)	2,9% (3,6%)	7,3% (7,1%)	- (-)	0,2% (-)	4,7% (1,0%)	3,3% (2,6%)	0,0% (-)
	Festivo	4,2% (3,8%)	2,8% (4,0%)	7,3% (6,9%)	- (-)	0,3% (-)	3,8% (1,0%)	2,5% (1,9%)	0,0% (0,0%)
EGL-ITALIA S.P.A.	Totale	3,8% (2,7%)	4,6% (1,8%)	1,8% (0,3%)	0,1% (0,0%)	16,8% (0,0%)	5,1% (12,0%)	1,0% (0,9%)	- (-)
	Lavorativo Picco	4,0% (2,7%)	5,1% (2,2%)	1,8% (0,3%)	0,0% (0,0%)	16,0% (0,0%)	6,2% (12,3%)	0,9% (0,9%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	3,9% (2,7%)	4,3% (1,4%)	2,1% (0,3%)	0,1% (0,0%)	17,6% (0,0%)	5,2% (12,2%)	1,0% (0,8%)	- (-)
	Festivo	3,3% (2,7%)	4,5% (1,6%)	1,4% (0,4%)	0,1% (0,0%)	17,5% (0,0%)	3,4% (11,2%)	1,1% (0,9%)	- (-)
TIRRENO POWER S.P.A.	Totale	3,5% (3,8%)	- (-)	5,1% (4,8%)	- (-)	16,4% (32,9%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)
	Lavorativo Picco	4,3% (4,2%)	- (-)	5,0% (4,7%)	- (-)	22,8% (35,7%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)
	Lavorativo F Picco	3,5% (4,2%)	- (-)	5,4% (5,2%)	- (-)	15,5% (37,1%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)
	Festivo	2,2% (2,7%)	- (-)	4,7% (4,5%)	- (-)	4,3% (20,9%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)
ALPIQ S.P.A.	Totale	2,6% (2,4%)	7,5% (6,4%)	2,4% (2,6%)	- (-)	0,2% (-)	0,6% (0,9%)	3,6% (3,0%)	0,0% (0,0%)
	Lavorativo Picco	2,7% (2,4%)	7,2% (5,0%)	3,0% (2,8%)	- (-)	0,2% (-)	0,6% (1,0%)	4,1% (3,4%)	0,0% (0,0%)
	Lavorativo F Picco	2,5% (2,4%)	7,0% (6,2%)	2,4% (2,7%)	- (-)	0,2% (-)	0,6% (0,9%)	3,7% (3,1%)	0,0% (0,0%)
	Festivo	2,5% (2,6%)	8,5% (8,1%)	1,5% (2,0%)	- (-)	0,3% (-)	0,6% (0,9%)	2,9% (2,4%)	0,0% (0,0%)
IRIDE MERCATO S.P.A.	Totale	2,4% (1,8%)	- (-)	5,2% (3,6%)	0,1% (0,1%)	0,1% (-)	0,3% (0,5%)	1,7% (1,3%)	- (-)
	Lavorativo Picco	2,5% (2,0%)	- (-)	4,9% (3,6%)	0,2% (0,2%)	0,1% (-)	0,3% (0,5%)	1,9% (1,4%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	2,4% (1,8%)	- (-)	5,3% (3,6%)	0,0% (0,0%)	0,1% (-)	0,3% (0,4%)	1,8% (1,4%)	- (-)
	Festivo	2,3% (1,7%)	- (-)	5,5% (3,7%)	0,0% (0,0%)	0,1% (-)	0,3% (0,5%)	1,4% (1,0%)	- (-)
ALTRI	Totale	17,7% (18,7%)	61,1% (64,1%)	10,8% (11,0%)	8,4% (10,0%)	9,4% (11,4%)	9,7% (14,7%)	4,3% (5,9%)	2,2% (5,2%)
	Lavorativo Picco	16,7% (18,4%)	61,0% (66,1%)	10,4% (11,1%)	10,1% (12,2%)	9,8% (10,4%)	10,5% (15,5%)	4,0% (4,9%)	2,7% (5,5%)
	Lavorativo F Picco	18,0% (18,1%)	61,1% (63,0%)	10,9% (10,4%)	7,9% (9,2%)	9,3% (11,7%)	9,5% (14,7%)	4,4% (7,1%)	1,9% (5,0%)
	Festivo	19,0% (19,8%)	61,2% (63,0%)	11,2% (11,3%)	6,5% (7,7%)	8,6% (13,2%)	9,0% (13,4%)	4,5% (5,9%)	2,1% (5,0%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

		Offerte		Vendite		Var % vs 2008	
		HHI	Var % vs 2008	HHI	Var % vs 2008		
Nord*	Totale	2.311	(2.241)	3,1%	1.325	(1.460)	-9,2%
	<i>Lavorativo Picco</i>	2.084	(2.106)	-1,0%	1.282	(1.471)	-12,8%
	<i>Lavorativo F Picco</i>	2.251	(2.095)	7,5%	1.282	(1.403)	-8,6%
	<i>Festivo</i>	2.637	(2.556)	3,2%	1.423	(1.510)	-5,8%
Centro Nord	Totale	4.787	(4.664)	2,6%	3.495	(3.765)	-7,2%
	<i>Lavorativo Picco</i>	4.539	(4.420)	2,7%	3.175	(3.387)	-6,3%
	<i>Lavorativo F Picco</i>	4.817	(4.678)	3,0%	3.690	(3.978)	-7,2%
	<i>Festivo</i>	5.035	(4.923)	2,3%	3.638	(3.949)	-7,9%
Centro Sud	Totale	5.172	(4.979)	3,9%	2.616	(3.272)	-20,1%
	<i>Lavorativo Picco</i>	4.538	(4.621)	-1,8%	2.328	(3.222)	-27,7%
	<i>Lavorativo F Picco</i>	4.908	(4.533)	8,3%	2.538	(3.198)	-20,6%
	<i>Festivo</i>	6.200	(5.880)	5,4%	3.034	(3.413)	-11,1%
Sud*	Totale	2.764	(2.627)	5,2%	2.105	(1.786)	17,9%
	<i>Lavorativo Picco</i>	2.467	(2.528)	-2,4%	1.885	(1.700)	10,9%
	<i>Lavorativo F Picco</i>	2.755	(2.450)	12,5%	2.128	(1.746)	21,9%
	<i>Festivo</i>	3.114	(2.937)	6,0%	2.329	(1.926)	21,0%
Sicilia*	Totale	2.946	(2.701)	9,1%	3.836	(3.696)	3,8%
	<i>Lavorativo Picco</i>	2.972	(2.770)	7,3%	3.822	(3.792)	0,8%
	<i>Lavorativo F Picco</i>	2.939	(2.648)	11,0%	3.636	(3.453)	5,3%
	<i>Festivo</i>	2.925	(2.683)	9,0%	4.079	(3.860)	5,7%
Sardegna*	Totale	3.290	(3.166)	3,9%	3.585	(3.384)	6,0%
	<i>Lavorativo Picco</i>	3.263	(3.169)	3,0%	3.414	(3.233)	5,6%
	<i>Lavorativo F Picco</i>	3.302	(3.157)	4,6%	3.673	(3.431)	7,1%
	<i>Festivo</i>	3.307	(3.173)	4,2%	3.681	(3.500)	5,2%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP – INDICE DI FISSAZIONE DEL PREZZO (IOM). ANNO 2009

Tab.63

		Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
ENEL S.P.A.	Totale	27,4% (50,6%)	26,5% (48,5%)	26,5% (47,5%)	28,6% (54,3%)	27,3% (60,7%)	24,1% (57,1%)	35,9% (44,8%)	40,4% (53,2%)
	Lavorativo Picco	21,5% (52,2%)	19,8% (47,5%)	21,4% (47,9%)	23,6% (59,4%)	23,4% (67,9%)	14,5% (63,8%)	26,2% (35,6%)	46,8% (59,4%)
	Lavorativo F Picco	25,7% (42,5%)	23,8% (40,6%)	24,2% (39,7%)	24,8% (43,9%)	24,5% (48,7%)	25,0% (45,7%)	40,6% (50,7%)	33,5% (42,8%)
	Festivo	39,1% (58,0%)	37,5% (57,5%)	39,4% (57,3%)	40,3% (59,4%)	39,3% (64,4%)	37,5% (61,2%)	44,0% (49,9%)	40,2% (57,1%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	15,0% (12,1%)	13,8% (11,4%)	15,0% (12,2%)	13,4% (9,8%)	14,1% (9,2%)	14,7% (10,8%)	27,9% (24,6%)	5,3% (6,9%)
	Lavorativo Picco	20,8% (16,8%)	20,5% (17,1%)	20,1% (16,9%)	18,8% (13,3%)	18,6% (11,9%)	21,3% (14,4%)	39,6% (35,2%)	7,1% (10,2%)
	Lavorativo F Picco	9,9% (8,4%)	9,1% (7,8%)	9,7% (8,2%)	9,0% (7,5%)	9,7% (7,2%)	9,9% (8,4%)	17,9% (15,6%)	3,6% (5,1%)
	Festivo	11,8% (9,1%)	11,1% (8,3%)	11,7% (8,7%)	10,7% (7,6%)	11,1% (6,6%)	10,7% (8,3%)	23,3% (20,9%)	5,0% (4,9%)
A2A TRADING S.R.L.	Totale	9,3% (6,1%)	9,4% (6,8%)	9,2% (6,8%)	8,9% (5,2%)	8,6% (4,0%)	10,5% (4,1%)	9,9% (8,4%)	4,2% (3,8%)
	Lavorativo Picco	10,2% (6,8%)	10,3% (7,9%)	9,5% (7,7%)	9,1% (5,4%)	8,6% (4,1%)	13,8% (4,4%)	12,3% (11,0%)	3,9% (3,9%)
	Lavorativo F Picco	7,3% (5,2%)	7,3% (5,6%)	7,8% (5,9%)	7,2% (4,6%)	7,5% (3,9%)	7,4% (3,9%)	6,7% (5,5%)	3,6% (3,4%)
	Festivo	10,1% (5,9%)	10,6% (6,6%)	10,6% (6,5%)	10,4% (5,5%)	10,4% (4,1%)	9,3% (4,1%)	10,3% (8,1%)	5,3% (4,0%)
E.ON S.P.A.	Totale	9,1% (5,3%)	9,2% (5,2%)	10,2% (5,1%)	8,6% (5,5%)	9,3% (4,2%)	5,4% (4,5%)	2,4% (4,1%)	25,2% (15,2%)
	Lavorativo Picco	12,0% (2,6%)	13,9% (2,2%)	13,9% (2,7%)	12,4% (2,6%)	12,4% (1,6%)	5,7% (1,7%)	2,8% (3,9%)	20,5% (3,9%)
	Lavorativo F Picco	7,8% (9,2%)	7,2% (9,5%)	7,8% (9,2%)	6,7% (9,5%)	7,2% (7,7%)	5,9% (8,1%)	2,8% (5,4%)	28,9% (21,1%)
	Festivo	6,1% (4,8%)	5,7% (4,8%)	5,7% (4,5%)	5,6% (4,9%)	5,8% (4,1%)	4,2% (4,3%)	1,6% (2,9%)	26,9% (15,6%)
ALPIQ S.P.A.	Totale	4,1% (4,4%)	4,2% (4,9%)	3,9% (4,7%)	3,9% (3,6%)	3,7% (3,1%)	3,6% (3,2%)	9,3% (7,7%)	2,1% (2,8%)
	Lavorativo Picco	4,1% (3,9%)	4,0% (4,5%)	3,8% (4,2%)	3,7% (2,6%)	3,4% (2,0%)	3,3% (2,1%)	12,3% (8,8%)	1,7% (2,0%)
	Lavorativo F Picco	4,4% (5,0%)	4,5% (5,5%)	4,2% (5,4%)	4,3% (4,3%)	4,2% (3,9%)	4,4% (3,9%)	7,2% (6,5%)	2,6% (3,2%)
	Festivo	3,8% (4,5%)	4,0% (4,8%)	3,5% (4,5%)	3,7% (4,0%)	3,8% (3,9%)	3,2% (3,9%)	7,7% (7,7%)	2,0% (3,2%)
DANSKE COMMODITIES A.S	Totale	3,2% (3,0%)	3,6% (3,5%)	3,1% (3,5%)	3,3% (3,0%)	3,1% (2,3%)	3,9% (2,3%)	1,4% (1,0%)	1,7% (2,2%)
	Lavorativo Picco	2,1% (2,5%)	2,3% (3,1%)	2,2% (3,1%)	2,0% (2,2%)	2,1% (1,6%)	2,6% (1,5%)	0,1% (0,4%)	1,1% (1,7%)
	Lavorativo F Picco	5,3% (4,0%)	5,9% (4,7%)	5,2% (4,6%)	5,9% (4,1%)	5,2% (3,3%)	5,8% (3,4%)	3,2% (1,5%)	2,6% (3,0%)
	Festivo	2,4% (2,5%)	2,6% (2,7%)	2,1% (2,7%)	2,2% (2,8%)	2,1% (2,4%)	3,6% (2,3%)	1,1% (1,3%)	1,6% (2,0%)
EGL-ITALIA S.P.A.	Totale	3,0% (1,2%)	3,1% (1,0%)	2,9% (0,9%)	3,0% (1,1%)	3,4% (1,6%)	4,6% (2,2%)	0,8% (1,0%)	1,3% (0,8%)
	Lavorativo Picco	2,8% (0,3%)	2,6% (0,2%)	2,2% (0,2%)	2,5% (0,3%)	3,1% (0,4%)	5,9% (0,9%)	0,2% (0,2%)	0,9% (0,2%)
	Lavorativo F Picco	3,7% (2,0%)	3,7% (1,5%)	3,8% (1,6%)	3,8% (1,7%)	4,2% (2,5%)	4,2% (3,3%)	1,3% (1,9%)	1,9% (1,2%)
	Festivo	2,7% (1,7%)	2,8% (1,5%)	2,8% (1,3%)	2,6% (1,6%)	3,0% (2,4%)	3,0% (2,6%)	0,9% (1,2%)	1,2% (1,2%)
TIRRENO POWER S.P.A.	Totale	3,0% (1,4%)	3,1% (1,5%)	3,4% (1,5%)	3,5% (1,4%)	4,0% (1,5%)	2,5% (1,4%)	0,3% (0,3%)	1,4% (1,1%)
	Lavorativo Picco	3,2% (1,4%)	3,5% (1,6%)	3,5% (1,4%)	4,2% (1,6%)	4,4% (1,5%)	2,6% (1,3%)	0,1% (0,1%)	1,7% (1,3%)
	Lavorativo F Picco	3,7% (1,7%)	3,8% (1,7%)	4,2% (1,8%)	4,0% (1,5%)	4,7% (2,0%)	3,2% (2,0%)	0,5% (0,6%)	1,2% (1,1%)
	Festivo	1,7% (1,1%)	1,9% (1,2%)	2,0% (1,3%)	1,7% (1,1%)	1,8% (0,8%)	1,5% (1,0%)	0,5% (0,3%)	1,1% (1,0%)
ENI SPA	Totale	2,8% (-)	3,1% (-)	2,5% (-)	2,9% (-)	2,7% (-)	4,3% (-)	1,1% (-)	1,1% (-)
	Lavorativo Picco	1,5% (-)	1,5% (-)	1,2% (-)	1,3% (-)	1,4% (-)	3,5% (-)	0,0% (-)	0,4% (-)
	Lavorativo F Picco	3,4% (-)	3,6% (-)	3,4% (-)	3,7% (-)	3,7% (-)	3,9% (-)	2,3% (-)	1,4% (-)
	Festivo	4,2% (-)	4,5% (-)	4,1% (-)	4,2% (-)	4,2% (-)	6,0% (-)	1,3% (-)	1,8% (-)
SORGENIA S.P.A.	Totale	2,5% (0,7%)	1,8% (0,6%)	1,7% (0,6%)	2,0% (0,7%)	2,5% (0,8%)	6,5% (1,1%)	0,5% (0,4%)	0,9% (0,5%)
	Lavorativo Picco	3,7% (0,2%)	2,4% (0,2%)	1,9% (0,2%)	2,8% (0,2%)	3,4% (0,2%)	12,1% (0,5%)	0,5% (0,1%)	1,0% (0,2%)
	Lavorativo F Picco	1,4% (0,8%)	1,3% (0,6%)	1,4% (0,6%)	1,3% (0,8%)	1,5% (1,1%)	2,3% (1,2%)	0,4% (0,6%)	0,6% (0,5%)
	Festivo	1,8% (1,3%)	1,6% (1,3%)	1,5% (1,3%)	1,9% (1,2%)	2,0% (1,7%)	3,0% (1,8%)	0,8% (0,6%)	0,9% (0,8%)
ALTRI	Totale	20,6% (15,3%)	22,3% (16,6%)	21,8% (17,2%)	22,0% (15,4%)	21,3% (12,6%)	19,9% (13,3%)	10,3% (7,7%)	16,4% (13,5%)
	Lavorativo Picco	18,1% (13,3%)	19,3% (15,6%)	20,2% (15,9%)	19,5% (12,4%)	19,1% (8,7%)	14,7% (9,3%)	6,0% (4,8%)	14,9% (11,6%)
	Lavorativo F Picco	27,5% (21,3%)	29,9% (22,6%)	28,2% (22,8%)	29,3% (22,1%)	27,6% (19,6%)	28,0% (20,3%)	17,1% (11,7%)	20,2% (18,7%)
	Festivo	16,4% (11,1%)	17,7% (11,6%)	16,6% (12,0%)	16,6% (11,9%)	16,6% (9,6%)	17,7% (10,4%)	8,6% (7,0%)	14,0% (10,2%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab.64

MGP - INDICE DI FISSAZIONE DEL PREZZO PER TECNOLOGIA (ITM). ANNO 2009

		Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
Carbone	Totale	8,0% (5,7%)	8,0% (6,0%)	7,5% (5,4%)	7,7% (6,3%)	7,1% (4,6%)	6,6% (4,9%)	2,1% (1,5%)	34,1% (21,7%)
	Lavorativo Picco	4,9% (3,1%)	4,6% (2,8%)	4,8% (2,7%)	4,5% (3,9%)	4,4% (2,8%)	3,4% (2,7%)	0,3% (0,5%)	26,0% (14,4%)
	Lavorativo F Picco	9,2% (6,3%)	8,4% (6,1%)	8,4% (5,9%)	8,4% (6,6%)	8,3% (5,5%)	7,8% (5,3%)	3,6% (2,1%)	39,8% (25,2%)
	Festivo	11,7% (9,3%)	11,5% (9,5%)	11,6% (9,6%)	11,3% (9,3%)	11,2% (7,0%)	9,9% (7,6%)	2,8% (2,0%)	37,7% (26,9%)
Olio	Totale	7,4% (11,2%)	4,1% (7,8%)	3,6% (7,2%)	4,5% (10,4%)	4,3% (11,7%)	6,7% (12,6%)	54,1% (48,1%)	5,0% (8,3%)
	Lavorativo Picco	7,4% (11,3%)	2,7% (6,3%)	2,7% (6,2%)	3,4% (11,2%)	3,3% (11,7%)	4,7% (13,0%)	78,0% (64,0%)	4,9% (9,0%)
	Lavorativo F Picco	6,7% (10,7%)	4,7% (8,4%)	4,3% (7,8%)	4,8% (10,1%)	4,6% (11,9%)	7,1% (12,5%)	32,5% (32,4%)	4,5% (8,0%)
	Festivo	8,5% (11,8%)	5,2% (9,1%)	4,7% (8,3%)	5,9% (9,5%)	5,8% (11,5%)	9,0% (12,0%)	46,2% (45,3%)	5,6% (7,9%)
Gas Naturale	Totale	1,6% (9,9%)	1,1% (7,0%)	1,4% (7,4%)	2,4% (10,1%)	3,0% (21,7%)	1,9% (17,4%)	0,7% (3,7%)	1,3% (7,7%)
	Lavorativo Picco	2,5% (12,9%)	1,9% (8,8%)	2,3% (9,4%)	3,9% (13,6%)	4,3% (27,6%)	2,9% (24,0%)	0,6% (4,0%)	2,1% (10,9%)
	Lavorativo F Picco	0,6% (6,7%)	0,6% (5,1%)	0,5% (5,3%)	0,8% (7,2%)	1,1% (13,5%)	1,0% (10,7%)	0,4% (3,0%)	0,4% (5,1%)
	Festivo	1,1% (9,0%)	0,7% (6,8%)	0,7% (6,2%)	2,1% (8,7%)	2,8% (21,9%)	1,6% (16,2%)	1,0% (4,1%)	1,2% (6,6%)
CCGT	Totale	47,5% (39,3%)	48,4% (41,7%)	50,6% (41,5%)	48,4% (40,4%)	50,3% (34,5%)	49,9% (37,5%)	27,1% (31,4%)	21,2% (29,1%)
	Lavorativo Picco	54,4% (35,0%)	58,5% (38,7%)	57,2% (38,2%)	55,7% (36,2%)	56,7% (29,8%)	62,7% (32,0%)	9,4% (15,9%)	22,9% (27,5%)
	Lavorativo F Picco	41,7% (42,7%)	41,0% (42,9%)	44,1% (43,6%)	42,0% (42,6%)	44,6% (40,1%)	41,1% (42,4%)	38,6% (46,0%)	18,8% (31,0%)
	Festivo	43,2% (41,9%)	44,3% (43,9%)	45,9% (44,8%)	45,6% (43,8%)	45,2% (35,4%)	41,3% (39,5%)	37,9% (34,7%)	21,7% (28,9%)
TurboGas	Totale	0,2% (0,2%)	0,0% (-)	- (-)	- (0,0%)	0,0% (0,0%)	0,0% (0,0%)	2,9% (3,2%)	0,0% (0,5%)
	Lavorativo Picco	0,3% (0,3%)	0,0% (-)	- (-)	- (0,0%)	0,0% (0,1%)	0,0% (0,0%)	6,0% (5,4%)	0,0% (0,5%)
	Lavorativo F Picco	0,1% (0,1%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	1,5% (2,0%)	0,0% (0,4%)
	Festivo	0,0% (0,1%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,4% (1,8%)	- (0,5%)
Id. Fluente	Totale	3,7% (3,2%)	4,3% (3,9%)	4,3% (4,0%)	4,1% (2,8%)	3,8% (2,1%)	2,8% (1,8%)	0,7% (1,1%)	2,2% (1,9%)
	Lavorativo Picco	3,8% (4,5%)	4,4% (5,8%)	4,6% (5,6%)	4,3% (3,9%)	3,7% (2,8%)	2,0% (2,5%)	0,1% (1,5%)	2,2% (2,8%)
	Lavorativo F Picco	2,8% (2,1%)	3,0% (2,6%)	3,1% (2,6%)	2,9% (1,8%)	3,0% (1,5%)	2,6% (1,4%)	1,1% (0,5%)	1,6% (1,0%)
	Festivo	4,9% (2,5%)	5,5% (3,0%)	5,5% (3,1%)	5,3% (2,4%)	5,1% (1,5%)	4,3% (1,5%)	1,2% (1,3%)	2,8% (1,7%)
Id. Modulazione	Totale	6,2% (5,4%)	6,9% (6,5%)	7,2% (6,7%)	6,4% (5,1%)	6,2% (3,7%)	5,3% (3,6%)	1,0% (0,8%)	3,5% (3,9%)
	Lavorativo Picco	7,4% (7,1%)	8,6% (8,7%)	8,5% (8,6%)	7,7% (6,3%)	7,2% (4,7%)	5,8% (4,9%)	0,4% (0,7%)	4,2% (5,2%)
	Lavorativo F Picco	4,5% (3,9%)	5,0% (4,7%)	5,1% (4,7%)	4,6% (3,8%)	4,6% (2,8%)	4,1% (2,7%)	1,6% (0,8%)	2,6% (3,0%)
	Festivo	6,4% (4,6%)	7,0% (5,6%)	7,5% (5,9%)	6,5% (4,8%)	6,2% (2,9%)	6,0% (2,8%)	1,2% (0,7%)	3,6% (3,4%)
Id. Pompaggio	Totale	6,2% (9,7%)	6,1% (9,9%)	6,4% (10,6%)	6,3% (9,5%)	6,3% (8,8%)	4,3% (8,6%)	3,7% (4,9%)	16,4% (13,4%)
	Lavorativo Picco	6,5% (14,0%)	6,2% (14,7%)	6,4% (14,9%)	7,1% (13,9%)	7,1% (12,7%)	3,1% (12,6%)	4,7% (6,4%)	25,1% (19,3%)
	Lavorativo F Picco	4,3% (4,5%)	4,1% (4,6%)	4,5% (4,9%)	4,1% (4,1%)	4,1% (4,0%)	3,6% (3,6%)	2,6% (3,1%)	10,0% (6,7%)
	Festivo	8,1% (9,5%)	8,0% (9,7%)	9,1% (10,2%)	7,6% (9,5%)	7,9% (8,4%)	6,9% (8,9%)	3,4% (5,1%)	12,5% (13,5%)
Estero	Totale	16,3% (12,9%)	18,3% (14,7%)	16,3% (14,7%)	17,4% (12,7%)	16,2% (10,6%)	18,8% (11,1%)	6,7% (4,4%)	9,7% (9,7%)
	Lavorativo Picco	11,0% (10,1%)	11,4% (12,4%)	11,9% (12,5%)	11,4% (8,9%)	11,1% (6,4%)	12,5% (6,7%)	0,4% (1,4%)	5,5% (7,0%)
	Lavorativo F Picco	26,5% (19,1%)	29,6% (21,6%)	26,4% (21,2%)	28,8% (19,5%)	26,1% (16,9%)	29,0% (17,3%)	15,7% (7,8%)	15,9% (14,4%)
	Festivo	12,3% (9,6%)	14,1% (10,5%)	11,7% (10,1%)	12,3% (10,1%)	12,4% (9,6%)	15,8% (9,8%)	4,9% (4,4%)	8,0% (7,9%)
Altro	Totale	2,9% (2,5%)	2,9% (2,6%)	2,6% (2,5%)	2,9% (2,7%)	2,9% (2,3%)	3,8% (2,4%)	1,0% (0,9%)#	6,7% (3,8%)
	Lavorativo Picco	2,0% (1,7%)	1,7% (1,8%)	1,6% (1,9%)	2,0% (2,0%)	2,0% (1,4%)	2,8% (1,5%)	0,0% (0,2%)#	6,9% (3,4%)
	Lavorativo F Picco	3,6% (4,0%)	3,6% (4,1%)	3,5% (4,0%)	3,6% (4,3%)	3,6% (3,9%)	3,8% (4,1%)	2,3% (2,1%)#	6,3% (5,3%)
	Festivo	3,7% (1,7%)	3,6% (1,8%)	3,4% (1,8%)	3,4% (1,9%)	3,5% (1,7%)	5,2% (1,7%)	1,0% (0,6%)#	6,9% (2,8%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP - ORE CON ALMENO UN OPERATORE NECESSARIO (IORh): % SUL TOTALE. ANNO 2009

Tab.65

		Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
ENEL S.P.A.	Totale	61,1% (80,5%)	100,0% (100,0%)	90,9% (76,6%)	97,9% (99,8%)	88,3% (82,1%)	49,7% (44,2%)
	Lavorativo Picco	96,9% (98,6%)	100,0% (100,0%)	98,0% (95,3%)	99,9% (100,0%)	100,0% (96,9%)	72,3% (70,2%)
	Lavorativo F Picco	42,8% (72,8%)	100,0% (100,0%)	79,0% (45,7%)	95,1% (99,6%)	81,5% (75,0%)	36,3% (30,0%)
	Festivo	41,1% (68,9%)	100,0% (100,0%)	96,2% (90,3%)	98,7% (99,8%)	82,8% (73,5%)	39,2% (31,0%)
E.ON S.P.A.	Totale	- (0,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	0,2% (0,4%)	65,4% (55,2%)
	Lavorativo Picco	- (0,1%)	- (-)	- (-)	- (-)	0,4% (0,7%)	71,0% (62,8%)
	Lavorativo F Picco	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,1% (0,2%)	64,4% (56,3%)
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,1%)	60,0% (45,5%)
GSE	Totale	- (-)	3,3% (11,6%)	- (0,7%)	0,2% (0,8%)	2,5% (11,2%)	27,5% (21,7%)
	Lavorativo Picco	- (-)	4,4% (14,1%)	- (1,4%)	0,5% (1,0%)	5,6% (18,0%)	33,0% (23,9%)
	Lavorativo F Picco	- (-)	4,1% (9,5%)	- (0,2%)	0,1% (0,5%)	1,2% (9,3%)	24,2% (21,8%)
	Festivo	- (-)	1,1% (11,1%)	- (0,7%)	0,1% (0,7%)	0,4% (5,6%)	25,0% (19,0%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	- (0,1%)	- (-)	- (-)	2,4% (5,8%)	2,3% (5,5%)	- (-)
	Lavorativo Picco	- (0,4%)	- (-)	- (-)	6,0% (11,7%)	5,0% (11,2%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	- (-)	- (-)	- (-)	1,0% (3,6%)	1,1% (3,4%)	- (-)
	Festivo	- (-)	- (-)	- (-)	- (1,6%)	0,2% (1,4%)	- (-)
Totale	Totale	61,1% (80,5%)	100,0% (100,0%)	90,9% (76,6%)	97,8% (99,8%)	88,3% (82,1%)	75,4% (72,3%)
	Lavorativo Picco	97,0% (98,7%)	100,0% (100,0%)	98,0% (95,3%)	99,9% (100,0%)	100,0% (96,9%)	84,3% (86,9%)
	Lavorativo F Picco	42,8% (72,8%)	100,0% (100,0%)	79,0% (45,7%)	95,1% (99,6%)	81,5% (75,0%)	71,9% (68,0%)
	Festivo	41,1% (68,9%)	100,0% (100,0%)	96,2% (90,3%)	98,7% (99,8%)	82,9% (73,5%)	69,3% (60,8%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP - VENDITE IN ASSENZA DI CONCORRENZA (IORq): % SUL TOTALE. ANNO 2009

Tab.66

		Totale	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
ENEL S.P.A.	Totale	52,8% (62,0%)	35,6% (51,9%)	93,4% (96,2%)	78,5% (80,6%)	72,4% (86,6%)	40,2% (38,8%)	21,8% (16,4%)
	Lavorativo Picco	66,8% (78,1%)	58,8% (76,3%)	97,2% (99,6%)	88,3% (91,6%)	78,5% (96,1%)	52,3% (47,8%)	30,7% (25,0%)
	Lavorativo F Picco	39,9% (48,7%)	16,2% (34,0%)	88,8% (91,4%)	57,3% (55,1%)	63,1% (74,4%)	32,8% (34,2%)	15,3% (10,6%)
	Festivo	45,9% (51,2%)	15,9% (26,2%)	93,6% (96,8%)	84,9% (85,8%)	75,2% (87,9%)	31,8% (31,7%)	16,3% (10,4%)
E.ON S.P.A.	Totale	5,4% (3,5%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	1,1% (0,7%)	24,5% (21,1%)
	Lavorativo Picco	4,2% (3,0%)	- (0,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	2,0% (1,3%)	26,5% (22,0%)
	Lavorativo F Picco	6,2% (3,6%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	0,6% (0,5%)	25,8% (22,5%)
	Festivo	7,0% (4,4%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,2%)	20,6% (18,1%)
GSE	Totale	0,8% (1,3%)	- (-)	1,0% (2,0%)	- (0,1%)	0,1% (0,2%)	0,6% (3,6%)	5,0% (4,1%)
	Lavorativo Picco	1,0% (1,6%)	- (-)	1,6% (2,5%)	- (0,2%)	0,1% (0,2%)	1,4% (7,0%)	5,6% (3,8%)
	Lavorativo F Picco	0,6% (1,1%)	- (-)	1,0% (1,6%)	- (0,0%)	0,0% (0,1%)	0,3% (2,6%)	3,9% (4,1%)
	Festivo	0,7% (1,0%)	- (-)	0,3% (2,0%)	- (0,2%)	0,0% (0,2%)	0,1% (1,0%)	5,5% (4,4%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	0,2% (0,6%)	- (0,0%)	- (-)	- (-)	0,5% (1,3%)	0,9% (4,5%)	- (-)
	Lavorativo Picco	0,3% (1,0%)	- (0,0%)	- (-)	- (-)	1,0% (2,1%)	1,7% (7,8%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	0,1% (0,4%)	- (-)	- (-)	- (-)	0,2% (0,8%)	0,5% (2,7%)	- (-)
	Festivo	- (0,3%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (0,6%)	0,0% (1,1%)	- (-)
Totale	Totale	16,7% (19,8%)	9,1% (15,0%)	33,7% (37,1%)	22,8% (19,0%)	25,1% (26,2%)	23,0% (21,8%)	15,1% (11,9%)
	Lavorativo Picco	20,3% (25,1%)	14,9% (22,9%)	34,7% (38,0%)	24,7% (23,4%)	25,3% (28,0%)	30,4% (28,4%)	18,7% (14,8%)
	Lavorativo F Picco	12,4% (14,9%)	4,0% (9,3%)	31,9% (34,6%)	15,1% (10,0%)	22,1% (22,1%)	18,1% (18,0%)	13,2% (10,7%)
	Festivo	15,7% (17,0%)	4,3% (7,6%)	34,3% (38,7%)	30,1% (23,9%)	28,4% (28,6%)	18,6% (17,4%)	12,7% (9,5%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP - HHI SULLE VENDITE. ANNO 2009

Fig.56

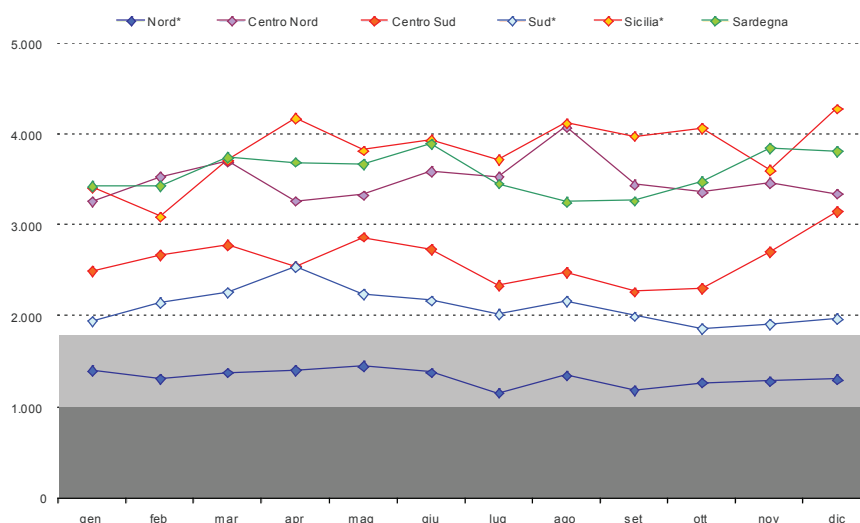
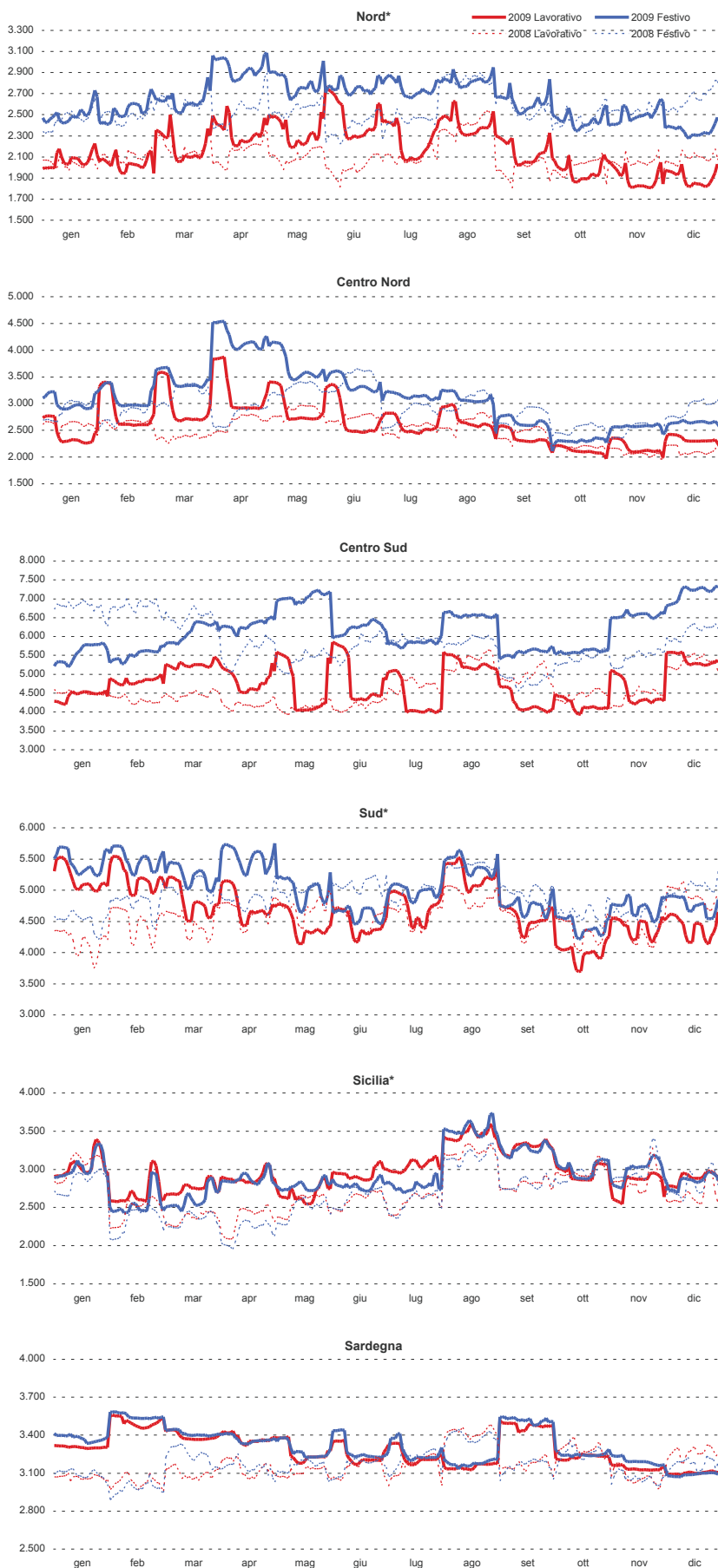


Fig.57

MGP – HHI SULLE OFFERTE: CURVE MEDIE ORARIE



MGP - HHI SULLE VENDITE: CURVE MEDIE ORARIE

Fig.58

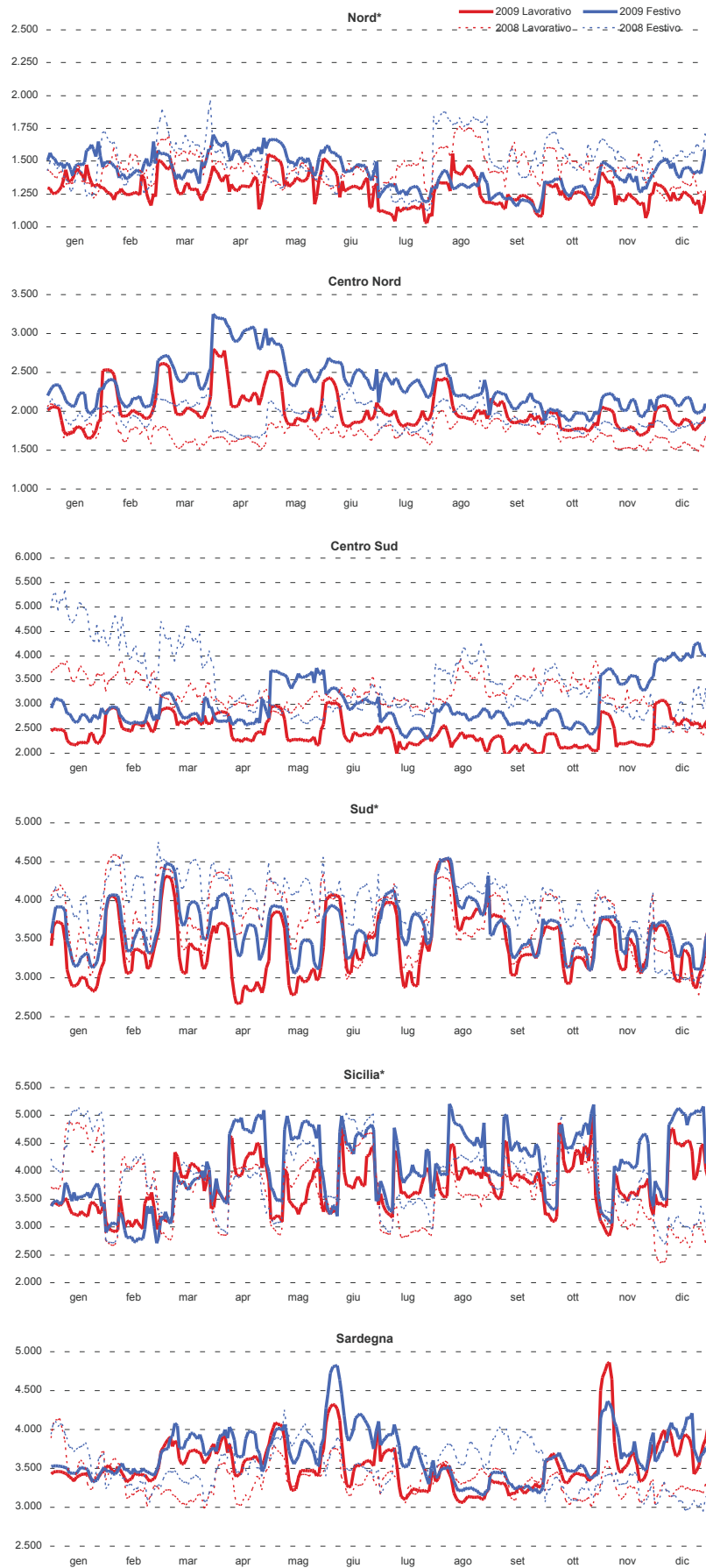
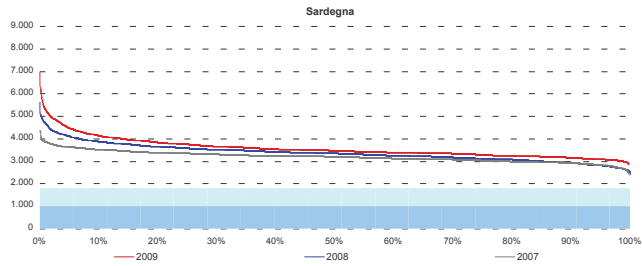
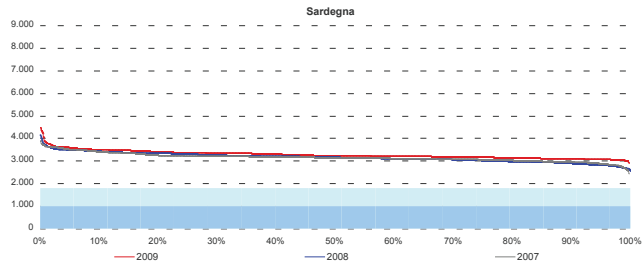
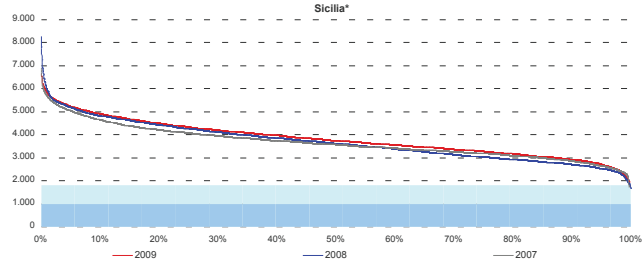
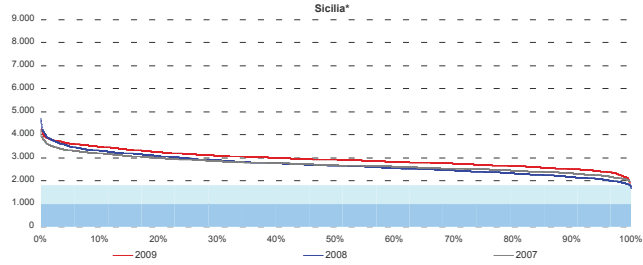
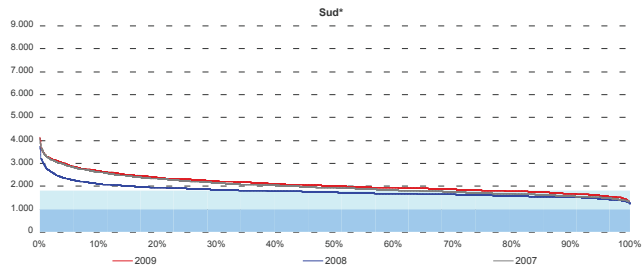
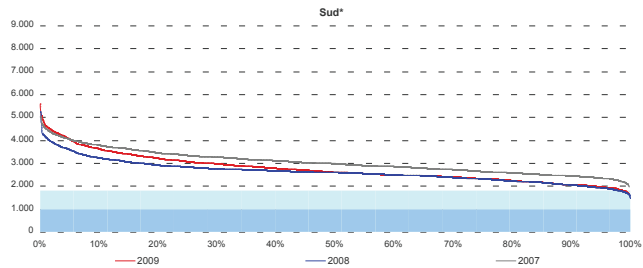
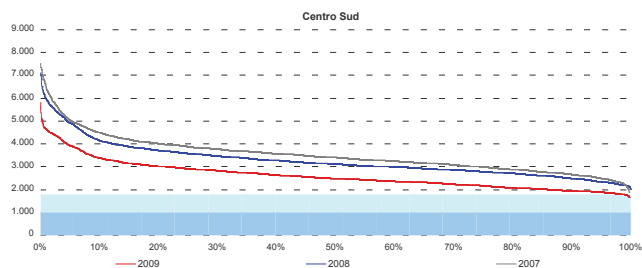
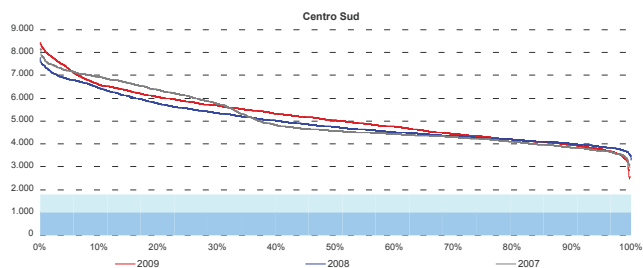
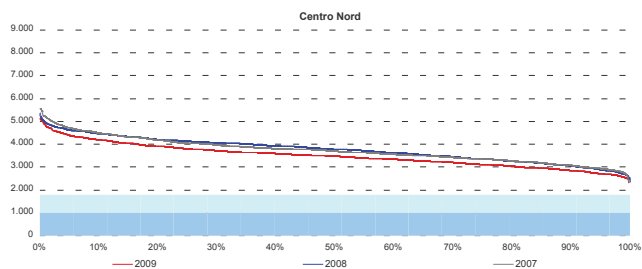
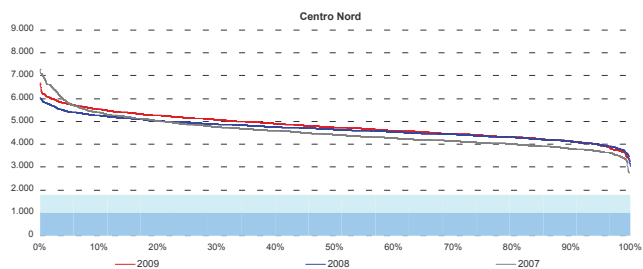
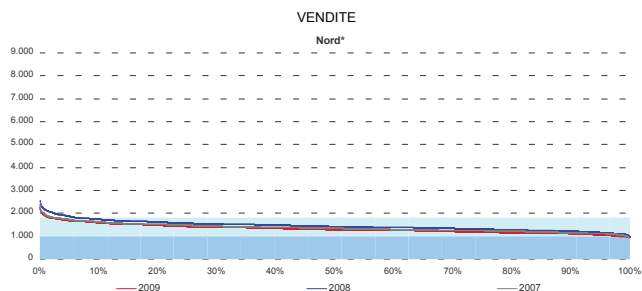
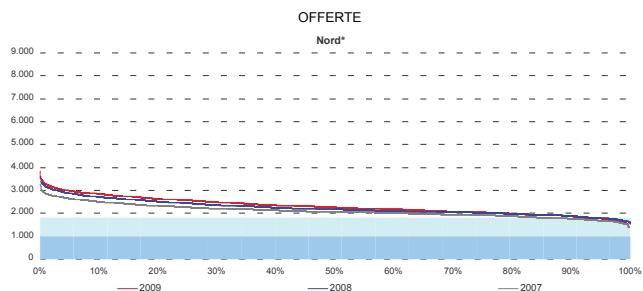


Fig.59

MGP - HHI: CURVE DI DURATA



MGP - IOR: CURVE DI DURATA

Fig.60

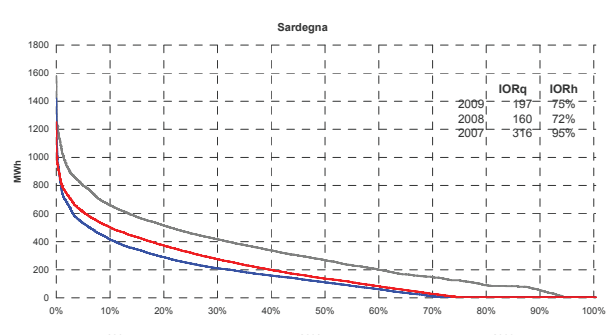
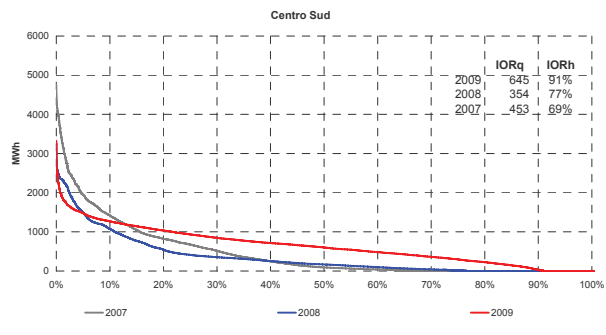
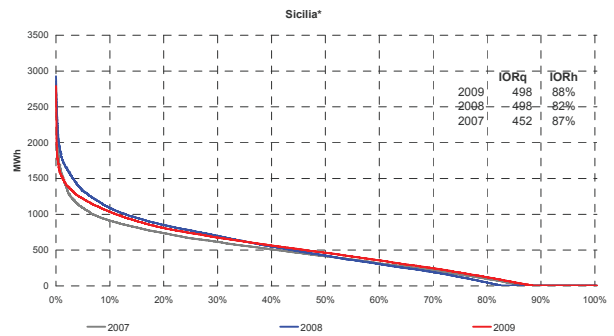
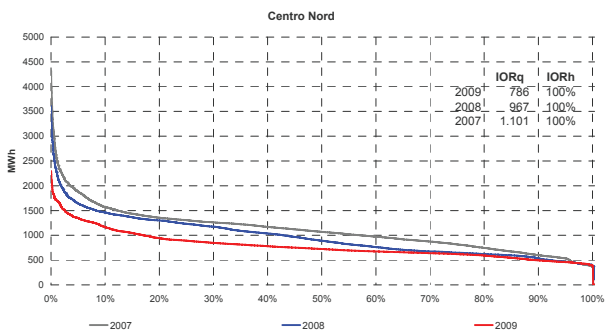
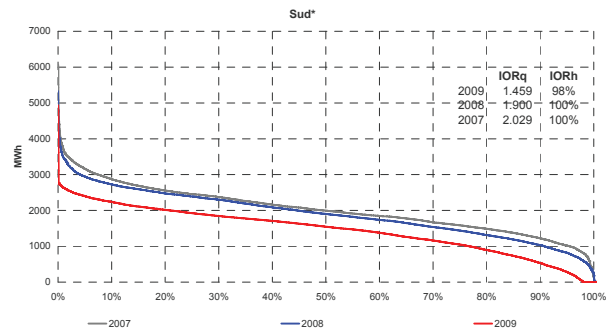
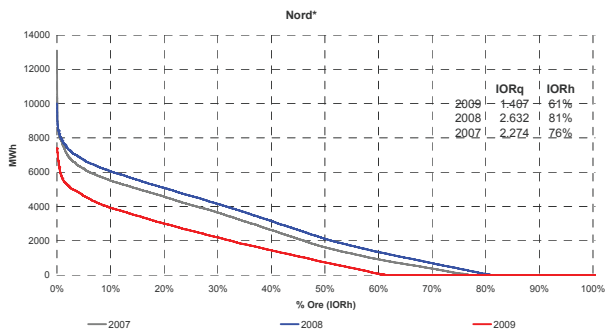


Fig.61

MGP - IORh. ANNO 2009

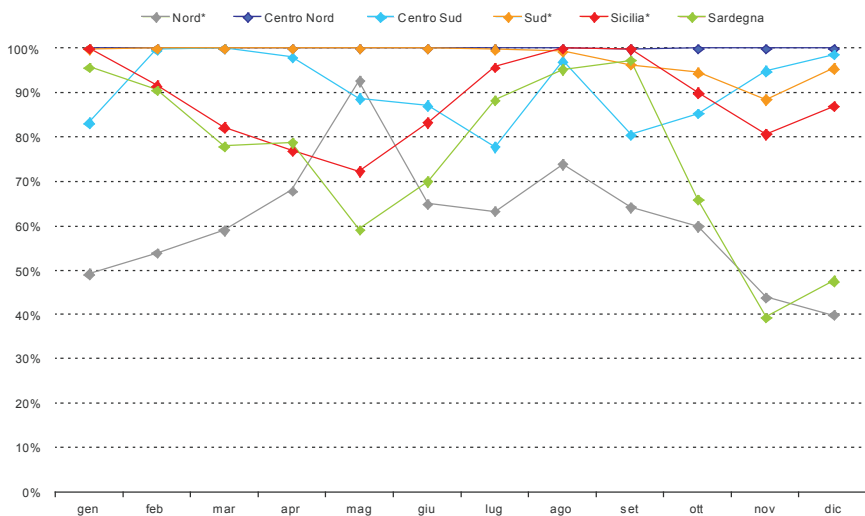


Fig.62

MGP - IORq. ANNO 2009

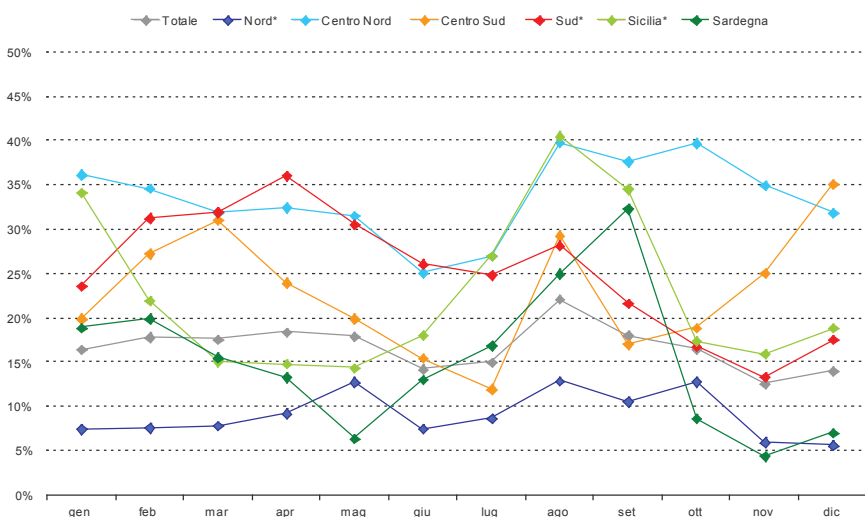
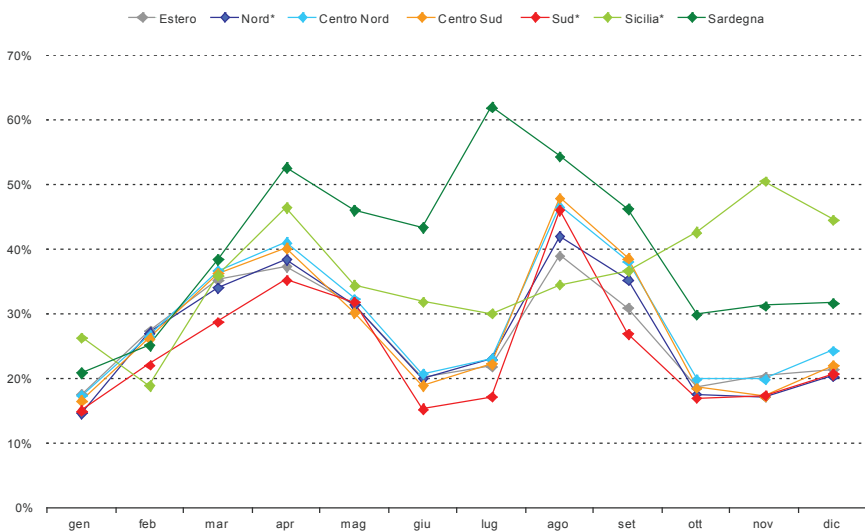


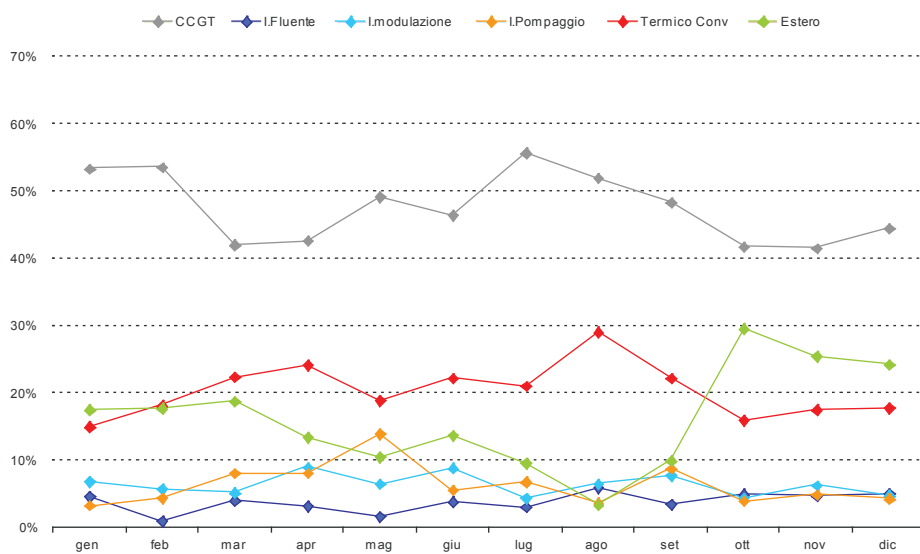
Fig.63

MGP - IOM DEL PRIMO OPERATORE. ANNO 2009



MGP - ITM. ANNO 2009

Fig.64



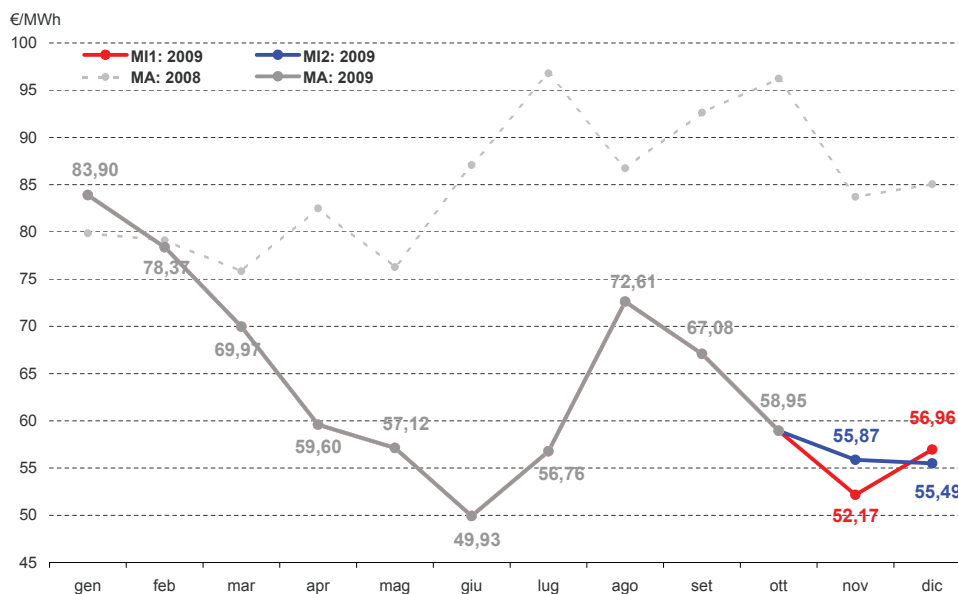
Tab.67

MA/MI – PREZZO DI ACQUISTO

	€/MWh	2009			2008	2007	2006	2005
		MA	MI1	MI2	MA	MA	MA	MA
		Gen - Ott	Nov - Dic	Nov - Dic				
Media	Baseload	66,44	54,66	55,69	84,95	69,36	75,57	62,41
	Picco	82,11	68,65	69,09	109,36	94,52	108,08	89,28
	Fuori picco	55,25	46,29	46,92	0,00	0,00	0,00	0,00
	Lavorativo	51,03	42,57	41,90	65,14	45,32	53,33	43,26
	Festivo	61,07	51,88	55,10	74,39	57,61	59,37	45,54
Minimo	Baseload	4,55	8,53	9,00	6,56	0,00	0,00	0,01
	Picco	30,60	40,69	31,79	33,26	20,10	20,00	21,54
	Fuori picco	4,55	8,53	9,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Lavorativo	6,59	8,53	10,00	10,00	1,25	7,25	0,01
	Festivo	4,55	11,00	9,00	6,56	0,00	0,00	0,48
Massimo	Baseload	241,93	184,90	2944,10	422,27	250,09	289,83	500,00
	Picco	241,93	171,55	170,23	422,27	250,09	289,83	500,00
	Fuori picco	200,00	184,90	2944,10	0,00	0,00	0,00	0,00
	Lavorativo	159,90	184,90	130,13	250,00	195,82	212,62	289,46
	Festivo	200,00	134,00	2944,10	250,00	214,93	229,32	218,94
IVR	Baseload	0,20	0,20	0,21	0,24	0,25	0,20	0,22
	Picco	0,20	0,19	0,20	0,19	0,25	0,18	0,22
	Fuori picco	0,19	0,19	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00
	Lavorativo	0,19	0,19	0,20	0,28	0,25	0,19	0,20
	Festivo	0,20	0,20	0,21	0,27	0,27	0,22	0,25

Fig.65

MA/MI – PREZZO DI ACQUISTO



MA/MI – PREZZO PER ZONA GEOGRAFICA: BASELOAD

Tab.68

€/MWh	2009			2008	2007	2006	2005
	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	60,22	53,28	55,39	79,82	62,20	70,24	56,32
Centro Nord	61,92	53,90	55,91	81,44	67,76	74,88	58,02
Centro Sud	62,18	54,41	56,33	85,11	68,77	74,94	59,26
Sud	59,95	51,60	53,72	84,61	68,75	74,82	59,91
Calabria				84,12	68,96	75,31	60,57
Sicilia	86,06	88,64	84,46	111,07	80,26	85,28	66,08
Sardegna	88,38	61,74	61,45	84,92	65,91	77,29	59,10
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	60,22	53,28	55,39	79,37	61,74	69,19	56,32
Turbigo R.					62,20	70,12	56,23
Piombino						75,82	58,94
Brindisi	56,61	51,48	53,43	83,28	68,29	71,16	59,18
Foggia	59,69	51,60	53,72	84,02	65,65	71,75	
Rossano	59,21	50,73	53,39	83,69	68,45	72,98	59,42
Priolo G.	85,24	83,74	73,37	108,14	69,72	72,62	63,12
<i>Zone estere</i>							
Francia	60,22	53,28	55,39	-	-	43,91	50,71
Svizzera	60,08	53,28	55,39	-	25,63	38,38	52,90
Austria	60,22	53,28	55,39	-	-	54,19	50,81
Slovenia	60,22	53,28	55,39	-	36,89	67,66	54,74
Grecia	56,61	51,48	53,43	-	-	64,83	55,89
Corsica	60,04	57,69	58,62	81,25	62,09	73,06	56,85
Corsica AC	88,38	61,74	60,68	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

€/MWh	2009			2008	2007	2006	2005
	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	76,68	66,79	67,46	105,42	90,61	103,71	86,00
Centro Nord	78,92	67,91	68,33	107,69	100,44	111,88	89,23
Centro Sud	79,33	68,75	68,71	111,78	101,68	111,62	90,74
Sud	73,74	61,41	62,05	110,39	101,61	111,36	91,98
Calabria				110,43	102,28	111,54	92,48
Sicilia	115,61	131,30	121,66	147,02	117,78	123,63	96,23
Sardegna	119,18	84,01	79,23	110,48	94,02	113,03	86,07
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	76,68	66,79	67,46	104,52	90,00	102,42	86,00
Turbigo R.					90,61	103,46	85,78
Piombino						108,85	90,18
Brindisi	69,67	61,06	61,23	109,57	101,48	105,80	91,52
Foggia	73,46	61,41	62,05	110,24	97,49	108,82	
Rossano	72,24	59,49	61,52	110,35	101,48	109,39	91,52
Priolo G.	113,81	125,38	102,49	140,43	98,99	102,63	92,49
<i>Zone estere</i>							
Francia	76,68	66,79	67,46	-	-	64,60	78,73
Svizzera	76,37	66,79	67,46	-	31,64	45,65	80,76
Austria	76,68	66,79	67,46	-	-	78,19	76,65
Slovenia	76,68	66,79	67,46	-	51,65	99,56	83,95
Grecia	69,67	61,06	61,23	-	-	93,70	86,45
Corsica	76,60	77,24	74,79	105,07	86,96	106,92	84,20
Corsica AC	119,18	84,01	77,89	110,08	94,02	114,93	
Esterio Corsica				110,08	94,02	114,93	
Esterio Nord-Est				105,13	90,34	103,71	85,30
Esterio Nord-Ovest				105,13	90,55	103,71	85,26
Esterio Sud				100,36	88,16	95,15	91,13

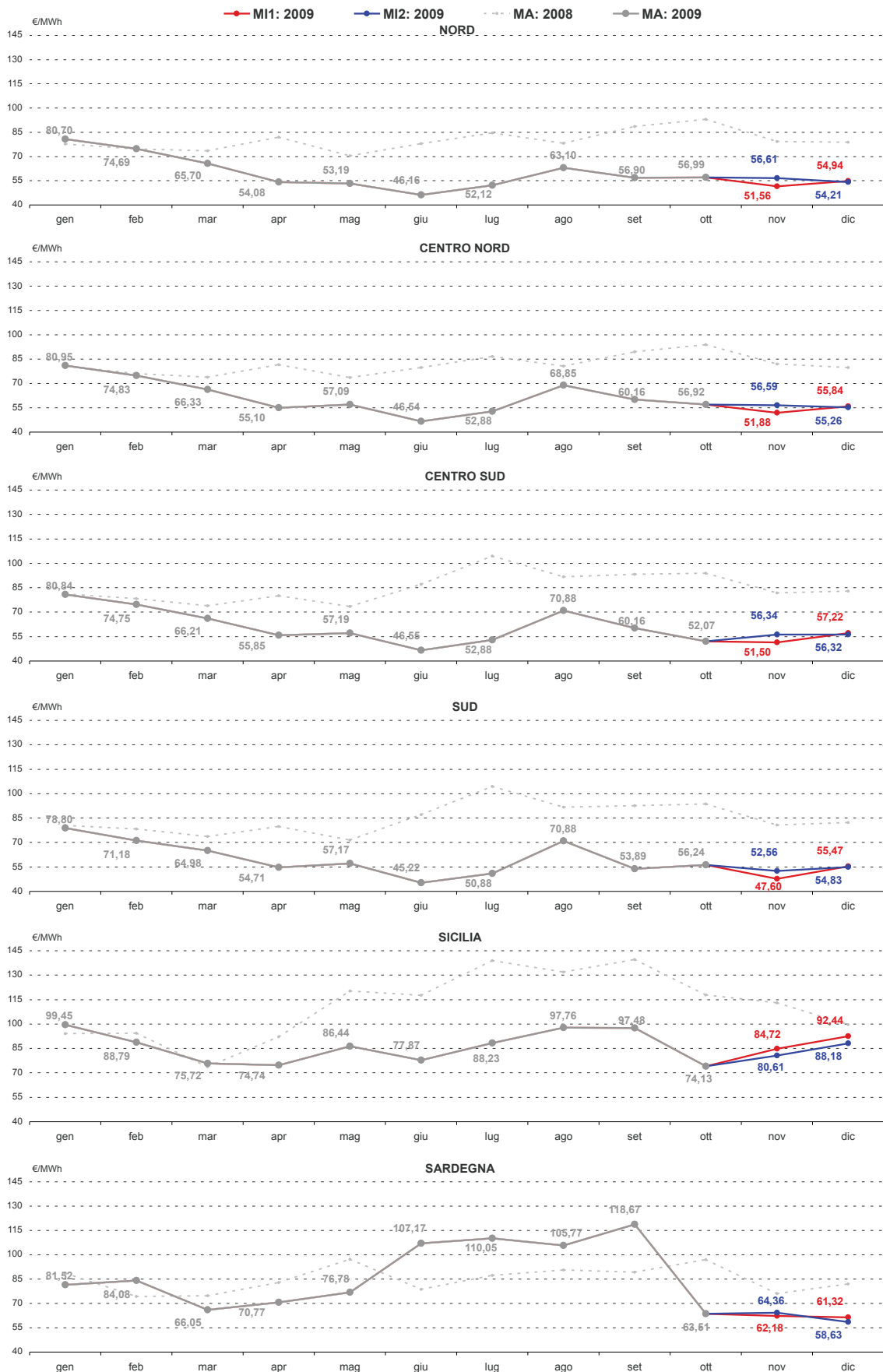
MA/MI – PREZZO PER ZONA GEOGRAFICA: FUORI PICCO

Tab.70

€/MWh	2009			2008	2007	2006	2005
	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>							
Nord	51,41	46,18	49,06	66,30	47,12	52,80	40,67
Centro Nord	52,82	46,54	49,39	67,58	50,43	55,61	41,56
Centro Sud	53,00	46,88	49,84	71,03	51,32	55,83	42,67
Sud	52,57	46,45	49,34	70,99	51,32	55,78	43,00
Calabria				70,22	51,29	56,44	43,75
Sicilia	70,24	66,25	64,93	92,08	60,36	65,31	50,18
Sardegna	71,88	50,05	52,12	71,43	51,00	58,67	44,88
<i>Poli di produzione limitata</i>							
Monfalcone	51,41	46,18	49,06	66,09	46,75	51,88	40,67
Turbigo R.					47,12	52,76	40,65
Piombino						57,59	42,47
Brindisi	49,62	46,45	49,34	69,39	50,68	53,12	42,13
Foggia	52,31	46,45	49,34	70,17	48,77	52,81	
Rossano	52,24	46,13	49,13	69,60	50,93	54,02	42,51
Priolo G.	69,94	61,88	58,08	91,08	54,20	56,99	47,63
<i>Zone estere</i>							
Francia	51,41	46,18	49,06	-	-	33,14	35,93
Svizzera	51,36	46,18	49,06	-	22,44	34,60	38,21
Austria	51,41	46,18	49,06	-	-	41,69	37,19
Slovenia	51,41	46,18	49,06	-	29,06	51,04	39,34
Grecia	49,62	46,45	49,34	-	-	49,79	39,77
Corsica	51,17	47,43	50,13	68,67	48,90	55,42	42,43
Corsica AC	71,88	50,05	51,64	71,38	51,00	59,33	
Estero Corsica				71,38	51,00	59,33	
Estero Nord-Est				66,19	46,91	52,80	40,35
Estero Nord-Ovest				66,19	47,12	52,80	40,29
Estero Sud				64,53	44,85	49,83	42,37

Fig.66

MA/MI – PREZZI ZONALI



MA/MI – ACQUISTI: TOTALE

Tab.71

MWh	2009				2008	2007	2006	2005
	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	5.011.054	804.312	549.237	6.364.603	6.915.620	8.004.932	4.968.220	5.128.298
Centro Nord	608.757	231.609	67.744	908.110	1.176.323	728.431	546.425	431.479
Centro Sud	917.712	153.846	127.694	1.199.252	877.827	1.258.918	1.555.116	1.606.037
Sud	36.936	3.116	4.317	44.370	743.170	621.803	458.684	871.021
Calabria					5.987	2.461	5	43
Sicilia	334.334	42.157	20.688	397.179	321.235	513.527	462.603	496.863
Sardegna	323.892	86.761	41.730	452.383	366.863	342.140	317.516	246.230
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	13.052	9.061	3.080	25.193	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	225.788	92.563	1.759.370	549.278	343.674	616.779	356.509
Foggia	167.662	8.882	483	177.027	15.177	13.270	10.231	
Rossano	75.895	35.553	19.533	130.981	258.728	391.329	355.776	303.313
Priolo G.	236.797	49.500	26.351	312.648	270.807	326.256	253.064	819.003
Totale nazionale	9.167.108	1.650.586	953.421	11.771.115	11.518.908	12.571.521	9.736.087	10.453.933
<i>Zone estere</i>								
Francia	0	0	-	-	-	0	0	0
Svizzera	133.318	25.200	15	158.533	0	35.412	0	0
Austria	0	0	-	-	-	0	0	0
Slovenia	0	0	-	-	0	0	0	0
Grecia	1.126	0	-	1.126	-	0	0	0
Corsica	0	0	-	-	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	-	-	0	0	0	
Esterio Corsica					0	-	-	
Esterio Nord-Est				0	0	0	-	-
Esterio Nord-Ovest				0	132.000	129.276	203.146	0
Esterio Sud				0	0	0	0	0
Totale estero	18.468.661	3.326.372	1.906.856	23.701.889	23.169.816	25.307.731	19.675.320	20.907.867
TOTALE	27.635.769	4.976.958	2.860.277	35.473.003	34.688.724	37.879.253	29.411.408	31.361.800

Tab.72

MA/MI – ACQUISTI: MEDIA ORARIA

MWh	2009				2008	2007	2006	2005
	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	687	549	375	727	787	914	567	585
Centro Nord	83	158	46	104	134	83	62	49
Centro Sud	126	105	87	137	100	144	178	183
Sud	5	2	3	5	85	71	52	99
Calabria					1	0	0	0
Sicilia	46	29	14	45	37	59	53	57
Sardegna	44	59	29	52	42	39	36	28
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	2	6	2	3	2	2	2	1
Turbigo R.						1	12	10
Piombino							8	11
Brindisi	198	154	63	201	63	39	70	41
Foggia	23	6	0	20	2	2	1	0
Rossano	10	24	13	15	29	45	41	35
Priolo G.	32	34	18	36	31	37	29	93
Totale nazionale	1.256	1.127	651	1.344	1.311	1.435	1.111	1.193
<i>Zone estere</i>								
Francia	0	0	-	-	-	0	0	0
Svizzera	18	17	0	18	0	4	0	0
Austria	0	0	-	-	-	0	0	0
Slovenia	0	0	-	-	0	0	0	0
Grecia	0	0	-	0	-	0	0	0
Corsica	0	0	-	-	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	-	-	0	0	0	0
Estero Corsica					0	-	-	
Estero Nord-Est					0	0	-	-
Estero Nord-Ovest					15	15	23	0
Estero Sud					0	0	0	0
Totale estero	2.531	2.272	1.302	2.706	2.638	2.889	2.246	2.387
TOTALE	3.788	3.400	1.954	4.049	3.949	4.324	3.357	3.580

MA/MI – VENDITE: TOTALE

Tab.73

MWh	2009				2008	2007	2006	2005
	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	5.133.862	956.504	538.371	6.628.737	6.198.720	6.536.602	4.665.397	4.352.884
Centro Nord	737.083	132.928	84.796	954.807	1.293.830	1.577.001	646.716	533.008
Centro Sud	1.572.868	182.399	115.391	1.870.657	1.124.768	1.334.673	1.395.204	2.307.704
Sud	82.910	14.549	9.352	106.811	887.585	910.596	565.254	241.909
Calabria					3.858	3.855	80	546
Sicilia	349.496	68.878	27.657	446.030	424.352	612.260	403.692	507.893
Sardegna	406.039	108.674	41.833	556.546	484.059	410.428	431.406	369.997
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	32.487	2.727	4.558	39.772	44.665	48.887	23.463	8.397
Turbigo R.						32.232	407.804	181.830
Piombino							69.123	338.961
Brindisi	321.538	85.076	80.201	486.815	548.912	604.104	615.039	228.693
Foggia	193.229	15.647	5.131	214.007	6.410	9.847	20.167	
Rossano	152.267	49.259	22.416	223.941	267.090	326.898	443.718	562.922
Priolo G.	303.265	58.265	23.397	384.927	366.658	328.824	252.172	819.192
Totale nazionale	9.285.043	1.674.904	953.103	11.913.050	11.650.908	12.736.210	9.939.233	10.453.933
<i>Zone estere</i>								
Francia	6.309	471	13	6.793	-	0	0	0
Svizzera	9.072	410	320	9.802	0	0	0	0
Austria	168	0	-	168	-	0	0	0
Slovenia	960	0	-	960	0	0	0	0
Grecia	0	0	-	0	-	0	0	0
Corsica	0	0	-	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica					0	-	-	
Estero Nord-Est					0	0	-	-
Estero Nord-Ovest					0	0	0	0
Estero Sud					0	0	0	0
Totale estero	18.586.595	3.350.690	1.906.539	23.843.824	23.301.816	25.472.420	19.878.466	20.907.867
TOTALE	27.871.639	5.025.595	2.859.642	35.756.875	34.952.724	38.208.630	29.817.699	31.361.800

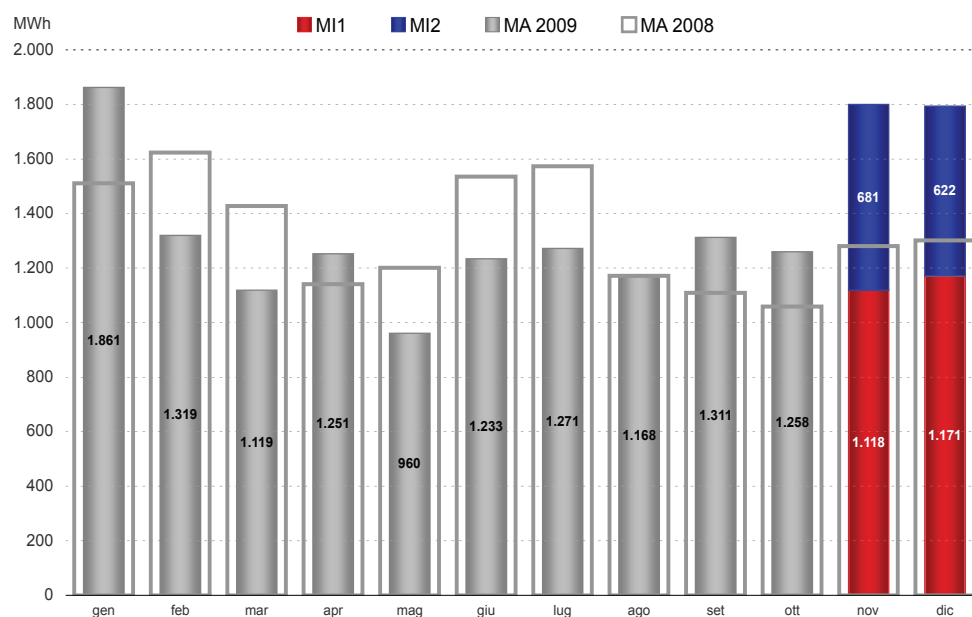
Tab.74

MA/MI – VENDITE: MEDIA ORARIA

MWh	2009				2008	2007	2006	2005
	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>								
Nord	704	653	368	757	706	746	533	497
Centro Nord	101	91	58	109	147	180	74	61
Centro Sud	216	125	79	214	128	152	159	263
Sud	11	10	6	12	101	104	65	28
Calabria					0	0	0	0
Sicilia	48	47	19	51	48	70	46	58
Sardegna	56	74	29	64	55	47	49	42
<i>Poli di produzione limitata</i>								
Monfalcone	4	2	3	5	5	6	3	1
Turbigo R.						4	47	21
Piombino							8	39
Brindisi	44	58	55	56	62	69	70	26
Foggia	26	11	4	24	1	1	2	0
Rossano	21	34	15	26	30	37	51	64
Priolo G.	42	40	16	44	42	38	29	94
Totale nazionale	1.273	1.144	651	1.360	1.326	1.454	1.135	1.193
<i>Zone estere</i>								
Francia	1	0	0	1	-	0	0	0
Svizzera	1	0	0	1	0	0	0	0
Austria	0	0	-	0	-	0	0	0
Slovenia	0	0	-	0	0	0	0	0
Grecia	0	0	-	0	-	0	0	0
Corsica	0	0	-	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica					0	-	-	
Estero Nord-Est					0	0	-	-
Estero Nord-Ovest					0	0	0	0
Estero Sud					0	0	0	0
Totale estero	2.548	2.289	1.302	2.722	2.653	2.908	2.269	2.387
TOTALE	3.820	3.433	1.953	4.082	3.979	4.362	3.404	3.580

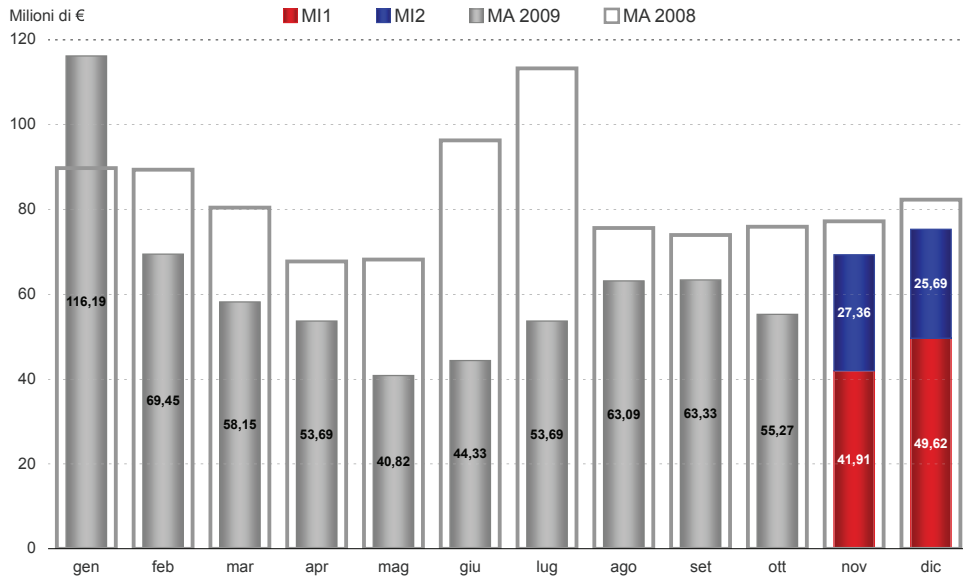
Fig.67

MA/MI – VOLUMI SCAMBIATI (ACQUISTI/VENDITE): MEDIA ORARIA



MA/MI - VALORE DELLE TRANSAZIONI

Fig.68



MA/MI - VENDITE E ACQUISTI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO. ANNO 2009

Fig.69

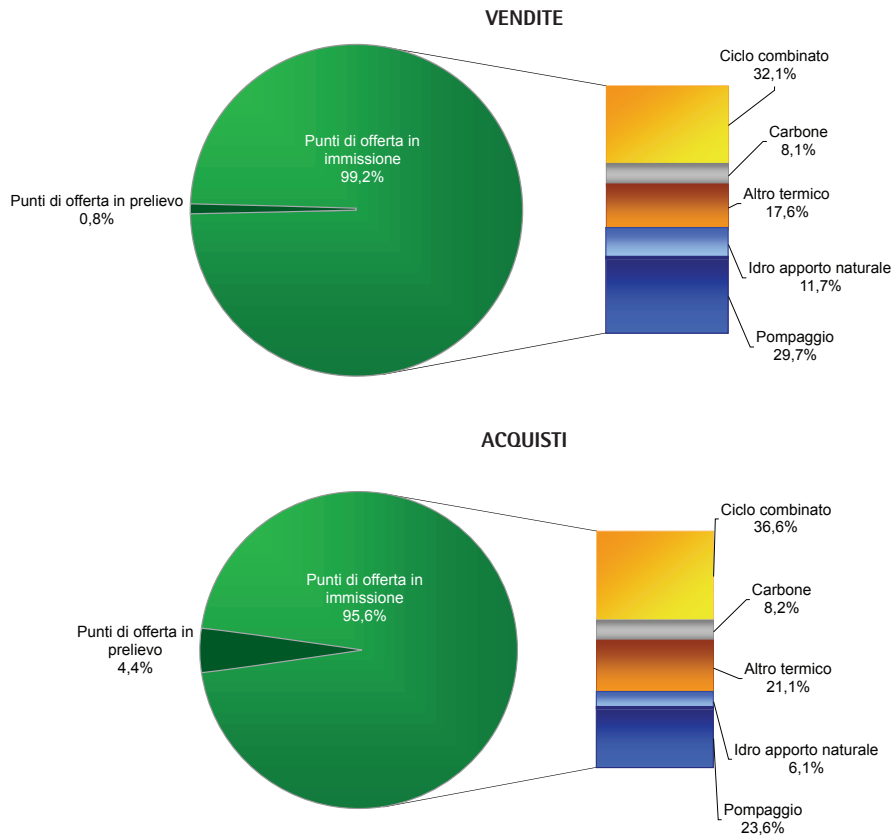


Fig.70

MA/MI – VOLUMI ZONALI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA. ANNO 2009

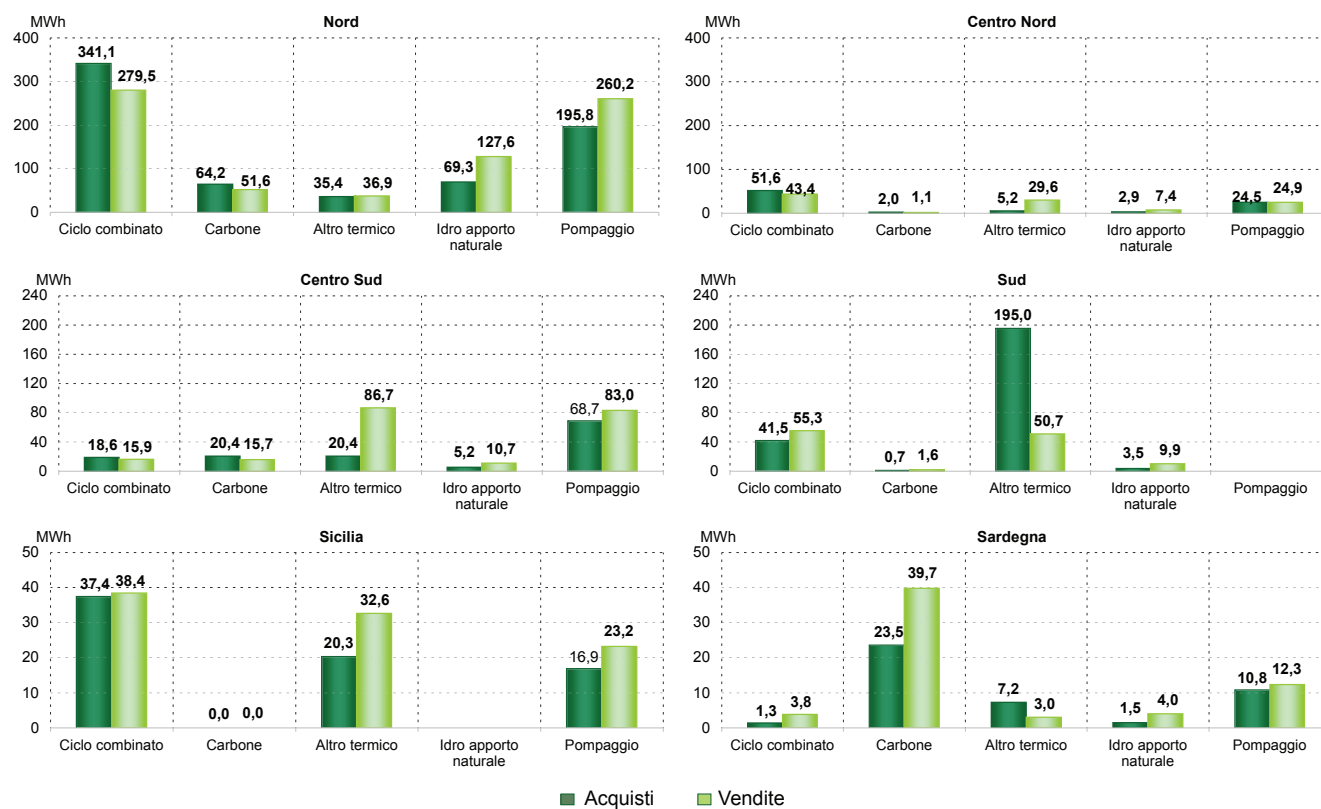
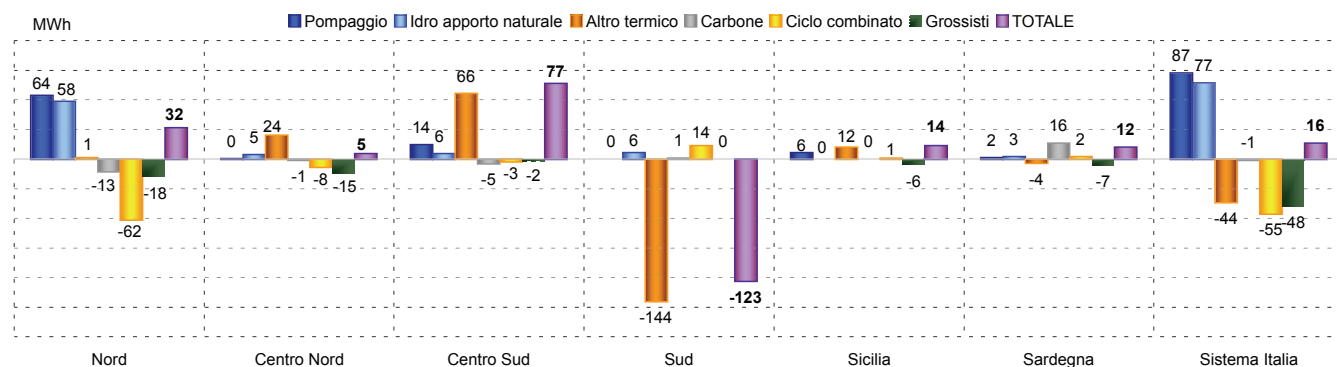


Fig.71

MA/MI – SALDO VENDITE E ACQUISTI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO SULLE ZONE NAZIONALI: MEDIA ORARIA. ANNO 2009



MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: TOTALE

Tab.75

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	2.820.222	2.328.417	3.193.273	2.538.892	1.800.472
Centro Nord	1.335.907	1.947.977	1.686.068	1.254.337	486.725
Centro Sud	2.655.547	2.331.165	4.327.170	3.037.193	3.245.005
Sud	41.631	215.603	157.988	196.259	93.717
Calabria		32	84	1.412	1.338
Sicilia	1.596.268	1.938.079	1.786.765	1.639.502	1.893.882
Sardegna	1.728.430	1.482.378	947.331	1.562.797	1.414.685
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	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	231.024	89.439	87.284	221.958	72.689
Foggia	449.986	96.564	101.709	4.368	
Rossano	1.173.541	805.301	1.726.894	1.265.840	1.230.885
Priolo G.	96.564	52.030	111.582	120.858	88.313
TOTALE	12.519.023	11.579.819	14.576.298	12.168.593	11.593.371

MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: MEDIA ORARIA

Tab.76

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	322	265	365	290	206
Centro Nord	153	222	192	143	56
Centro Sud	303	265	494	347	370
Sud	5	25	18	22	11
Calabria		0	0	0	0
Sicilia	182	221	204	187	216
Sardegna	197	169	108	178	161
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	45	33	51	12	4
Turbigo R.			0	18	15
Piombino				8	125
Brindisi	26	10	10	25	8
Foggia	51	11	12	0	
Rossano	134	92	197	145	141
Priolo G.	11	6	13	14	10
TOTALE	1.429	1.318	1.664	1.389	1.323

Tab.77

MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: TOTALE

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	8.246.580	6.476.149	6.404.136	7.354.678	6.398.528
Centro Nord	334.422	317.195	395.315	326.411	348.306
Centro Sud	1.141.573	453.535	754.675	1.236.358	1.226.170
Sud	83.783	695.153	258.567	187.235	131.359
Calabria		80	67	1.142	1.428
Sicilia	794.104	445.197	276.732	693.837	573.858
Sardegna	1.153.305	981.396	1.000.571	991.477	1.046.501
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	334.650	166.221	424.677	493.989	630.630
Turbigo R.			9.234	342.112	612.802
Piombino				27.764	61.637
Brindisi	785.560	504.401	998.631	1.199.235	1.345.406
Foggia	629.317	284.436	534.181	130.532	
Rossano	648.055	516.246	539.435	717.201	310.734
Priolo G.	493.913	418.800	429.023	572.493	383.818
TOTALE	14.645.260	11.258.809	12.025.243	14.274.465	13.071.177

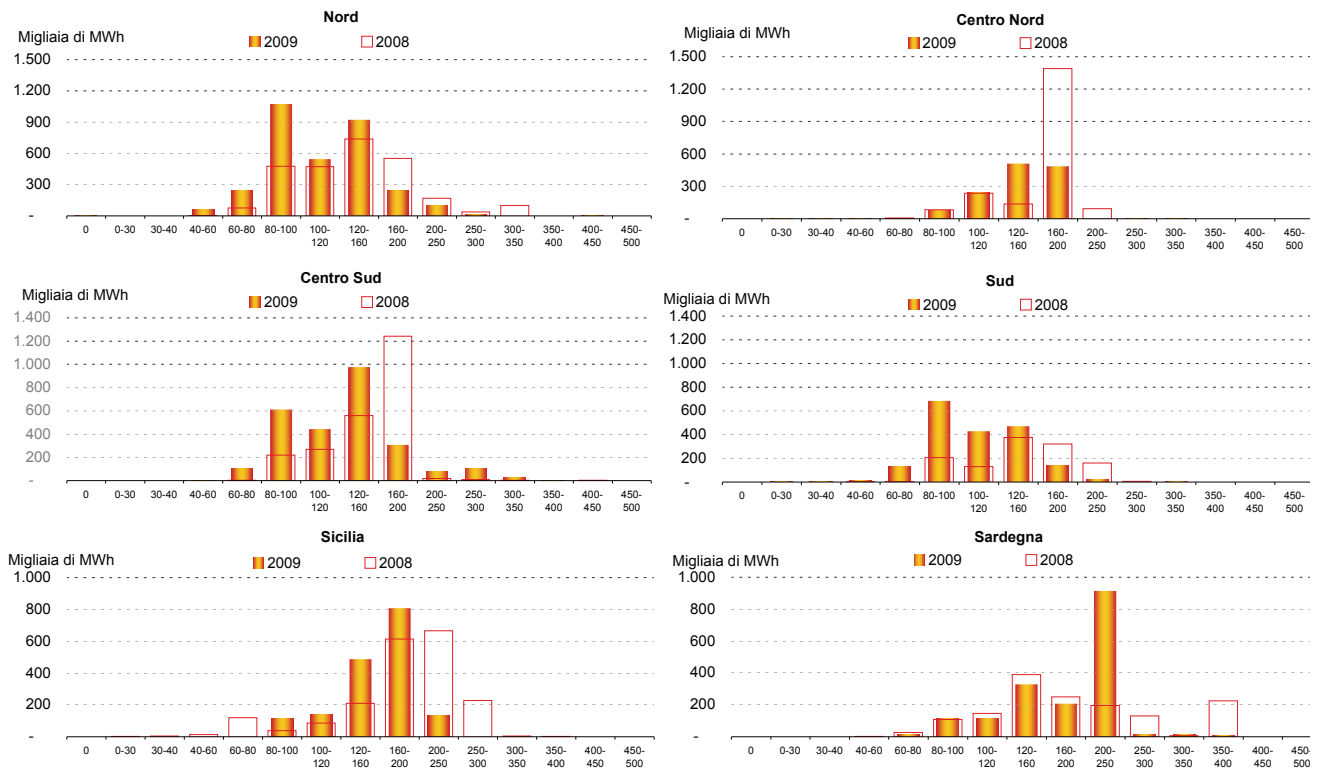
Tab.78

MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: MEDIA ORARIA

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	941	737	731	840	730
Centro Nord	38	36	45	37	40
Centro Sud	130	52	86	141	140
Sud	10	79	30	21	15
Calabria		0	0	0	0
Sicilia	91	51	32	79	66
Sardegna	132	112	114	113	119
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	38	19	48	56	72
Turbigo R.			1	39	70
Piombino				3	7
Brindisi	90	57	114	137	154
Foggia	72	32	61	15	
Rossano	74	59	62	82	35
Priolo G.	56	48	49	65	44
TOTALE	1.672	1.282	1.373	1.630	1.492

MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE PER CLASSE DI PREZZO OFFERTO

Fig.72



MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE PER CLASSE DI PREZZO OFFERTO

Fig.73

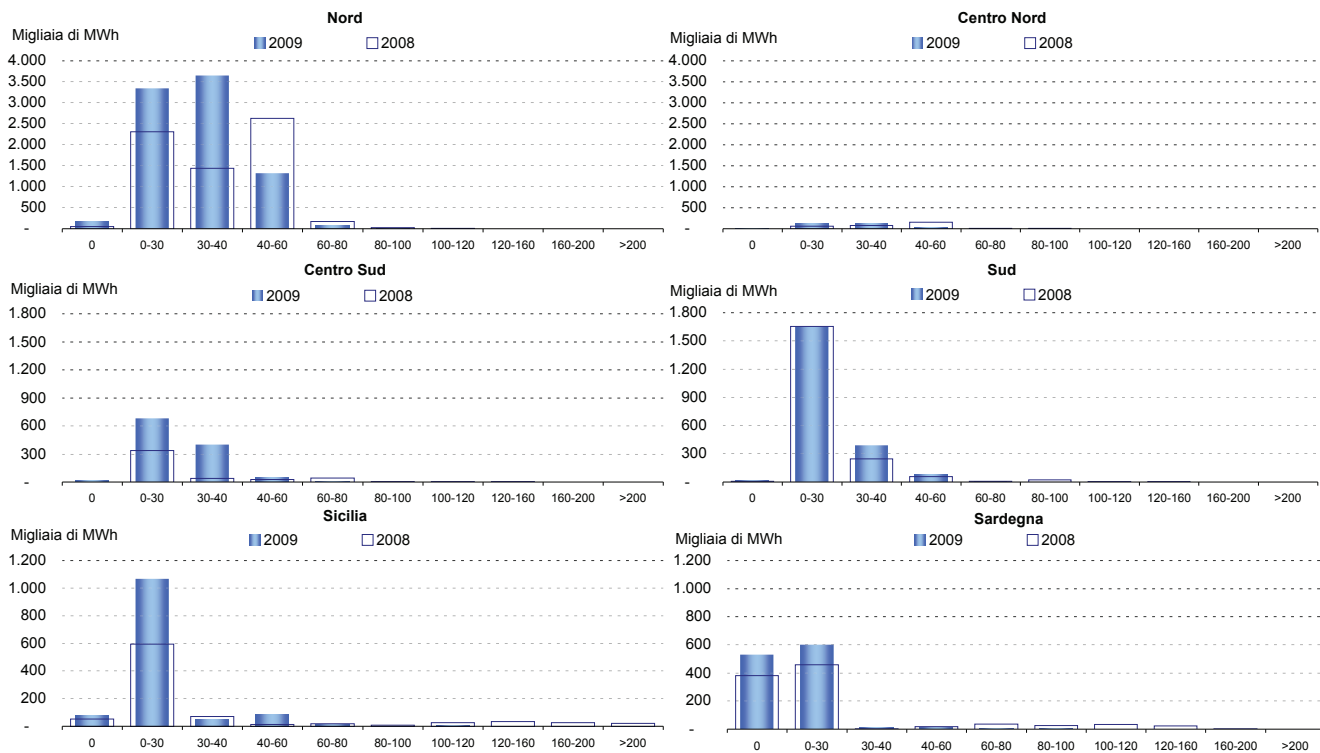


Fig.74

MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO. ANNO 2009

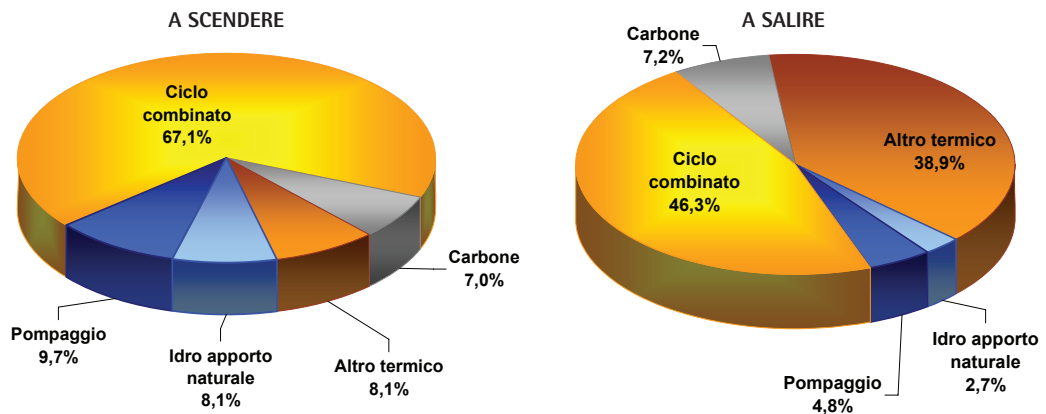
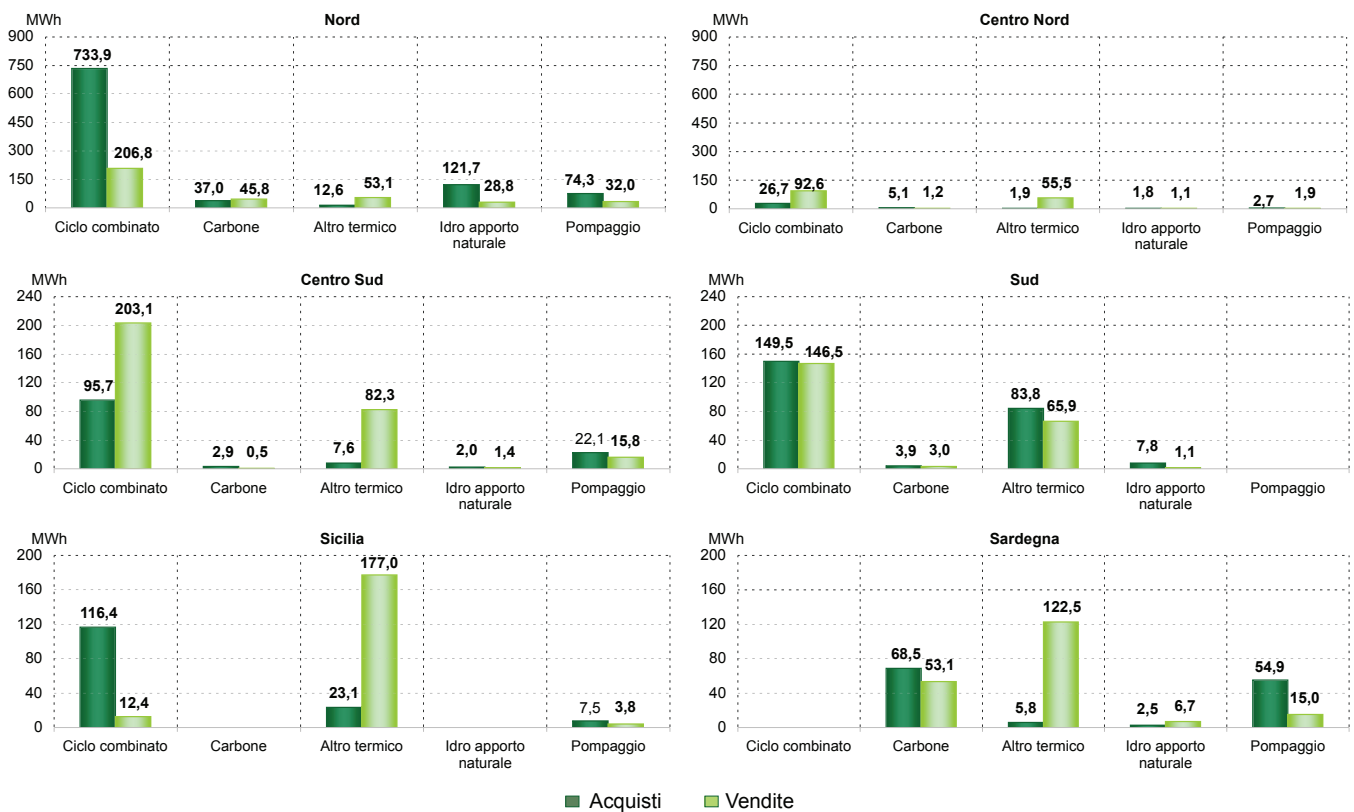


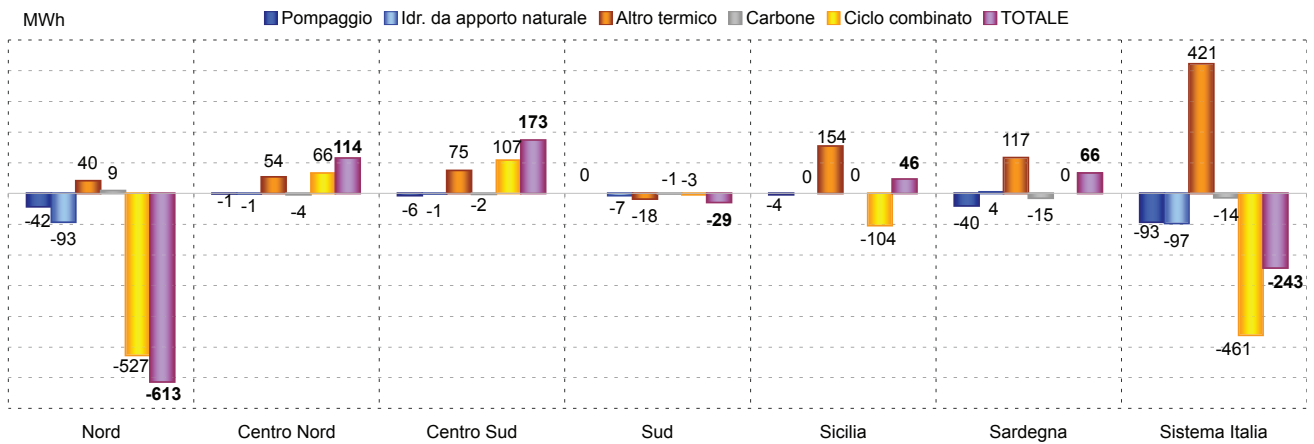
Fig.75

MSD EX ANTE - VOLUMI ZONALI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA. ANNO 2009



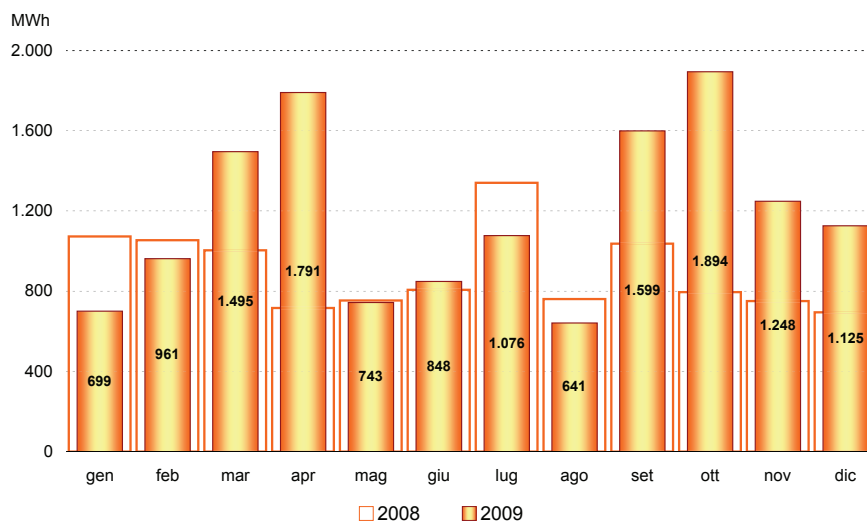
MSD EX ANTE – SALDO VOLUMI A SALIRE E A SCENDERE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA. ANNO 2009

Fig.76



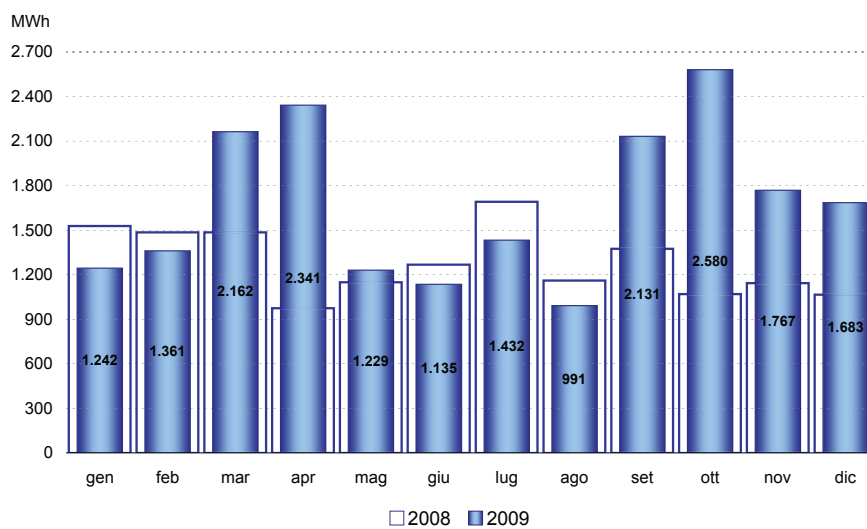
MSD EX ANTE – VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: MEDIA ORARIA

Fig.77



MSD EX ANTE – VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: MEDIA ORARIA

Fig.78



MSD EX POST

Tab.79

MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: TOTALE

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	2.891.648	3.861.533	3.150.249	3.938.945	2.922.240
Centro Nord	346.659	822.616	852.945	729.796	497.048
Centro Sud	1.432.814	1.300.534	1.633.463	1.727.823	1.819.930
Sud	49.606	880.787	818.857	796.096	849.934
Calabria		0	4	764	135
Sicilia	700.942	687.383	685.864	755.483	745.375
Sardegna	568.434	607.359	449.897	431.764	431.485
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	248.901	312.342	354.439	247.735	97.383
Turbigo R.		0	0	556.937	634.945
Piombino				70.238	332.193
Brindisi	367.530	271.196	284.001	544.966	338.579
Foggia	289.556	134.730	131.398	45.740	
Rossano	532.848	439.328	514.197	642.691	607.409
Priolo G.	374.127	337.726	435.430	510.665	540.645
TOTALE	7.803.065	9.655.533	9.310.743	10.999.644	9.817.298

Tab.80

MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: MEDIA ORARIA

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	330	440	360	450	334
Centro Nord	40	94	97	83	57
Centro Sud	164	148	186	197	208
Sud	6	100	93	91	97
Calabria		0	0	0	0
Sicilia	80	78	78	86	85
Sardegna	65	69	51	49	49
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	28	36	40	28	11
Turbigo R.		0	0	64	72
Piombino				8	38
Brindisi	42	31	32	62	39
Foggia	33	15	15	5	
Rossano	61	50	59	73	69
Priolo G.	43	38	50	58	62
TOTALE	891	1.099	1.063	1.256	1.121

MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: TOTALE

Tab.81

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	4.925.747	5.961.443	5.471.412	3.395.581	3.422.039
Centro Nord	292.248	439.960	564.737	410.629	449.139
Centro Sud	1.490.259	633.315	550.274	635.789	589.817
Sud	10.404	1.141.156	952.355	839.047	909.778
Calabria		0	14	0	0
Sicilia	418.187	332.719	232.580	251.876	220.813
Sardegna	637.037	671.995	800.304	611.923	387.305
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	252.714	162.704	241.941	77.612	65.518
Turbigo R.		0	0	499.588	667.291
Piombino				9.927	43.730
Brindisi	869.165	639.835	733.774	527.363	572.736
Foggia	417.079	318.250	236.393	75.482	
Rossano	510.591	404.838	274.957	154.699	124.223
Priolo G.	648.537	625.152	600.596	521.829	492.769
TOTALE	10.471.968	11.331.366	10.659.337	8.011.345	7.945.158

MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: MEDIA ORARIA

Tab.82

MWh	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	562	679	625	388	391
Centro Nord	33	50	64	47	51
Centro Sud	170	72	63	73	67
Sud	1	130	109	96	104
Calabria		0	0	0	0
Sicilia	48	38	27	29	25
Sardegna	73	77	91	70	44
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	29	19	28	9	7
Turbigo R.		0	0	57	76
Piombino				1	5
Brindisi	99	73	84	60	65
Foggia	48	36	27	9	
Rossano	58	46	31	18	14
Priolo G.	74	71	69	60	56
TOTALE	1.195	1.290	1.217	915	907

Fig.79

MSD EX POST – VOLUMI ZONALI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA. ANNO 2009

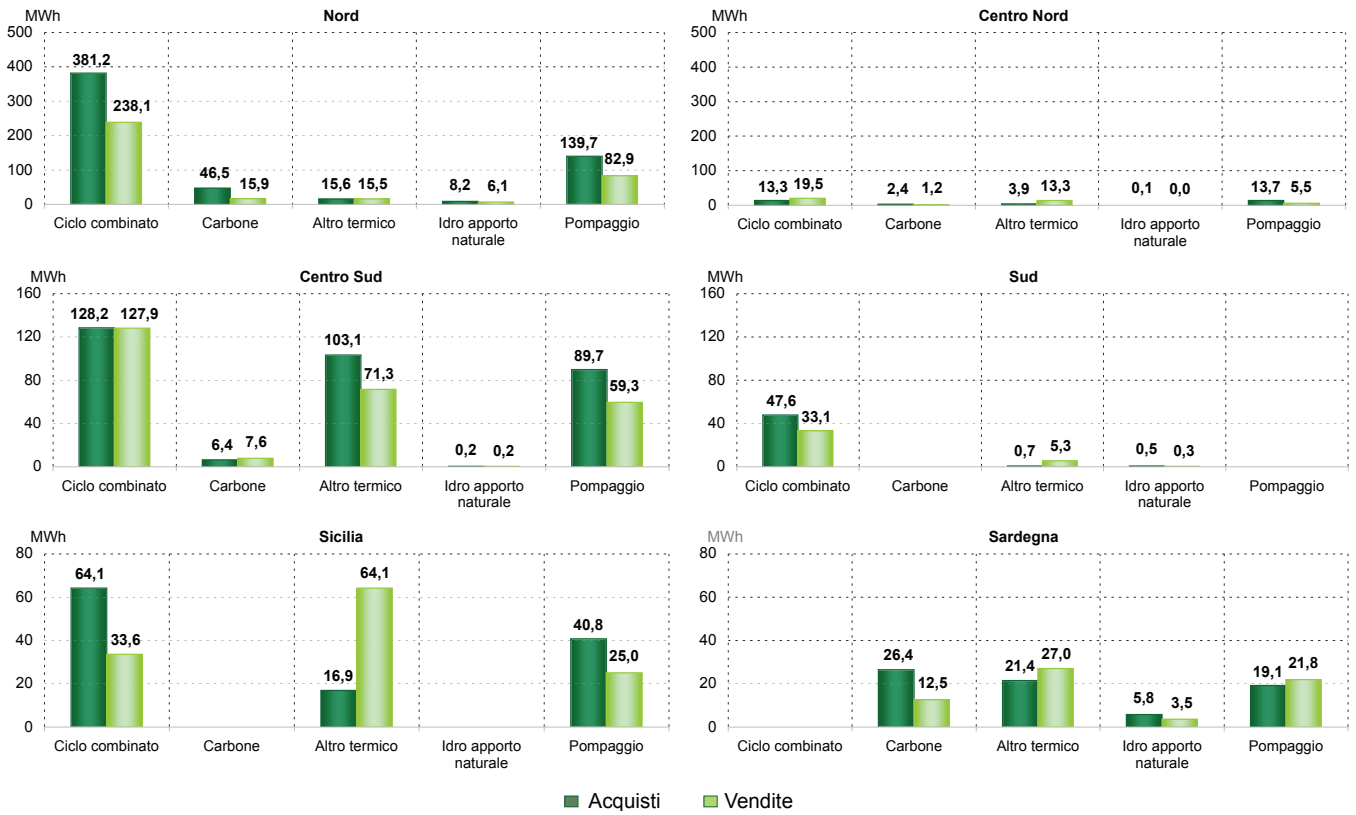
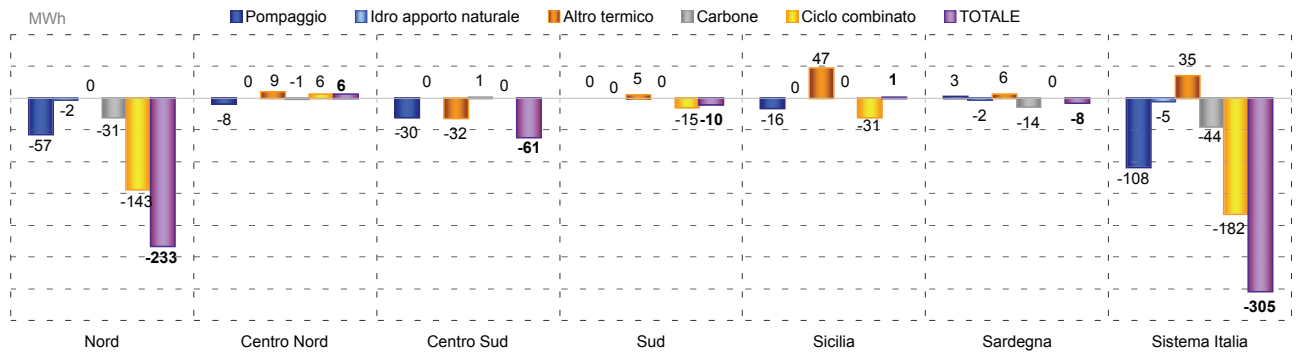


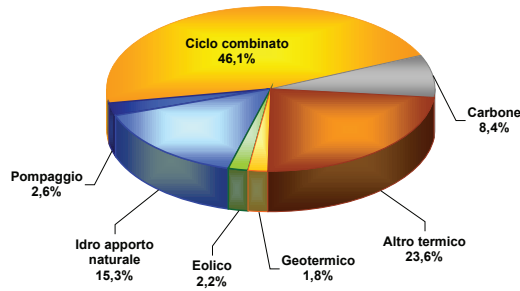
Fig.80

MSD EX POST – SALDO VOLUMI A SALIRE E A SCENDERE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA. ANNO 2009



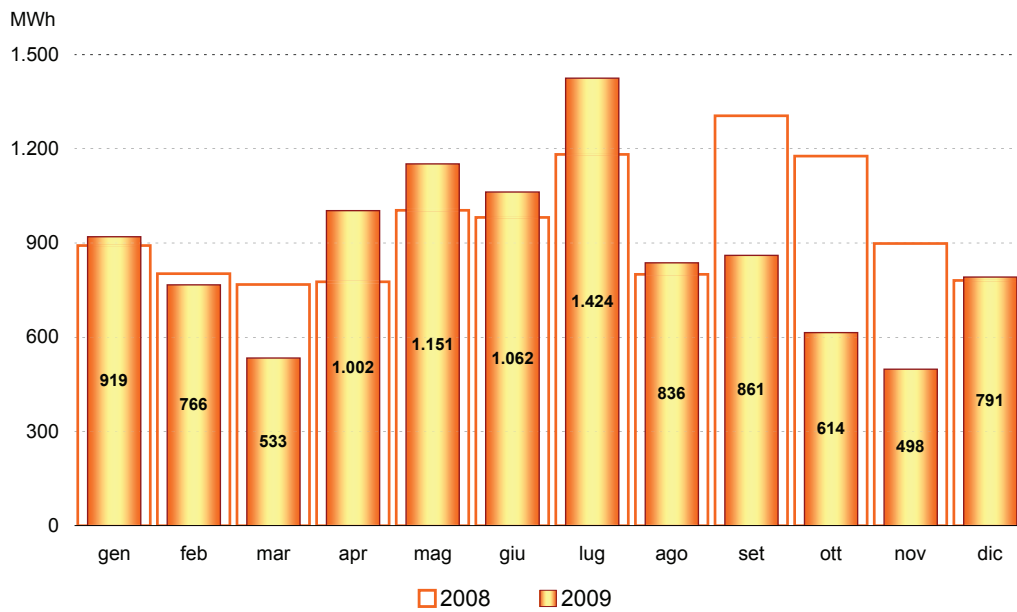
MSD EX POST - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO A VALLE DEL MSD EX POST. ANNO 2009

Fig.81



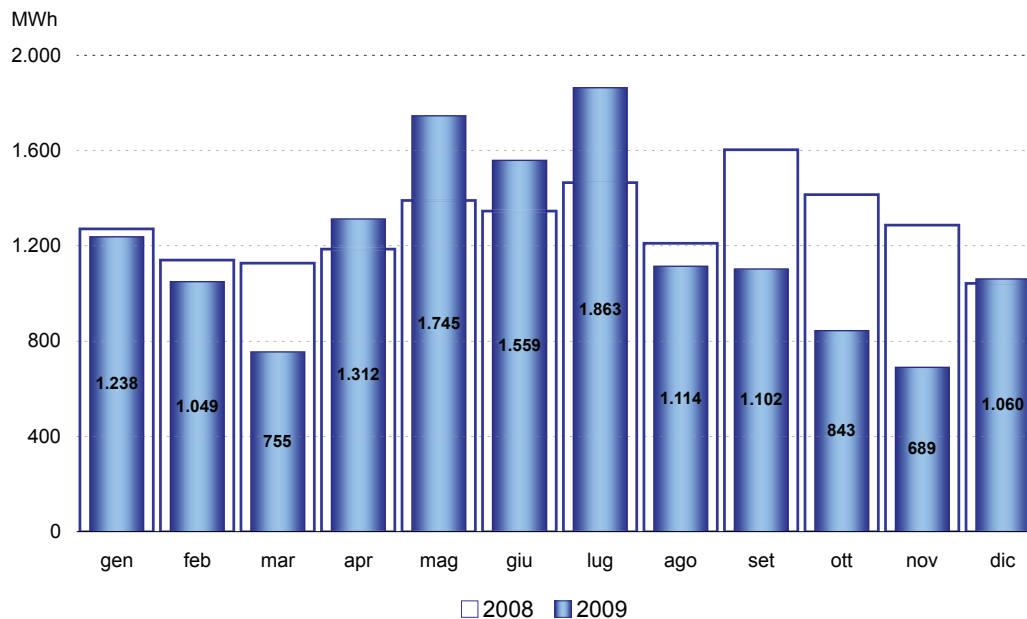
MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: MEDIA ORARIA

Fig.82



MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: MEDIA ORARIA

Fig.83



Tab.83

PCE – CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO E POSIZIONE NETTA

Profilo	Totale. MWh			Struttura		
	2009	2008	2007 Mag-Dic	2009	2008	2007 Mag-Dic
Baseload	36.257.105	30.680.745	16.918.893	21,0%	20,1%	17,5%
Off Peak	9.010.700	8.946.983	5.858.379	5,2%	5,9%	6,1%
Peak	10.297.008	11.187.852	5.297.652	6,0%	7,3%	5,5%
Week-end	12.960	13.200	1.200	0,0%	0,0%	0,0%
Totale Standard	55.577.773	50.828.780	28.076.124	32,1%	33,3%	29,0%
NonStandard	117.347.359	101.533.152	68.619.843	67,8%	66,6%	71,0%
PCE bilaterali	172.925.132	152.361.932	96.695.967	100,0%	100,0%	100,0%
MTE	80.999	57.600	-	0,0%	0,0%	0,0%
Totale PCE	173.006.131	152.419.532	96.695.967	100,0%	100,0%	100,0%
Posizione netta	132.088.821	122.842.343	82.187.562			

Tab.84

PCE – TRANSAZIONI REGISTRATE PER TIPOLOGIA DI CONTO

MWh	Conti in immissione			Conti in prelievo		
	2009	2008	2007 Mag - Dic	2009	2008	2007 Mag - Dic
Baseload	29.664.035	28.019.017	13.184.233	42.958.124	33.390.474	20.653.553
Off Peak	8.833.140	7.897.574	4.424.430	9.188.260	9.996.392	7.292.328
Peak	9.964.932	8.936.700	3.673.608	10.629.084	13.506.204	6.921.696
Week-end	19.920	12.000	0	6.000	14.400	2.400
Totale Standard	48.482.027	44.865.291	21.282.271	62.781.468	56.907.470	34.869.977
NonStandard	95.455.813	86.527.899	64.868.775	139.292.954	116.538.404	72.370.911
Transazioni registrate	143.937.840	131.393.190	86.151.046	202.074.422	173.445.874	107.240.887
Posizione netta	132.088.821	122.842.343	82.187.562	132.088.821	122.842.343	82.187.562
Programmi						
<i>Richiesti</i>	107.766.696	113.046.465	78.710.112	101.546.580	104.437.430	70.206.573
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	7.906.845	2.971.513	4.087.109	2.282	0	22.761
<i>Registrati</i>	105.698.272	112.303.436	78.555.046	101.526.165	104.409.559	70.191.750
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	5.872.256	2.303.684	3.959.875	1.965	0	8.843
<i>Rifiutati</i>	2.068.424	743.029	155.066	20.415	27.871	14.823
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.034.589	667.828	127.234	317	0	13.918
Saldo programmi registrati	5.307.793	7.985.871	8.363.458	1.135.686	91.994	161

Tab.85

PCE – CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: % PER DURATA DEL CONTRATTO. ANNO 2009

Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	1,1%	4,9%	29,8%	3,7%	60,6%	-	100%
Off Peak	0,3%	7,5%	34,7%	2,8%	54,8%	-	100%
Peak	2,4%	11,2%	27,6%	2,6%	56,2%	-	100%
Week-end	-	88,9%	-	11,1%	-	-#	100%
Totale Standard	1,2%	6,5%	30,1%	3,3%	58,8%	-	100%
NonStandard	25,6%	9,7%	47,8%	7,2%	8,7%	1,0%	100%
Totale	17,7%	8,7%	42,1%	6,0%	24,8%	0,7%	100%
Tra parentesi i valori dell'anno precedente	(19,5%)	(9,8%)	(40,0%)	(6,1%)	(24,2%)	(0,6%)	(100,0%)

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: % PER ANTICIPO RISPETTO ALLA CONSEGNA. ANNO 2009

Tab.86

Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	5,5%	9,5%	19,8%	11,7%	53,5%	100%
Off Peak	1,1%	12,0%	23,5%	11,4%	52,0%	100%
Peak	2,8%	14,9%	20,1%	9,8%	52,3%	100%
Week-end	37,0%	-	-	11,1%	51,9%#	100%
Totale Standard	4,3%	10,9%	20,5%	11,3%	53,0%	100%
NonStandard	26,3%	8,3%	32,7%	16,1%	16,7%	100%
Totale	19,2% (24,0%)	9,1% (12,2%)	28,7% (27,1%)	14,5% (10,5%)	28,4% (26,2%)	100% (100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER DURATA E ANTICIPO RISPETTO ALLA CONSEGNA. ANNO 2009

Tab.87

Anticipo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
2 Giorni	12,7%	2,6%	0,5%	2,0%	1,4%	-	19,2%
3 Giorni	1,3%	1,2%	3,7%	1,4%	1,5%	0,2%	9,1%
4 Giorni	1,1%	2,2%	23,0%	1,2%	0,8%	0,4%	28,7%
5 Giorni	0,8%	1,2%	10,4%	0,6%	1,5%	-	14,5%
>5 Giorni	2,0%	1,4%	4,5%	0,7%	19,6%	0,1%	28,4%
Totale	17,7%	8,7%	42,1%	6,0%	24,8%	0,7%	100,0%

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: % TIPOLOGIA CONTI MOVIMENTATI. ANNO 2009

Tab.88

Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	
Baseload	77,6%	1,6%	1,2%	19,5%	100%
Off Peak	84,6%	11,1%	1,1%	3,1%	100%
Peak	85,3%	8,5%	1,5%	4,7%	100%
Week-end	27,8%	63,0%	-	9,3%	100%
Totale Standard	80,2%	4,4%	1,3%	14,1%	100%
NonStandard	77,8%	1,2%	1,2%	19,8%	100%
Totale	78,6% (82,0%)	2,2% (1,4%)	1,2% (1,4%)	18,0% (15,2%)	100% (100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig.84

PCE - CONTRATTI REGISTRATI E POSIZIONE NETTA: MEDIA ORARIA. ANNO 2009

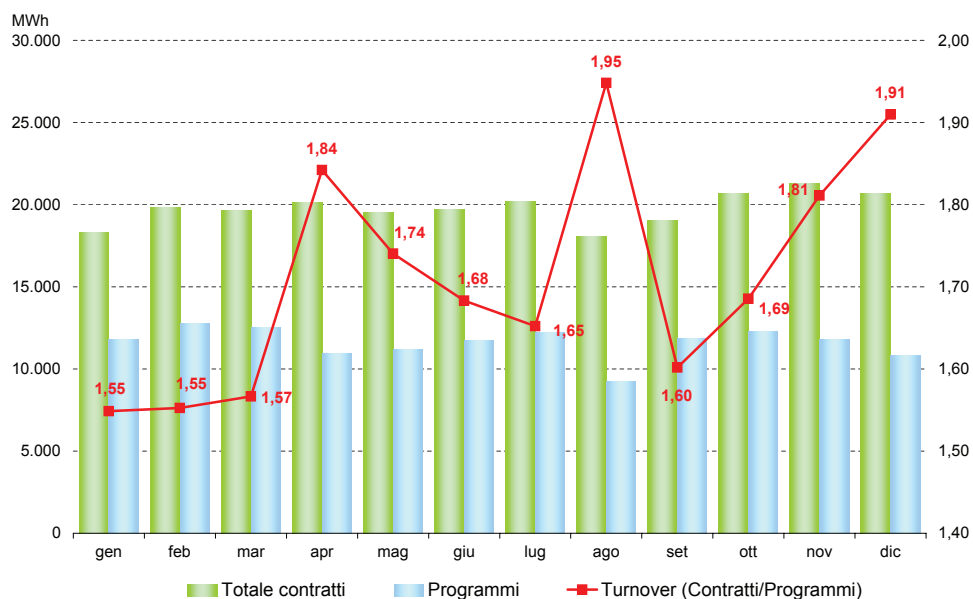
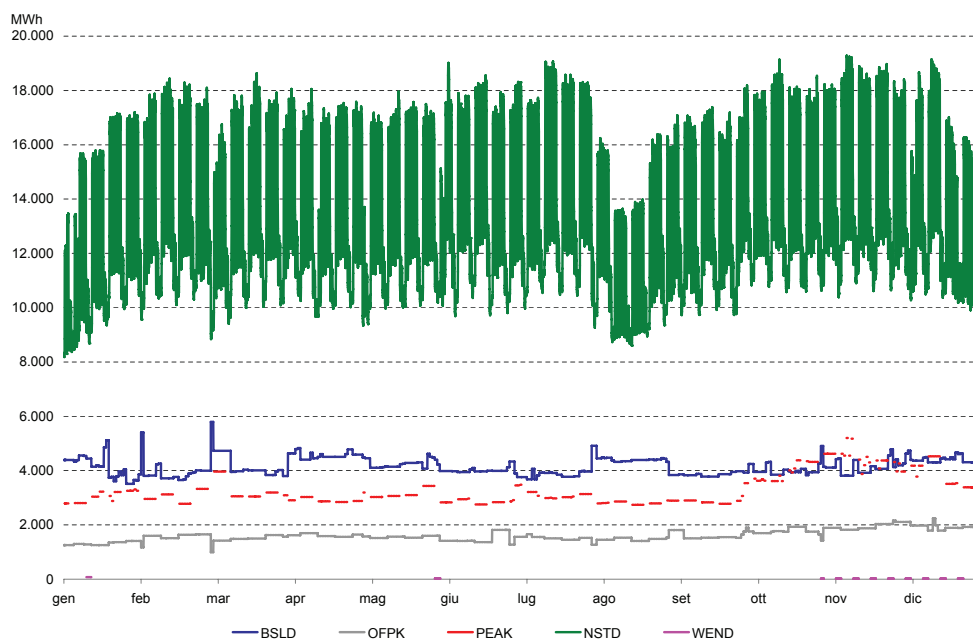


Fig.85

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: ANDAMENTO ORARIO. ANNO 2009



Elenco
delle
abbreviazioni

AIEE	Associazione Italiana Economisti dell'Energia
AU	Acquirente Unico
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
AGCM	Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato
AHAG	Ad Hoc Advisory Group
BEN	Bilancio Energetico Nazionale
BBL	Barile di Petrolio
BP	British Petroleum
CB	Certificati Bianchi
CE	Commissione Europea
CEGH	Central European Gas Hub
CER	Certified Emission Reduction
CV	Certificati Verdi
CC&G	Cassa di Compensazione e Garanzia
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CDE	Consegna derivati energia
CFD	Contratti per Differenza
CH	Clearing House
CIP6	Provvedimento 6/1992 Comitato Interministeriale Prezzi
ECC	European Commodity Clearing
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration
ETS	Emission Trading Scheme
EXAA	Energy Exchange Austria
ERGEG	European Regulators' Group for electricity and gas
ERIs	Electricity Regional Initiatives
ESCO	Energy Service COmpany (Società di Servizi Energetici)
ENTSO-E	European Network Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network Transmission System Operators for Gas
EUA	Emission Unit Allowance
EUROPEX	Association of European Power Exchanges
FMI	Fondo Monetario Internazionale
GME	Gestore dei Mercati Energetici (ex Gestore del Mercato Elettrico)
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GSE	Gestore dei Servizi Energetici (ex Gestore dei Servizi Elettrici)
GRIIs	Gas Regional Initiatives
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HHI	Hirschmann Herfindal Index
IDEX	Italian Derivatives Energy Exchange
IEA	International Energy Agency
IOM	Indice di Operatore Marginale
IOR	Indice di Operatore Residuale
ITEC®	Italian Thermoelectric Cost
ITM	Indice di Tecnologia Marginale
IPEX	Italian Power Exchange
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto di Statistica

IZM	Indice di Zona Marginale
LCH	London Clearing House
MOL	Margine Operativo Lordo
MA	Mercato di Aggiustamento
MB	Mercato del Bilanciamento (indica MSD ex-post)
MCP	Market Clearing Price
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato del Servizio di Dispacciamento
MZ	Mercato Zonale
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MTE	Mercato Elettrico a Termine
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
NBP	National Balancing Point
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OTC	Over The Counter
PAB	Pay as Bid
PAB	Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PCG	Project Coordination Group
PCR	Price Coupling of Regions
PEG	Point d'Echange de Gaz
PIL	Prodotto Interno Lordo
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PZ	Prezzo Zonale
ROE	Return on Equity
ROI	Return on Investment
RO	Risultato Operativo
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

Acquirente Unico (AU)

Società per azioni costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (attualmente Gestore dei Servizi Energetici), alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti finali domestici non riforniti sul mercato libero, 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.

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.

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 n.206 del 06/09/2005, e in materia di conflitti di interesse, come stabilito dalla legge n. 215 del 20/07/2004.

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.

Balance of the Month (BoM)

Particolare tipologia contrattuale utilizzata nei mercati a termine di energia elettrica durante il periodo di consegna, relativamente ai contratti future mensili, che presenta una scadenza variabile, pari al numero di giorni residui di consegna.

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

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 24/10/2005 e ss.mm.ii., la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da

fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus 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.

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.

Clean Development Mechanism (CDM)

E' 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.

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)

Costi orari, applicati da Terna SpA, che si generano per la risoluzione delle congestioni sul mercato elettrico. Vengono applicati nei confronti degli operatori venditori che concludono contratti bilaterali in base alla differenza tra prezzo zonale (relativo al punto di immissione specificato nel contratto) e prezzo unico nazionale (PUN). Per le offerte eseguite in borsa vengono generati in maniera implicita dall'algoritmo di risoluzione del mercato e corrisposti a Terna dal GME.

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)

Società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. Precedentemente nota come Gestore del Mercato Elettrico, ha modificato la propria denominazione sociale in data 19 novembre 2009. In particolare il GME gestisce il Mercato del Giorno Prima dell'energia (MGP), il Mercato di Aggiustamento (MA), il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e il Mercato a Termine Elettrico (MTE). Il GME inoltre gestisce i Mercati per l'Ambiente (Mercato dei Certificati Verdi, Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, Mercato delle Unità di Emissione) ed ha assunto la gestione della piattaforma P-GAS, che ha come finalità principale quella di consentire agli operatori l'adempimento dell'obbligo di offerta sul mercato regolamentato di una quota delle importazioni di gas prodotto in paesi non europei, di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge 2 aprile 2007, n.40.

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 delle Attività Produttive. Il GSE controlla due società: l'Acquirente Unico (AU) e il Gestore dei Mercati Energetici (GME).

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)

E' un 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)

E' un 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 MA.

Liquidità

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (inclusendo i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

Macro zona

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita.

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005 le macro zone erano: NORD (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), CENTRO SUD (comprendente le zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Piombino, Rossano, Brindisi), SICILIA (comprendente le zone Calabria, Sicilia e Priolo) e SARDEGNA (comprendente la zona Sardegna).

Dal 1/1/2006 al 31/12/2008 le macro zone erano: MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo) e MzSardegna (comprendente la zona Sardegna), MzSud (comprendente le rimanenti zone).

Dal 1/1/2009 le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord e Monfalcone), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

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 di Aggiustamento (MA)

Sede di negoziazione dove i produttori, i grossisti e i clienti finali possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati sul Mercato del Giorno Prima (MGP): a far data dal 1/11/2009 esso è stato sostituito dal Mercato Infragiornaliero (MI).

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 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).

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.

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.

Panamax

Navi caratterizzate dalla dimensione massima accettabile per il transito del Canale di Panama (274,3 m di lunghezza, 32,3 m di larghezza e 11,28 m di pescaggio). La definizione è utilizzata per identificare sia navi cisterna che portarinfuse e navi specializzate; la categoria delle Panamax ha una capacità di carico massimo compresa tra 50.000 e 80.000 tonnellate metriche.

Pay-as-Bid

Modello di mercato in ciascuna offerta viene valorizzata al prezzo in essa indicata. Tale regola è attualmente utilizzata sul MSD.

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

Piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali di energia elettrica.

Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS)

È la piattaforma, gestita dal GME ed avviata il 10/5/2010, presso la quale i soggetti che importano gas prodotto da paesi non appartenenti all'Unione Europea sono tenuti ad adempiere all'obbligo di offerta di quote di tale gas importato previsto dall'art. 11, comma 2 della legge 40/07.

Polo di produzione limitato

Insieme di unità di produzione connesse ad una porzione della Rete di trasmissione nazionale (RTN) senza 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 di equilibrio

Genericamente identifica il prezzo dell'energia che si viene a formare sul MGP e sul MI 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 MI, 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 MI, 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 a pronti (spot)

Prezzo corrente, esprime il «valore di mercato» attuale di un determinato bene o attività finanziaria.

Prezzo unico nazionale (PUN)

Media dei prezzi zonali 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

E' un 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.

Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

E' l'insieme di 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.

E' la 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, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.

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)

Indica il soggetto cui è affidata la gestione della rete di trasmissione elettrica.

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 CO₂, 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.

Zona

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

Bibliografia

- AEEG (2009), Relazione Annuale.
- British Petroleum (2009), Review of World Energy.
- CIAB - Coal Industry Advisory Board – (2010), International Coal Market & Policy Developments in 2009, febbraio.
- Commissione Europea - DG for Energy and Transport (2009), Third Package Guidelines and Codes, discussion paper, settembre.
- Commissione Europea - DG for Energy and Transport (2009), Transparency and Integrity of Traded Wholesale Markets in Electricity and Gas, draft discussion paper, dicembre.
- Commissione Europea (2010), Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, SEC(2010)251, marzo.
- Commissione Europea (2008), "A European Economic Recovery Plan", COM(2008) 800 final.
- ENTSO-E (2010), Ten Year Network Development Plan, marzo.
- ENTSO-G (2009), Ten Year Network Development Plan for Gas Transmission Systems, dicembre.
- Fondo Monetario Internazionale (2010), Global Financial Stability Report, aprile.
- Fondo Monetario Internazionale (2010), World Economic Outlook, aprile.
- ERGEG (2009), 2010 Work Programme, settembre.
- ERGEG (2009), Comments on the European Commission's Proposal for a Regulation on Gas Security of Supply, ottobre.
- ERGEG (2009), Principles on Capacity Allocation and Congestion Management in European Gas Transmission Networks, dicembre.
- ERGEG (2009), Regional Initiatives Progress Report, novembre.
- ERGEG (2009), Status Review of the Liberalisation and Implementation of the Energy Regulatory Framework, dicembre.
- Eurostat (2009), Energy, transport and environment indicators.
- GME (2004), "Uniform purchase price algorithm", www.mercatoelettrico.org
- GME (2009), Vademecum della borsa elettrica italiana.
- GME (2009), Vademecum mercati per l'ambiente.
- GME (2009), Vademecum della Piattaforma dei Conti Energia a Termine, novembre.
- International Energy Agency (2009), Key World Energy Statistics.
- International Energy Agency (2009), Medium Term Oil Market Report 2009.
- International Energy Agency (2009), Natural Gas Market Review.
- International Energy Agency (2009), World Energy Outlook.
- International Energy Agency (2010), Monthly Natural Gas Survey.
- International Energy Agency (2010), Oil Market Report.
- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (2010), Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2008. National Inventory Report 2010.
- 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 – DERM (2008), Rapporto annuale UNMIG Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia.
- Ministero dello Sviluppo Economico – DERM (2000-2008), Bilanci Energetici Nazionali.
- Nomisma Energia (2010), Le Opportunità del Mercato Elettrico nel 2010, marzo.
- Terna (2009), Rapporti Mensili Sul Sistema Elettrico.
- Terna (2009), Dati statistici.
- Unione Petrolifera (2010), Consuntivo Petrolifero 2009, febbraio.
- Unione Petrolifera (2010), Data Book, gennaio.
- United Nation Environment Program (2010), Annual report 2009.

A cura del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Largo Giuseppe Tartini, 3/4
00198 Roma
tel: 06.8012.1
fax: 06.8012.4524
e-mail: info@mercatoelettrico.org
www.mercatoelettrico.org

Stampato su carta ecologica Fedrigoni Symbol Freelifa Satin

RELAZIONE ANNUALE 2009

RELAZIONE ANNUALE 2009



Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Largo Giuseppe Tartini, 3/4
00198 Roma - Italia
Tel +39 06 8012 1
Fax +39 06 8012 4524
E-mail info@mercatoelettrico.org
www.mercatoelettrico.org