



RELAZIONE ANNUALE 2006

Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92

00197 Roma (Italia)

Tel. +39 06 8012 1

Fax +39 06 8012 4519

info@mercatoelettrico.org

www.mercatoelettrico.org



RELAZIONE ANNUALE 2006

Prefazione

A tre anni dall'inizio della sua piena attività di mercato, il Gestore del Mercato Elettrico presenta al Paese la sua prima Relazione Annuale sull'evoluzione e le implicazioni della borsa elettrica per l'economia nazionale. Lo fa non con una attenzione ristretta all'operare del mercato, ma per illustrarne il ruolo nel contesto più ampio del sistema energetico italiano, e delle sue interazioni con gli andamenti in Europa e nel mondo.

L'obiettivo principale è illustrare, non solo agli esperti del settore, la effettiva funzione svolta dalla borsa elettrica nel processo di liberalizzazione di questo comparto economico e nello sviluppo di un'offerta al sistema produttivo di energia in quantità adeguate, in condizioni di sicurezza e a prezzi convergenti verso i più bassi livelli dei paesi partner in Europa.

Il 2006 è l'anno a cui si fa riferimento nel rapporto. È un anno significativo per lo sviluppo del mercato: in particolare, sono stati predisposti la Piattaforma Conti Energia (PCE) e il primo mercato italiano delle unità di emissione di gas ad effetto serra, che sono divenuti operativi nell'aprile 2007. Ma l'attenzione si estende all'intero periodo dall'avvio della borsa nel 2005 fino al primo trimestre dell'anno in corso. Anche se questo arco temporale è relativamente breve, è sufficiente per poter guardare al cammino percorso, valutare i risultati acquisiti e concentrarsi sulle tendenze in atto e sulle sfide che è necessario affrontare nell'interesse preminente del Paese e della competitività del suo sistema produttivo.

In questa prospettiva, la Relazione si sofferma a lungo sulla struttura del mercato, per chiarirne le caratteristiche fondamentali e il funzionamento, tanto sul piano tecnico-economico, quanto su quello istituzionale, aspetti questi ancora poco noti alla maggioranza dei soggetti economici. Si vuole, altresì, evidenziare le interazioni del mercato con le componenti della filiera a monte e a valle, sui fronti della domanda e dell'offerta. Naturalmente, ampio spazio è dedicato all'evoluzione delle differenti articolazioni della borsa, con una dovizia di dati e di grafici che offrono agli analisti spunti per approfondirne l'esame e per potere contribuire a un dibattito sulle direttrici auspicabili per la sua evoluzione, un dibattito che sia fondato su una conoscenza sempre più ampia del tema. Al tempo stesso, non si trascura il raffronto con i più importanti mercati europei e l'evoluzione dell'interscambio con l'estero, avendo ben presente l'obiettivo strategico dell'Unione Europea di poter offrire a tutti gli operatori in un futuro non lontano un mercato europeo dell'energia veramente integrato su basi transnazionali.

Nella preparazione di questo rapporto sono state coinvolte tutte le unità in cui si articola la struttura della Società, perché potessero mettere in comune l'essenza della loro quotidiana esperienza operativa, di analisi e di progettazione al fine di presentare una visione organica dell'azione svolta dal GME nel quadro del sistema elettrico e delle politiche di protezione ambientale. Senza il loro patrimonio di conoscenza e il loro fecondo impegno questo documento non sarebbe stato possibile.

maggio 2007



Salvatore Zecchini
Presidente

PREFAZIONE

A. I MERCATI DELL'ENERGIA

1. IL MERCATO ENERGETICO MONDIALE

1.1 L'economia mondiale e il mercato mondiale dei beni energetici	pag. 1
1.2 Le previsioni e gli investimenti	pag. 3
1.3 Il petrolio	pag. 5
1.4 Il gas naturale	pag. 5
1.5 L'accordo Gazprom - Lukoil - Sonatrach	pag. 7
1.6 Il carbone	pag. 7
1.7 Le fonti rinnovabili	pag. 8
1.8 La politica energetica della Commissione Europea	pag. 9

2. IL SETTORE ENERGIA IN ITALIA

2.1 Il bilancio energetico nazionale	pag. 12
2.2 L'intensità energetica ed elettrica	pag. 13
2.3 Le infrastrutture energetiche: situazione attuale e prospettive future	pag. 15
2.4 Il parco produttivo elettrico	pag. 17
2.5 L'evoluzione del quadro regolatorio	pag. 20

3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

3.1 La partecipazione al mercato e il grado di liquidità	pag. 28
3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	pag. 34
3.3 Il Mercato di Aggiustamento (MA)	pag. 78
3.4 Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)	pag. 80
3.5 La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB)	pag. 85

4. I MERCATI AMBIENTALI

4.1 La struttura del mercato dei Certificati Verdi	pag. 89
4.2 Gli esiti del mercato dei Certificati Verdi nel 2006	pag. 90
4.3 Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica	pag. 91
4.4 Gli esiti del mercati dei Titoli di Efficienza Energetica	pag. 92
4.5 Il mercato delle Unità di Emissione	pag. 95
4.6 L'avvio del mercato delle Unità di Emissione	pag. 96

B. LE ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ

1. I COMPITI ISTITUZIONALI pag. 101

2. I RISULTATI ECONOMICI pag. 103

C. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

D. APPENDICE STATISTICA

Introduzione pag. 113

1. Prezzi pag. 115

2. Domanda pag. 127

3. Offerta pag. 139

4. Liquidità pag. 153

5. Configurazioni zonali pag. 157

6. Concentrazione pag. 169

ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI

pag. 177

NOTA METODOLOGICA

pag. 179

GLOSSARIO

pag. 181

BIBLIOGRAFIA

pag. 189

Indice dei Box

Box 1	Organizzazione del settore e l'Acquirente Unico	pag. 21
Box 2	Le tariffe elettriche e il PUN	pag. 24
Box 3	Il meccanismo di formazione dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima	pag. 41
Box 4	Il sistema dei prezzi zonali e i relativi benefici	pag. 47
Box 5	Le nuove regole di remunerazione sul Mercato di Servizio di Dispacciamento	pag. 84
Box 6	La Piattaforma dei Conti Energia (PCE) e la Piattaforma dei Bilaterali (PAB)	pag. 87
Box 7	Gli aspetti normativi dei Certificati Verdi e dei Certificati Bianchi	pag. 94
Box 8	Aspetti normativi del mercato delle Unità di Emissione	pag. 96

Indice delle Tabelle

Tab. 1	Tasso di crescita del PIL	pag. 1
Tab. 2	Domanda mondiale di energia per fonte (Mtep)	pag. 2
Tab. 3	Consumi primari di energia per area geografica (2004, Mtep)	pag. 2
Tab. 4	Produzione mondiale di energia elettrica da gas naturale (2004)	pag. 6
Tab. 5	Produzione di energia da fonte rinnovabile (Mtep)	pag. 8
Tab. 6	Bilancio energetico di sintesi del 2005 (Mtep)	pag. 12
Tab. 7	Fabbisogno di energia primaria. Anno 2005 e stima 2006 (Mtep)	pag. 13
Tab. 8	Intensità energetica del PIL Anni 2002-2006	pag. 14
Tab. 9	Intensità elettrica del PIL Anni 2002-2006	pag. 14
Tab. 10	Investimenti di Terna (milioni di €). Anni 2002-2006	pag. 15
Tab. 11	Investimenti di Snam Rete Gas (milioni di €). Anni 2002-2006	pag. 17
Tab. 12	Snam Rete Gas - Capacità di trasporto giornaliera e grado di saturazione (milioni di m ³)	pag. 17
Tab. 13	Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh). Anni 2005 (dati definitivi) e 2006 (dati provvisori)	pag. 18
Tab. 14	Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (TWh). Anni 2002-2005 (dati definitivi) e 2006 (dati provvisori)	pag. 18
Tab. 15	Potenza efficiente di generazione (GW). Anni 2004-2006	pag. 19
Tab. 16	Potenza disponibile alla punta (GW). Anni 2004-2005 e stima 2006	pag. 19
Tab. 17	La partecipazione al mercato	pag. 29
Tab. 18	I volumi scambiati (TWh)	pag. 30
Tab. 19	La composizione della domanda (TWh)	pag. 31
Tab. 20	La composizione dell'offerta (TWh)	pag. 31
Tab. 21	Liquidità annuale	pag. 32
Tab. 22	Liquidità nel primo trimestre 2007	pag. 32
Tab. 23	PUN medio annuale (€/MWh)	pag. 34
Tab. 24	La volatilità del PUN	pag. 36
Tab. 25	Prezzo del petrolio, prezzo della CO ₂ e tasso di cambio (valori medi)	pag. 37
Tab. 26	Correlazioni del PUN con le variabili fondamentali	pag. 39
Tab. 27	Prezzi delle zone geografiche e deviazioni standard (€/MWh)	pag. 44
Tab. 28	Prezzi zonal medi annuali e deviazioni standard per gruppi di ore (€/MWh)	pag. 44
Tab. 29	Differenze tra prezzi zonal	pag. 46
Tab. 30	Prezzi e variazioni tendenziali delle borse europee	pag. 51
Tab. 31	Deviazione standard e coefficienti di variazione dei prezzi delle borse europee	pag. 52
Tab. 32	Percentuali di ore in cui il PUN è stato inferiore al prezzo delle borse estere	pag. 55
Tab. 33	Composizione della domanda	pag. 56
Tab. 34	Acquisti su MGP: sintesi annuale	pag. 56
Tab. 35	Acquisti su MGP: I trimestre 2007	pag. 60
Tab. 36	Volumi offerti	pag. 61
Tab. 37	Volumi non venduti	pag. 61

Tab. 38	Volumi venduti	pag. 61
Tab. 39	Composizione delle vendite	pag. 62
Tab. 40	Vendite per tecnologia di impianto	pag. 63
Tab. 41	Volumi offerti e volumi non venduti	pag. 64
Tab. 42	Offerta di energia elettrica – I trimestre 2007	pag. 64
Tab. 43	Gestione dei transiti	pag. 70
Tab. 44	Quote di mercato relative alle vendite su MGP	pag. 74
Tab. 45	Indice di Tecnologia Marginale medio annuale (ITM)	pag. 77
Tab. 46	Prezzi zonali: sintesi annuale	pag. 78
Tab. 47	Volumi acquistati: sintesi annuale	pag. 79
Tab. 48	Volumi venduti: sintesi annuale	pag. 80
Tab. 49	Volumi scambiati su MSD <i>ex ante</i> a salire: sintesi annuale	pag. 81
Tab. 50	Volumi scambiati su MSD <i>ex ante</i> a scendere: sintesi annuale	pag. 81
Tab. 51	Volumi scambiati su MSD <i>ex post</i> a salire: sintesi annuale	pag. 82
Tab. 52	Volumi scambiati su MSD <i>ex post</i> a scendere: sintesi annuale	pag. 83
Tab. 53	Volumi scambiati su PAB: sintesi annuale	pag. 86
Tab. 54	Il numero totale di CV scambiati sul mercato nel 2006	pag. 90
Tab. 55	Gli scambi dei TEE	pag. 93
Tab. 56	I principali indicatori di bilancio (in milioni €)	pag. 103
Tab. 57	I principali indicatori economici (in percentuale)	pag. 103
Tab. 58	La struttura dei costi (in milioni €) e il peso sui ricavi (in percentuale)	pag. 103

Indice delle Figure

Fig. 1	Emissioni di CO ₂ <i>pro capite</i> (tonnellate di CO ₂)	pag. 4
Fig. 2a	Prezzo del petrolio (media mensile, \$ al barile)	pag. 5
Fig. 2b	Offerta di petrolio, migliaia di barili al giorno (dato medio mensile 2006)	pag. 5
Fig. 3	Indici mensili di prezzo del gas naturale	pag. 6
Fig. 4	Indice di prezzo mensile del carbone <i>Global Insight</i>	pag. 8
Fig. 5	I volumi scambiati sulle borse europee (TWh)	pag. 30
Fig. 6	Liquidità media mensile	pag. 32
Fig. 7	Variazione della liquidità nel 2006	pag. 32
Fig. 8	Variazione della liquidità nel primo trimestre 2007	pag. 33
Fig. 9	PUN medio mensile (€/MWh)	pag. 35
Fig. 10	PUN medio mensile per gruppi di ore (€/MWh)	pag. 35
Fig. 11	Curve di durata del PUN	pag. 35
Fig. 12	Volatilità mensile del PUN	pag. 36
Fig. 13	Prezzo del petrolio, prezzo della CO ₂ e tasso di cambio	pag. 37
Fig. 14	Variazioni tendenziali del PUN medio mensile	pag. 38
Fig. 15	Variazioni tendenziali del PUN per gruppi di ore	pag. 38
Fig. 16	Curve medie orarie mensili del PUN	pag. 39
Fig. 17	PUN e corrispondenti valori delle quantità	pag. 40
Fig. 18	Prezzi zionali medi mensili per gruppi di ore (€/MWh)	pag. 44
Fig. 19	Curve di durata dei prezzi delle zone geografiche (€/MWh)	pag. 47
Fig. 20	Variazioni tendenziali dei prezzi medi mensili sulle borse europee	pag. 53
Fig. 21	Prezzi medi mensili sulle borse europee (€/MWh)	pag. 53
Fig. 22	Prezzi medi mensili di picco sulle borse europee (€/MWh)	pag. 54
Fig. 23	Prezzi medi mensili fuori picco sulle borse europee (€/MWh)	pag. 54
Fig. 24	Prezzi medi mensili festivi sulle borse europee (€/MWh)	pag. 54
Fig. 25	Acquisti su MGP: curve medie orarie (giorno lavorativo)	pag. 56
Fig. 26	Acquisti per macrozona: curve medie orarie	pag. 59
Fig. 27	Numero medio di zone del mercato	pag. 66
Fig. 28	Frequenza di non separazione	pag. 66
Fig. 29	Configurazioni di mercato più frequenti	pag. 67
Fig. 30	Rendita complessiva raccolta su MGP	pag. 67
Fig. 31	Indice di Hirschmann-Herfindahl annuale (HHI)	pag. 72
Fig. 32	Indice di Hirschmann-Herfindahl mensile sulle quantità offerte	pag. 72
Fig. 33	Indice di Hirschmann-Herfindahl mensile sulle quantità vendute (HHI)	pag. 73
Fig. 34	Curve di durata dell'indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)	pag. 73
Fig. 35	Indice di operatore residuale annuale sulle quantità e sulle ore	pag. 75
Fig. 36	Indice di operatore residuale mensile sulle quantità (IORq)	pag. 75
Fig. 37	Indice di operatore residuale mensile sulle ore (IORh)	pag. 76

Fig. 38	Indice di operatore marginale medio annuale dell'operatore A (IOM)	pag. 76
Fig. 39	Indice di operatore marginale medio mensile dell'operatore A (IOM)	pag. 77
Fig. 40	Indice di tecnologia marginale medio mensile (ITM)	pag. 78
Fig. 41	Prezzi zonali: andamento mensile	pag. 79
Fig. 42	Volumi scambiati su MA: andamento mensile	pag. 80
Fig. 43	Volumi scambiati su MSD <i>ex ante</i> a salire: andamento mensile	pag. 81
Fig. 44	Volumi scambiati su MSD <i>ex ante</i> a scendere: andamento mensile	pag. 82
Fig. 45	Volumi scambiati su MSD <i>ex post</i> a salire: andamento mensile	pag. 83
Fig. 46	Volumi scambiati su MSD <i>ex post</i> a scendere: andamento mensile	pag. 84
Fig. 47	Volumi scambiati su PAB: andamento mensile	pag. 86
Fig. 48	I prezzi medi ponderati (in €/MWh) dei CV per anno di riferimento (dalla partenza del mercato al 31.12.2006)	pag. 91
Fig. 49	Volumi scambiati sul mercato CV	pag. 91
Fig. 50	I TEE scambiati sul mercato GME e bilateralmente (2006)	pag. 92
Fig. 51	I prezzi dei TEE (in €/tep) registrati sul mercato GME (2006)	pag. 93

Indice delle tabelle - appendice statistica

Tab. 1	MGP - Prezzo di acquisto	pag. 115
Tab. 2	MGP - Coefficiente di Pearson del PUN vs le principali variabili	pag. 115
Tab. 3	MGP - Prezzi di vendita per zona geografica	pag. 115
Tab. 4	Mercati Europei (ME) – Prezzi medi sulle principali borse europee	pag. 116
Tab. 5	MA - Prezzi per zona geografica	pag. 116
Tab. 6	MGP - Volumi acquistati	pag. 127
Tab. 7	MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo: % sul totale	pag. 127
Tab. 8	MGP - Composizione della domanda	pag. 128
Tab. 9	MGP - Acquisti sulle zone estere	pag. 128
Tab. 10	MGP - Offerte integrative	pag. 128
Tab. 11	MA - Volumi acquistati	pag. 129
Tab. 12	MSD <i>ex ante</i> - Volumi scambiati a scendere	pag. 129
Tab. 13	MSD <i>ex post</i> - Volumi scambiati a scendere	pag. 130
Tab. 14	PAB - Volumi scambiati	pag. 130
Tab. 15	PAB - Volumi scambiati per macrozona	pag. 130
Tab. 16	MGP - Volumi offerti	pag. 139
Tab. 17	MGP - Volumi non venduti	pag. 139
Tab. 18	MGP - Composizione dell'offerta	pag. 139
Tab. 19	MGP - Volumi venduti	pag. 140
Tab. 20	MGP - Vendite sulle zone estere	pag. 140
Tab. 21	MGP - Offerta di energia elettrica: media oraria	pag. 141
Tab. 22	MGP - Offerte di vendita a prezzo zero	pag. 141
Tab. 23	MGP - Volumi di energia venduti per tipologia di impianto	pag. 142
Tab. 24	MA - Volumi venduti	pag. 142
Tab. 25	MSD <i>ex ante</i> - Volumi scambiati a salire	pag. 143
Tab. 26	MSD <i>ex post</i> - Volumi scambiati a salire	pag. 143
Tab. 27	MGP - Numero di zone di mercato: sintesi annuale	pag. 157
Tab. 28	MGP - Separazione commerciale sul differenziale di prezzo - percentuale sul totale ore	pag. 157
Tab. 29	MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	pag. 157
Tab. 30	MGP - Limite medio di transito	pag. 158
Tab. 31	MGP - Direzione prevalente dei flussi di transito	pag. 158
Tab. 32	MGP - Percentuale di saturazione dei transiti	pag. 159
Tab. 33	MGP - Percentuale di utilizzo dei transiti quando non saturi	pag. 159
Tab. 34	MGP - Quote di mercato: sintesi annuale	pag. 169
Tab. 35	MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI): sintesi annuale	pag. 169
Tab. 36	MGP - Indice di fissazione del prezzo (IOM)	pag. 170
Tab. 37	MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM)	pag. 170
Tab. 38	MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale	pag. 171
Tab. 39	MGP - Volumi venduti in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale	pag. 171

Indice delle figure - appendice statistica

Fig. 1	MGP - Andamento mensile prezzi di acquisto	pag. 117
Fig. 2	MGP - Andamento mensile prezzi di acquisto per gruppi di ore	pag. 117
Fig. 3	MGP - Andamento mensile prezzi di acquisto: media e variabilità	pag. 117
Fig. 4	MGP - Prezzi di acquisto: andamento orario e media giornaliera	pag. 118
Fig. 5	MGP - Prezzi di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)	pag. 118
Fig. 6	MGP - Prezzi di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)	pag. 118
Fig. 7	MGP - Correlazione tra il PUN e le quantità totali	pag. 119
Fig. 8	MGP - Prezzi di acquisto: curva di durata	pag. 120
Fig. 9	ME - Confronto tra le principali borse europee	pag. 120
Fig. 10	ME - Prezzi medi sulle principali borse europee: andamento mensile	pag. 120
Fig. 11	MGP - Prezzi di vendita: andamento mensile	pag. 121
Fig. 12	MGP - Prezzi di vendita: curve di durata	pag. 121
Fig. 13	MGP - Prezzi di vendita: curve di durata per macrozona	pag. 122
Fig. 14	MGP - Prezzi di vendita: andamento orario e media giornaliera	pag. 123
Fig. 15	MGP - Prezzi di vendita: curve medie orarie	pag. 124
Fig. 16	MA - Prezzi: andamento mensile	pag. 125
Fig. 17	MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo - quote sul totale: andamento mensile	pag. 131
Fig. 18	MGP - Volumi acquistati: curva di durata	pag. 131
Fig. 19	MGP - Volumi acquistati: curve medie orarie	pag. 131
Fig. 20	MGP - Volumi acquistati per macrozona: curve medie orarie	pag. 132
Fig. 21	MGP - Volumi acquistati: struttura della borsa	pag. 133
Fig. 22	MGP - Composizione degli acquisti: andamento orario	pag. 133
Fig. 23	MGP - Acquisti sulle zone estere: andamento orario	pag. 133
Fig. 24	MGP - Acquisti sulle zone estere: curve medie orarie	pag. 134
Fig. 25	MGP - Acquisti sulle zone estere: andamento mensile	pag. 134
Fig. 26	MGP - Offerte integrative: andamento orario	pag. 135
Fig. 27	MA - Volumi: andamento mensile	pag. 136
Fig. 28	MA - Acquisti per tipologia di impianto	pag. 136
Fig. 29	MSD <i>ex ante</i> - Volumi scambiati a scendere: andamento mensile	pag. 136
Fig. 30	MSD <i>ex ante</i> - Volumi a scendere per tipologia di impianto	pag. 137
Fig. 31	MSD <i>ex post</i> - Volumi scambiati a scendere: andamento mensile	pag. 137
Fig. 32	PAB - Volumi scambiati: andamento mensile	pag. 137
Fig. 33	MGP - Volumi venduti: struttura della borsa	pag. 144
Fig. 34	MGP - Offerte di vendita a prezzo zero - quote sul totale: andamento mensile	pag. 144
Fig. 35	MGP - Composizione delle vendite: andamento orario	pag. 144
Fig. 36	MGP - Vendite sulle zone estere: andamento orario	pag. 145
Fig. 37	MGP - Vendite sulle zone estere: curve medie orarie	pag. 145
Fig. 38	MGP - Vendite sulle zone estere: andamento mensile	pag. 145

Fig. 39	MGP - Vendite per tipologia di impianto: sintesi annuale	pag. 146
Fig. 40	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario	pag. 147
Fig. 41	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento mensile	pag. 147
Fig. 42	MGP - Valore delle vendite	pag. 148
Fig. 43	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo	pag. 148
Fig. 44	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo	pag. 148
Fig. 45	MGP - Offerte nelle macrozone: curve medie orarie	pag. 149
Fig. 46	MA - Valore delle transazioni	pag. 149
Fig. 47	MA - Vendite per tipologia di impianto	pag. 150
Fig. 48	MSD <i>ex ante</i> - Volumi scambiati a salire: andamento mensile	pag. 150
Fig. 49	MSD <i>ex ante</i> - Volumi a salire per tipologia di impianto	pag. 150
Fig. 50	MSD <i>ex post</i> - Volumi scambiati a salire: andamento mensile	pag. 151
Fig. 51	MGP - Liquidità: sintesi annuale	pag. 153
Fig. 52	MGP - Liquidità: andamento mensile	pag. 153
Fig. 53	MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera	pag. 153
Fig. 54	MGP - Volumi: andamento mensile	pag. 154
Fig. 55	MGP - Volumi bilaterali: andamento mensile	pag. 154
Fig. 56	MGP - Sbilanciamento a programma: andamento mensile	pag. 155
Fig. 57	MGP - Configurazioni di mercato più frequenti	pag. 160
Fig. 58	MGP - Numero medio di zone di mercato: andamento mensile	pag. 161
Fig. 59	MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera	pag. 161
Fig. 60	MGP - Rendita complessiva: andamento mensile	pag. 162
Fig. 61	MGP - Rendita da congestione per transito	pag. 162
Fig. 62	MGP - Rendita unitaria da congestione per transito	pag. 162
Fig. 63	MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo	pag. 163
Fig. 64	MGP - HHI per le vendite: andamento mensile	pag. 172
Fig. 65	MGP - HHI: curve di durata	pag. 172
Fig. 66	MGP - HHI: curve medie orarie	pag. 173
Fig. 67	MGP - IOM dell'operatore A: andamento mensile	pag. 173
Fig. 68	MGP - ITM: andamento mensile	pag. 174
Fig. 69	MGP - IORh: andamento mensile	pag. 174
Fig. 70	MGP - IORq: andamento mensile	pag. 174

A. I MERCATI DELL'ENERGIA

1. IL MERCATO ENERGETICO MONDIALE

1.1 L'economia mondiale e il mercato mondiale dei beni energetici

L'economia mondiale nel 2006 ha registrato una *performance* positiva. La domanda mondiale ha sostenuto l'accelerazione, con dinamiche differenziate a livello di macro aree geografiche. Il PIL del mondo, secondo le stime del Fondo Monetario Internazionale, è cresciuto del 5,4% in termini reali, con un'accelerazione nelle aree emergenti, quali Cina, India, Russia e Brasile, e in Europa, benché in misura minore, mentre l'economia americana segna una decelerazione. La Cina ha registrato il maggior tasso di espansione dagli anni '90, con un aumento del 10,7%; le componenti degli investimenti fissi e della domanda estera hanno sostenuto la crescita. Tra le economie emergenti, un ruolo sempre più strategico è svolto dalla Russia, produttore di gas naturale e petrolio tra i primi al mondo, con una quota di mercato prossima al 12%.

Tab. 1	Tasso di crescita del PIL		
	2005	2006	2007
Mondo	4,9	5,4	4,9
USA	3,2	3,3	2,2
EU 15	1,4	2,6	2,3
Giappone	1,9	2,2	2,3
Paesi emergenti	7,5	7,9	7,5
<i>di cui Cina</i>	10,4	10,7	10
Russia	6,4	6,7	6,4
Commercio mondiale (volume)	7,4	9,2	7

Fonte: FMI, *World Economic Outlook*, aprile 2007.

La congiuntura economica positiva del 2006 ha contribuito a sostenere la domanda di beni energetici. Il mercato mondiale dei beni energetici continua a essere caratterizzato da meccanismi di *pricing* non rispondenti a criteri di adeguata concorrenzialità per effetto di accordi tra produttori e di problematiche di aggiustamento dell'offerta. I beni energetici, che in valore dominano i mercati mondiali, sono quelli fossili (petrolio, gas naturale e carbone) seguiti dai rinnovabili e dal nucleare. La domanda di energia primaria, secondo i dati del *International Energy Agency* (IEA) riferiti al 2004, è stata soddisfatta per oltre il 35% dal petrolio, seguito dal carbone (24,8%) e dal gas naturale (20,5%).

Il nucleare è al 6,4%, mentre la posizione delle fonti rinnovabili, con un peso del 13,2%, è ancora del tutto residuale e lontana dagli obiettivi ambiziosi sanciti nei recenti accordi internazionali (17%). Le proiezioni future ipotizzano un'accelerazione del 1,6% annuo fino al 2030, concentrata nei paesi emergenti e soddisfatta con una quota stabilmente elevata di fonti fossili (Tab. 2).

La distribuzione geografica del consumo di energia è correlata alla produzione industriale e alla ricchezza; il 49,8% del consumo mondiale avviene nei paesi OCSE, in particolare gli Stati Uniti.

Tab. 2	Domanda mondiale di energia per fonte (Mtep)			
	1980	2004	2010	2030
Petrolio	3.107	3.940	4.366	5.575
Gas Naturale	1.237	2.302	2.686	3.869
Carbone	1.785	2.773	3.554	4.441
Rinnovabili e rifiuti	765	1.176	1.283	1.645
Nucleare	186	714	775	861
Altre rinnovabili	33	57	99	296
Idroelettrica	148	242	280	408

Fonte: International Energy Agency, 2006.

Tab. 3	Consumi primari di energia per area geografica (2004, Mtep)	
	Quota sul totale	
OCSE	49,8%	
Cina	14,7%	
Asia	11,7%	
Non OCSE Europa	0,9%	
America Latina	4,4%	
Russia (ex URSS)	8,9%	
Africa	5,3%	
Medio Oriente	4,3%	
<i>Legenda</i> OCSE: Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico. Non OCSE Europa = stati europei non membri OCSE. Asia: esclude la Cina.		

Fonte: International Energy Agency, 2006.

La domanda di energia è cresciuta negli ultimi cinque anni in modo più che proporzionale nelle aree emergenti del globo, caratterizzate da una minore efficienza energetica, dall'assenza di vincoli ambientali e per le emissioni di CO₂ e da forte dipendenza dall'estero. Il commercio mondiale nel 2006 ha registrato un incremento del 9,2% (in volume) e un contributo rilevante proviene dal commercio di beni energetici, i cui prezzi in termini di valori unitari sono cresciuti nel 2006 del 19%.

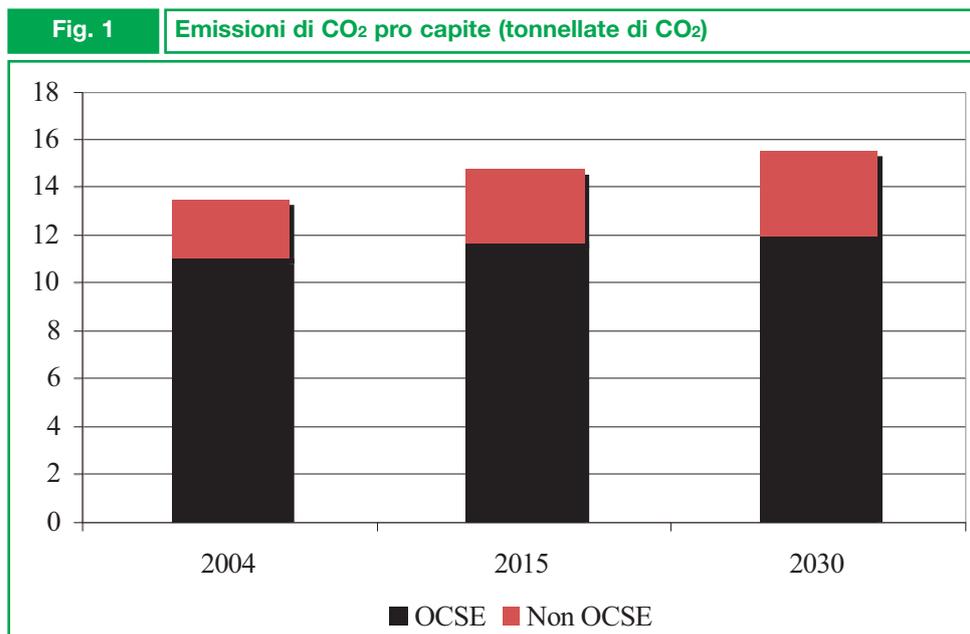
Nel corso dell'anno 2006 l'andamento climatologico e le tensioni geopolitiche hanno influenzato la dinamica dei prezzi e della domanda di beni energetici. La prima metà dell'anno è stata caratterizzata da condizioni climatiche rigide nell'emisfero boreale, che hanno contribuito a portare il prezzo del greggio oltre i 60\$ al barile.

A questo fattore si sono aggiunte alcune tensioni nell'area del ex URSS, a seguito della revisione degli accordi per la fornitura del gas naturale attraverso il gasdotto ucraino. Queste tensioni hanno alimentato la speculazione e costretto alcuni paesi, sottoposti a improvvisi cali nelle forniture, a razionare il consumo, a riconsiderare lo sviluppo delle fonti alternative, come il gas naturale liquido, e a ricercare nuovi paesi fornitori. Le tensioni nell'area mediorientale hanno sostenuto le posizioni speculative e alimentato i rincari. Nella seconda parte dell'anno 2006, l'innalzamento delle temperature ha contribuito al rallentamento del prezzo dei beni energetici, petrolio in testa.

1.2 Le previsioni e gli investimenti

Le previsioni fino al 2030 del mercato energetico mondiale stilate dalla IEA confermano le tendenze in atto, con una particolare espansione della domanda da parte dei paesi emergenti, che è soddisfatta in larga misura dalle fonti fossili, i cui prezzi non sarebbero quindi destinati a scendere. La domanda mondiale di energia elettrica aumenterà, tra il 2004 e il 2030, di oltre il 50%; di pari passo aumenteranno le emissioni di CO₂, con un incremento imputabile per tre quarti ai paesi emergenti. L'aumento della domanda di energia verrà soddisfatto, oltre che dal risparmio energetico, da uno sfruttamento crescente del gas naturale che, rispetto a petrolio e carbone, ha maggiore efficienza energetica e minori emissioni di gas serra. Il gas naturale e il nucleare, dati gli attuali livelli di tecnologia, sono i settori che attraggono i maggiori investimenti, rispetto al petrolio, l'eolico e il carbone, poiché garantiscono la combinazione migliore tra costi e rendimenti¹. Il ruolo delle fonti rinnovabili è destinato a crescere, ma andrà sostenuto da politiche e provvedimenti degli stati consumatori, considerati la minore convenienza economica rispetto alle fonti fossili e i limiti nelle riserve e le emissioni di queste ultime.

¹ In proposito si veda la IEA, 2006.



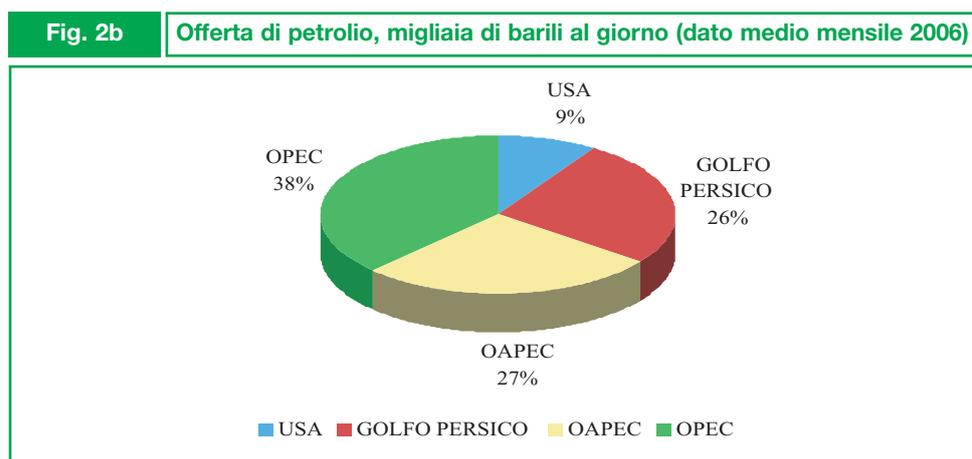
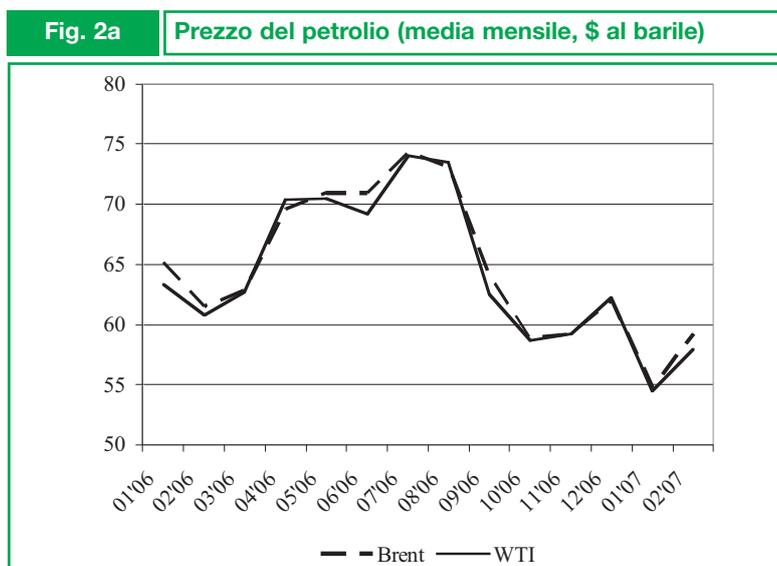
Fonte: International Energy Agency, 2007.

L'intensità energetica, cioè il rapporto tra domanda di energia e PIL, gioca un ruolo chiave nelle proiezioni; la domanda di energia cresce con il PIL, ma la relazione non è proporzionale, né lineare. L'intensità energetica è maggiore per i paesi emergenti e i paesi non OCSE, mentre rallenta per i paesi OCSE. Considerando che il ciclo medio degli investimenti nel settore va dai 5 ai 10 anni, gli investimenti mondiali in capacità produttiva energetica previsti per il periodo 2004-2030, presentano un tasso di crescita del 2% medio annuo, sono concentrati nei paesi emergenti, nella produzione di energia elettrica e nel settore del gas naturale. Gli investimenti nel settore petrolifero si attestano, invece, a un livello decisamente inferiore rispetto a quello che sarebbe in linea con il marcato aumento dei prezzi (e dei profitti) registrati nell'ultimo triennio. A livello mondiale, gli investimenti nel settore petrolifero sono ampiamente inferiori a quelli registrati negli anni '90. Le compagnie petrolifere internazionali hanno attuato negli ultimi anni una politica di diversificazione degli investimenti, spostandoli in parte dalle fonti fossili alle altre. Le compagnie nazionali, d'altronde, non sono state in grado di compensare questi minori investimenti, anche a causa di stringenti vincoli finanziari². Fanno eccezione al quadro l'area del Mar Caspio e la Russia, che alla fine degli anni '90 disponeva di impianti ormai vetusti e quindi ha dovuto massicciamente investire nel settore tra il 2000 e il 2006. Il livello stabilmente elevato dei prezzi del greggio rende economicamente conveniente lo sfruttamento di giacimenti petroliferi situati in Canada e Messico, ma l'effetto positivo sull'offerta sarà evidente solo nel lungo termine. Quanto alle altre aree, la stabilizzazione economico-finanziaria in atto in Argentina, Colombia e Brasile sta attirando investimenti esteri, soprattutto nell'industria petrolifera, con effetti positivi sull'offerta energetica globale nel medio-lungo periodo.

² Per un approfondimento si veda il FMI, settembre 2006.

1.3 Il petrolio

Il prezzo del petrolio estratto nel Mar del Nord e scambiato alla borsa londinese (*Brent*) ha oscillato nel corso del 2006 tra i 57\$ e i 77\$ al barile; il *West Texas Intermediate* ha registrato prezzi più elevati di circa 2 dollari. Le numerose tensioni di prezzo registrate in corso d'anno si spiegano, oltre che con gli squilibri citati, con la rigidità dell'offerta. I paesi OPEC, OAPEC e gli Stati Uniti negli ultimi anni non sono riusciti a stare al passo con la crescente domanda. A riprova di ciò, la quantità di riserve strategiche di queste zone è diminuita nell'ultimo biennio. In prospettiva, la rigidità dell'offerta non sembra destinata a risolversi.



1.4 Il gas naturale

Il gas naturale è un bene energetico il cui prezzo non è fissato dagli scambi a pronti, ma da accordi pluriennali di fornitura con i paesi principali produttori di gas naturale: Russia, Stati Uniti, Canada, Regno Unito, Norvegia e Algeria.

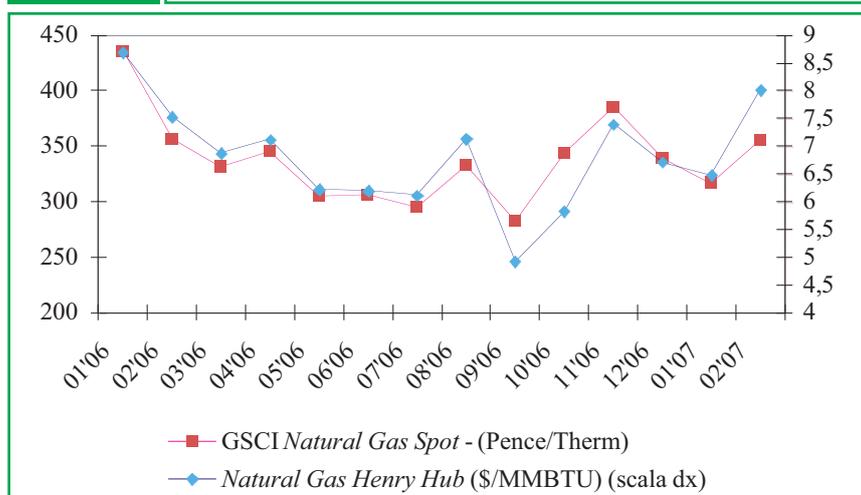
Il consumo di gas naturale per la produzione di energia elettrica è invece concentrato in Stati Uniti, Russia, Giappone, Regno Unito e Italia. Un parametro utile per descrivere l'andamento del mercato è l'indice del prezzo del gas naturale calcolato da Goldman Sachs³. Su questa base si evidenziano tensioni tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006, con un'attenuazione nella prima parte del 2007. L'effetto della stagionalità è risultato evidente in autunno, con incrementi di prezzo più contenuti rispetto all'inizio dell'anno.

Tab. 4 Produzione mondiale di energia elettrica da gas naturale (2004)

	TWh
Mondo	3.419
Stati Uniti	732
Russia	421
Giappone	244
Regno Unito	160
Italia	130
Iran	125
Resto del Mondo	1.280

Fonte: International Energy Agency, 2006.

Fig. 3 Indici mensili di prezzo del gas naturale



Fonte: Thomson Financial Datastream

Il consumo di gas naturale è in forte crescita nelle aree emergenti del globo. Secondo le proiezioni del IEA dal 2015 il consumo dei paesi OCSE sarà minore di quello dei paesi non OCSE, come i BRIC (Brasile, Russia, India e Cina). Per soddisfare la crescente domanda di gas naturale i paesi produttori che hanno sbocchi sul mare stanno sviluppando la tecnologia di trasporto del gas naturale liquefatto (GNL). I paesi che hanno investito di più in questa tecnologia sono Singapore, Algeria e Nigeria. Il GNL è una forma alternativa di fornitura di gas naturale che non risolve per sé stessa le rigidità strutturali che caratterizzano questo mercato. Gli ingenti investimenti necessari per l'installazione degli impianti di gassificazione e rigassificazione, oltre che per l'acquisto delle navi, impongono una durata minima della fornitura di qualche decennio. Il GNL offre, tuttavia, il vantaggio di diversificare le fonti, soprattutto per quei paesi che abbiano pochi fornitori e che vogliano diminuire la propria dipendenza strategica.

³ Un numero indice mondiale che considera il prezzo *spot* e dei contratti *future* a scadenza più vicina, depurati dai rendimenti.

1.5 L'accordo Gazprom - Lukoil - Sonatrach

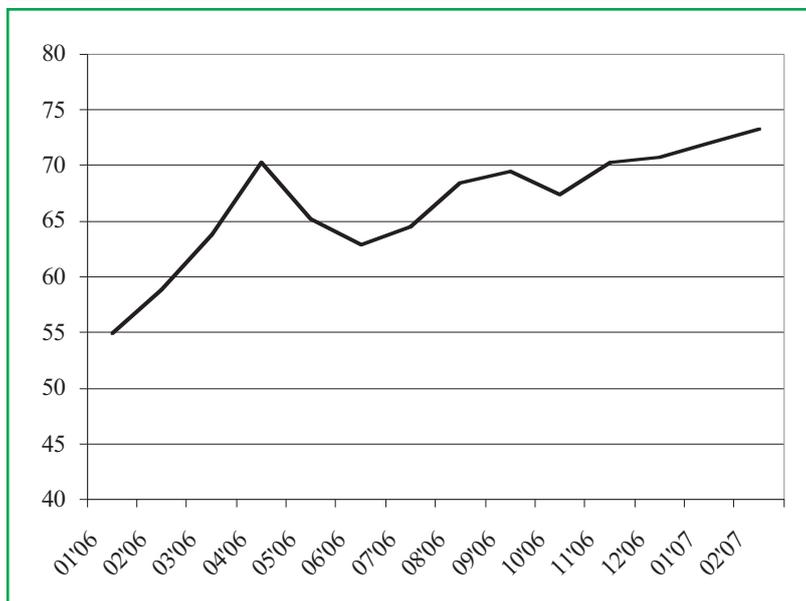
Nel 2006 le imprese russe Gazprom e Lukoil e l'algerina Sonatrach hanno siglato un accordo per la creazione di un'alleanza, volta a consolidare le quote di mercato e a finanziare gli ingenti investimenti necessari nel prossimo futuro. La Gazprom è la quarta azienda per capitalizzazione al mondo, pari a circa 250 miliardi di dollari USA, è quotata alla Borsa di Mosca e ha registrato un aumento notevole degli utili societari negli ultimi due esercizi, grazie alla corsa dei prezzi dei beni energetici. La Lukoil è un'azienda petrolifera *leader* mondiale grazie alle immense riserve russe. Lukoil e Gazprom forniscono gas naturale a tutti i paesi europei, tramite i gasdotti TAG. La Sonatrach è il produttore nazionale algerino di gas naturale, che fornisce i paesi europei soprattutto attraverso i gasdotti del Mediterraneo (TTPC); il suo fatturato (66 miliardi di dollari USA nel 2005) è pari a oltre un terzo del PIL algerino. Le quote di mercato delle tre aziende superano il 50% dell'offerta di gas naturale all'Europa e per l'Italia superano il 70%. L'alleanza tra le tre compagnie riguarda, in particolare, gli ingenti investimenti necessari per aumentare le forniture nei prossimi due decenni. Questi investimenti riguardano la rete, la ricerca e l'esplorazione delle riserve, oltre all'ammodernamento delle infrastrutture esistenti.

Per i paesi consumatori di gas naturale l'accordo Gazprom - Lukoil - Sonatrach potrebbe avere riflessi positivi se indurrà a potenziare gli investimenti in infrastrutture, tecnologie e ricerca, con effetti di stabilizzazione dei prezzi. Ben diverse sarebbero le conseguenze se la concentrazione del settore spingesse verso meccanismi di *pricing* propri di un oligopolio.

1.6 Il carbone

Le quotazioni mondiali del carbone, misurate sulla base dell'indice di prezzo del carbone calcolato da *Global Insight*, mostrano nel 2006 una rapida ascesa. La crescita di questo mercato è stata moderata nell'ultimo decennio, a causa dell'introduzione dei vincoli sulle emissioni di CO₂. Questo andamento potrebbe continuare qualora non si riuscisse ad aumentare l'efficienza nell'impiego del carbone.

Fig. 4

Indice di prezzo mensile del carbone *Global Insight*

Fonte: Thomson Financial Datastream

1.7 Le fonti rinnovabili

Le fonti rinnovabili stanno incrementando il loro ruolo in un panorama mondiale caratterizzato da crescenti rigidità nell'approvvigionamento delle fonti fossili. Con l'aumento recente dei prezzi del greggio (oltre i 50\$ al barile) cresce l'interesse a investire nelle tecnologie energetiche che utilizzano le fonti alternative e rinnovabili. La cooperazione internazionale può contribuire a far espandere la loro quota sul totale, nella misura in cui consenta di realizzare economie di scala. La produzione e il consumo mondiale di energia proveniente da fonti rinnovabili sono maggiori nei paesi OCSE. In particolare, le innovazioni tecnologiche e i provvedimenti normativi hanno determinato una crescita della produzione da combustibili rinnovabili e dai rifiuti. L'energia prodotta da fonte idroelettrica nel mondo nel 2004 ha toccato i 241,48 Mtep, mentre la produzione geotermica, eolica e solare è ancora molto bassa.

Tab. 5

Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (Mtep)

OCSE	1973	2004
Idroelettrica	78,46	108,99
Combustibili rinnovabili e rifiuti	86,04	187,60
Geotermico, solare, eolico.	6,67	39,66
MONDO	1973	2004
Idroelettrica	110,23	241,48
Combustibili rinnovabili e rifiuti	674,5	1.173,02
Geotermico, solare, eolico.	6	57,43

Fonte: International Energy Agency, 2006.

1.8 La politica energetica della Commissione Europea

I trattati internazionali in materia energetica, come il Protocollo di Kyoto, impongono ai paesi sottoscrittori di diminuire le emissioni di CO₂, anche attraverso incentivi economici all'uso di fonti alternative a quelle fossili. Le instabilità geopolitiche mediorientali e le tensioni nelle forniture all'Europa degli ultimi anni hanno indotto la Commissione Europea a proporre una nuova politica energetica comune. I punti fondamentali della proposta riguardano la politica energetica esterna, la strategia energetica interna e l'efficienza.

La politica esterna prende le mosse dalla crescente dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento energetico, che è oggi pari al 50%, con una previsione di crescita oltre il 60% nel 2030⁴. La Russia da sola fornisce il 27% del petrolio e il 24% del gas naturale consumati in Europa. Per poter diminuire la dipendenza dall'estero, ad avviso della Commissione, l'Europa dovrebbe dotarsi di un mercato energetico comune e sviluppare una comune politica energetica esterna per migliorare la capacità contrattuale dei paesi membri, soprattutto nei confronti di fornitori di grandi dimensioni⁵.

La sicurezza energetica potrebbe migliorare attraverso la diversificazione delle fonti, dei paesi fornitori e dei sistemi di trasporto. A questo fine l'Europa dovrebbe sostenere l'ammodernamento delle reti dei paesi limitrofi. I paesi coinvolti da tale politica sono la Russia, la Norvegia, l'Algeria e la Turchia.

La strategia interna all'Unione Europea si basa sull'aumento della concorrenzialità e della sicurezza dei mercati energetici europei, che andrebbe perseguita attraverso le fusioni ed integrazioni transnazionali tra imprese, la diversificazione delle fonti, una maggiore solidarietà tra paesi, l'incentivazione all'innovazione tecnologica e il raggiungimento di una crescita ecosostenibile. Questi obiettivi possono essere raggiunti attraverso politiche che, in particolare, prevedano il completamento del mercato unico europeo per l'energia elettrica e il gas, l'attuazione di una regolamentazione comune, l'incentivazione degli investimenti per aumentare la capacità produttiva e l'*unbundling*. Anche le misure dirette ad accrescere l'efficienza energetica avrebbero effetti benefici: la riduzione delle inefficienze, pari oggi al 20% della produzione, potrebbe contribuire a contenere i costi dell'energia e le emissioni di CO₂.

Il Piano di azione per l'efficienza energetica, approvato dal Consiglio Europeo nel marzo del 2007, propone un accordo internazionale tra i paesi industrializzati per l'abbattimento delle emissioni di gas serra del 30% entro il 2020. A tal fine l'Unione si pone un obiettivo di risparmio energetico del 20% entro lo stesso termine, da realizzare con l'azzeramento delle perdite dovute all'inefficienza (pari al 20% dell'energia oggi prodotta) e con l'aumento della produzione energetica da fonti rinnovabili, fino a raggiungere il 20% del totale. Questo Piano è attuabile modificando l'utilizzo dell'energia, senza intaccare le abitudini di vita dei cittadini. Il risparmio del 20% dell'energia, pari a 390Mtep, ridurrebbe le emissioni di CO₂ di 780Mtep, consentendo di raggiungere gli obiettivi previsti dal Protocollo di Kyoto. A questo scopo è stato richiesto ai paesi di attuare modifiche nella struttura dei prezzi, nel sistema produttivo, nel consumo energetico (es. abitazioni, edifici) e nell'incentivazione all'innovazione tecnologica e alla sostituzione d'infrastrutture e impianti vetusti.

⁴ Questa proiezione è condivisa dalla Commissione Europea, dal IEA e dalla *Energy Information Administration* americana.

⁵ Ad esempio nei confronti di Gazprom, Sonatrach e Lukoil.

2. IL SETTORE ENERGIA IN ITALIA

Nell'ultimo decennio la progressiva liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas ha avviato un processo di profonda trasformazione del settore energetico. Una spinta decisiva in tal senso, fin dalla metà degli anni novanta, è venuta dall'Unione Europea (UE), la cui azione in materia di politica energetica, anche se in risposta a ragioni di carattere contingente, è stata ispirata a tre principi fondamentali: competitività economica, sicurezza degli approvvigionamenti e sostenibilità ambientale.

Anche se sono stati fatti importanti passi in avanti, l'Italia continua a presentare una vulnerabilità energetica, che è frutto delle scelte dei decenni passati (ad es. abbandono del nucleare), di una politica energetica non del tutto ispirata a orizzonti temporali di lungo periodo, dell'eccessiva burocratizzazione e lentezza degli *iter* autorizzativi necessari alla costruzione di nuove infrastrutture e del limitato impegno, in termini di investimenti, nell'attività altamente strategica di ricerca e sviluppo ed innovazione tecnologica.

In termini di economicità, il *mix* di impianti e combustibili utilizzati in Italia per la produzione di energia elettrica risulta, rispetto alla media europea, piuttosto sbilanciato verso i combustibili fossili. Ciò ha un impatto sfavorevole sui costi di produzione delle imprese e quindi sulla loro competitività a livello europeo e soprattutto mondiale. Il dato più evidente è rappresentato dalla totale assenza di nucleare, mentre negli altri paesi tale tecnologia copre circa un terzo del fabbisogno, con una punta superiore al 75% in Francia. Anche il carbone è scarsamente utilizzato raggiungendo un peso intorno al 15%. Le tecnologie rinnovabili si stanno diffondendo a ritmi soddisfacenti ma, non esistendo margini per aumentare la produzione idroelettrica, che è la più diffusa nel paese, il loro peso resta sostanzialmente stabile. Per incrementare in tempi relativamente rapidi la capacità produttiva si è puntato sul gas ma con una crescente esposizione del sistema all'andamento dei prezzi mondiali del petrolio a cui i contratti di fornitura di gas sono solitamente indicizzati.

Il crescente ricorso ai combustibili fossili e gas ha riflessi in termini di sicurezza degli approvvigionamenti, vista la forte incidenza delle importazioni di fonti energetiche rispetto al consumo lordo, tendenza che sembra destinata a rafforzarsi ulteriormente in futuro. Il fenomeno, che caratterizza anche altri paesi europei, è particolarmente evidente per l'Italia, che ha un grado di dipendenza⁶, pari nel 2005 all'86,8%, maggiore della media dei paesi UE-15, che nello stesso anno è stata del 58,4%. Un ulteriore fattore di vulnerabilità è il fatto che le importazioni tendono a essere concentrate in pochi paesi, in alcune aree geografiche caratterizzate da una relativa instabilità. Nel caso del gas, nel 2006, il 56% del fabbisogno è stato coperto da Algeria e Russia, mentre per il petrolio, sebbene vi sia una maggiore diversificazione dei fornitori, vi è anche una maggiore esposizione a fattori geopolitici. Nel 2006, secondo i dati dell'Unione Petrolifera, circa il 19% del fabbisogno è stato soddisfatto da Iran e Iraq, il 13,3% da Arabia Saudita, Kuwait e Siria, il 38,1% da paesi africani, con un peso rilevante della Libia e in misura minore della Nigeria e un ulteriore 8,9% da due ex repubbliche sovietiche (Kazakhstan e Azerbaijan). Seppure in diminuzione, restano altresì consistenti le importazioni dalla Russia, pari al 16%.

Con riferimento alla sostenibilità ambientale, il peso delle fonti rinnovabili, ad eccezione dell'idroelettrico e del geotermico, resta inferiore alla media europea, anche se cominciano a registrarsi, dopo il rafforzamento dei meccanismi di incentivazione, risultati apprezzabili per le tecnologie eolica e fotovoltaica. In termini di efficienza energetica sono state adottate numerose misure, molte delle quali stanno già avendo apprezzabili ricadute positive; tra queste si evidenziano gli incentivi collegati al meccanismo dei certificati bianchi e quelli per la riqualificazione energetica degli edifici, l'installazione di motori industriali ad alta efficienza e la produzione di biocarburanti.

⁶ L'indicatore è calcolato rapportando le importazioni nette di fonti primarie di energia al consumo interno lordo, con dati Eurostat.

2.1 Il bilancio energetico nazionale

Il consumo interno lordo di fonti energetiche primarie nel 2005, in base ai dati del bilancio energetico nazionale del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), è stato pari a 197,8 Mtep. Il petrolio è risultato, come di consueto, il combustibile più utilizzato, avendo raggiunto una quota del 43,1%, seguito a breve distanza dal gas naturale (36%), che negli ultimi anni sta assumendo rilevanza sempre maggiore. Il peso delle fonti rinnovabili si mantiene a livelli piuttosto contenuti (intorno al 6,8%), mentre il saldo netto in importazione di energia elettrica contribuisce per il 5,5%.

Per quanto riguarda la provenienza delle fonti utilizzate, quelle prodotte in Italia si sono attestate a soli 29,4 Mtep, che rappresentano un modesto 14,9% del totale. Quanto ai consumi di energia, l'incidenza della componente per la produzione di energia elettrica, che assorbe risorse per 69,1 Mtep, è stata pari al 34,9%, mentre a livello settoriale i consumi di industria, trasporti e civili sono stati piuttosto simili, oscillando tra 41 e 47 Mtep circa (Tab. 6).

Tab. 6		Bilancio energetico di sintesi del 2005 (Mtep)				
Disponibilità e impieghi	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,6	10,0	6,1	12,7		29,4
Importazione	16,6	60,6	108,3	0,8	11,1	197,4
Esportazione	0,2	0,3	28,9	0,0	0,2	29,6
Variazione scorte	0,0	-0,9	0,3	0,0		-0,6
Consumo interno lordo	17,0	71,2	85,2	13,5	10,9	197,8
Peso (in %)	8,6	36,0	43,1	6,8	5,5	
Consumi e perdite del settore energetico	-0,5	-0,8	-6,6	-0,1	-43,2	-51,2
Trasformazioni in energia elettrica	-11,9	-25,3	-9,4	-11,6	58,2	0,0
Totale impieghi finali	4,6	45,1	69,2	1,8	25,9	146,6
Industria	4,4	17,0	7,5	0,3	11,9	41,1
Trasporti		0,4	42,6	0,2	0,8	44,0
Usi Civili	0,0	26,5	6,6	1,3	12,7	47,1
Agricoltura		0,2	2,6	0,1	0,5	3,4
Usi non energetici	0,2	1,0	6,5	0,0		7,7
Bunkeraggi			3,4			3,4

Fonte: MSE - Bilancio Energetico Nazionale 2005

Relativamente all'anno 2006, sono disponibili le stime dell'Associazione Italiana Economisti dell'Energia (AIEE), secondo le quali, per la prima volta dopo molti anni, i consumi si sono, seppur in maniera leggera, ridotti passando da 197,8 a 197,1 Mtep. Tale fenomeno, avvenuto in presenza di una congiuntura economica positiva (il PIL è cresciuto nello stesso periodo dell'1,9%), può essere attribuito solo in parte a un miglioramento dell'efficienza energetica (sia in campo industriale che residenziale), mentre un ruolo decisivo sembra essere stato giocato da fattori climatici, quali un inverno particolarmente mite, che ha consentito forti risparmi nei consumi per riscaldamento.

Tale deduzione sembra essere confermata dal fatto che, contrariamente a tutte le previsioni degli esperti, l'utilizzo di gas è rimasto sostanzialmente stabile a circa 71 Mtep⁷. Degna di nota è la riduzione nell'utilizzo di prodotti petroliferi per circa 1 Mtep, mentre si conferma un moderato incremento delle fonti rinnovabili (+3,8%). Infine, si sono contratte in misura pari al 9% le importazioni nette di energia elettrica (Tab. 7).

Tab. 7 Fabbisogno di energia primaria. Anno 2005 e stima 2006 (Mtep)			
	2005	2006	variazione % 2006-2005
Combustibili solidi	17,0	17,8	4,7%
Gas naturale	71,2	71,2	0,0%
Importazioni nette di energia elettrica	10,8	9,8	-9,0%
Prodotti petroliferi	85,2	84,2	-1,2%
Fonti rinnovabili	13,5	14,0	3,8%
TOTALE	197,8	197,1	-0,3%

Fonte: elaborazioni Osservatorio Energia AIEE su dati MSE.

Stando alle previsioni del MSE, che si spingono fino al 2020, il fabbisogno energetico dovrebbe crescere ad un ritmo annuale dell'1,38% a fronte del 1,2% circa registrato nel periodo 1991-2006. I consumi primari nel 2020 dovrebbero attestarsi intorno a 243,6 Mtep (+46,1 Mtep rispetto al dato del 2006). Si stima una crescita consistente dell'apporto fornito dal gas naturale (98,2 Mtep nel 2020, a fronte degli attuali 71,2) e dalle rinnovabili (24,1 Mtep nel 2020 contro i 14 del 2006). Diversamente per i prodotti petroliferi si prevede una riduzione fino al 2010, visto il minor utilizzo per produrre elettricità, seguita da una moderata risalita che è trainata dal loro impiego nel settore dei trasporti.

2.2 L'intensità energetica ed elettrica

L'economia italiana, dopo alcuni anni di stagnazione, nel 2006 ha ripreso a crescere: il PIL è aumentato dell'1,9%, ma i consumi energetici presentano una leggera riduzione. L'intensità energetica primaria⁸, che era risultata quasi sempre in crescita durante il decennio in corso, ha pertanto invertito la tendenza, portandosi da circa 188 a 183,9 tep/MIn^{€1995}⁹, livello inferiore a quello registrato nel 2003.

In termini d'intensità finale, per la quale non sono disponibili dati relativi al 2006, si osservano tendenze analoghe e si nota un aumento del suo rapporto rispetto a quella primaria (Tab. 8).

⁷ Il fenomeno brevemente descritto sembra poter aver avuto una portata anche maggiore, visto che in base ai dati preliminari del MSE relativi al 2006, i consumi si sarebbero addirittura ridotti, passando da 86,3 a 84,5 milioni m³.

⁸ L'indicatore misura la quantità di energia impiegata per realizzare un'unità di reddito; a livello nazionale può essere calcolato dividendo il consumo interno lordo di fonti per il PIL e si definisce in tal caso intensità primaria. Se si utilizzano invece i dati relativi agli impieghi finali si usa la definizione di intensità finale; in tal caso quindi non si tiene conto dell'energia consumata nella trasformazione in fonti secondarie (principalmente elettricità), oltre che delle perdite di trasporto e distribuzione.

⁹ Il PIL viene stimato a prezzi costanti, prendendo come base il 1995. MIn sta per milioni e Mld per miliardi.

Tab. 8		Intensità energetica del PIL. Anni 2002-2006					
	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005 (in %)	
Consumo interno lordo di fonti primarie (Mtep)	188,1	194,4	196,5	197,8	197,1	-0,4	
Impieghi finali (Mtep)	136,3	142,3	145,1	146,6	nd	nd	
Prodotto interno lordo (Mld €₁₉₉₅)	1.037	1.040	1.052	1.052	1.072	1,9	
Intensità energetica primaria (tep/Mln €₁₉₉₅)	181,4	186,9	186,8	188,0	183,9	-2,2	
Intensità energetica finale (tep/Mln €₁₉₉₅)	131,4	136,8	137,9	139,4	nd	nd	
Intensità energetica finale/primaria (in %)	72,5	73,2	73,8	74,1	nd		

Fonte: Stime GME su dati ISTAT, MSE e AIEE.

L'intensità elettrica, invece, risulta in costante aumento, segno che il tasso di crescita del fabbisogno di energia elettrica, intorno al 2% annuo, è superiore a quello del PIL. Tale fenomeno è stato particolarmente evidente nel corso del 2005, quando, a fronte di una sostanziale stabilità del PIL, la richiesta di elettricità è salita di 5 TWh portando l'intensità elettrica da 309,3 a 314,1 MWh/Mln€₁₉₉₅. La dinamica è risultata più contenuta nel 2006, visto che l'indicatore è aumentato solo dello 0,3% (Tab. 9).

Tab. 9		Intensità elettrica del PIL. Anni 2002-2006					
	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005 (in %)	
Richiesta di energia elettrica (TWh)	310,7	320,7	325,4	330,4	337,8	2,2	
Prodotto interno lordo (Mld €₁₉₉₅)	1.037	1.040	1.052	1.052	1.072	1,9	
Intensità elettrica (MWh/Mln €₁₉₉₅)	299,6	308,4	309,3	314,1	315,1	0,3	

Fonte: Stime GME su dati ISTAT, MSE e Terna.

Gli scenari futuri, sviluppati dall'MSE, prevedono, a livello di intensità energetica primaria, una leggera riduzione rispetto agli attuali livelli, dovuta al fatto che si ipotizza, su un orizzonte temporale di circa quindici anni, un tasso di crescita annuo del PIL pari all'1,68%, contro l'1,38% stimato per il fabbisogno di fonti energetiche.

Al contrario, per il settore elettrico si stima che il tasso di crescita del fabbisogno aumenti in media del 2,3% annuo fino al 2020; la domanda dovrebbe quindi salire dai 337 TWh del 2006 ai 464 TWh nel 2020. Di riflesso, rispetto all'attuale valore di 315 MWh/Mln€₁₉₉₅, l'intensità elettrica dovrebbe crescere nel prossimo decennio per arrivare a stabilizzarsi intorno quota 330-340 MWh/Mln€₁₉₉₅. Analoghe sono le stime di Terna, che per il periodo 2006-2016 sviluppa due diversi scenari:

- lo scenario di sviluppo ha come ipotesi di base un tasso medio annuo di crescita della domanda di elettricità del 2,2%, contro l'1% del PIL, con un aumento tendenziale dell'intensità elettrica dell'1,2%. Questa dovrebbe pertanto crescere dagli attuali 315 MWh/Mln€₁₉₉₅, a 335 nel 2011 e 356 nel 2016;
- lo scenario più prudentiale (definito di saturazione) ipotizza un tasso di crescita della domanda di energia pari all'1,5% annuo, per cui tenendo ferma al 1% annuo la stima sul PIL, l'intensità elettrica dovrebbe aumentare a un tasso medio annuo dello 0,5%, passando dagli attuali 314 MWh/Mln€₁₉₉₅ a 323 nel 2011 e 330 nel 2016.

2.3 Le infrastrutture energetiche: situazione attuale e prospettive future

Lo sviluppo di un sistema d'infrastrutture efficiente rappresenta una delle condizioni necessarie per sostenere lo sviluppo economico di un paese. Ciò è particolarmente vero nel settore energetico, trattandosi di un elemento in grado di contribuire in maniera decisiva al raggiungimento di una serie di obiettivi quali: l'efficiente allocazione della produzione di energia, la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti (sia in termini di fonti che fornitori) e l'aumento del grado di concorrenza tra produttori.

Nel settore elettrico particolare rilevanza assume la rete di trasmissione che in Italia, anche a causa della particolare struttura geografica del paese, presenta alcune strozzature che rendono complessa la tenuta in sicurezza del sistema¹⁰. Inoltre, la capacità d'interconnessione con l'estero sembra essere sottodimensionata, visto che il paese è importatore netto di grandi quantitativi di energia e continua ad avere prezzi più elevati rispetto a quelli dei principali mercati europei.

Dal 2002 si è assistito ad una tendenza positiva per gli investimenti, che in quattro anni sono quasi raddoppiati, passando da 164 a 318,5 milioni di €. L'unica eccezione si è avuta nel 2005, in concomitanza con la riunificazione di gestione e proprietà della rete elettrica. In termini di linee di trasporto, che rappresentano oggettivamente un punto di vulnerabilità del sistema, lo sforzo maggiore è stato compiuto nel 2004 (154,1 milioni di €), anno in cui è partita la borsa elettrica. Più di recente invece è stata posta maggiore attenzione alle stazioni di trasmissione (Tab. 10).

Tab. 10	Investimenti di Terna (milioni di €), Anni 2002-2006					
	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005 (in %)
Linee di trasporto	62,1	106,1	154,1	121,3	120,1	-1,0
Stazioni di trasmissione	95,8	127,2	110,9	121,7	148,8	22,3
Altro	6,1	7,5	12,8	16,4	49,6	202,4
TOTALE	164,0	240,8	277,8	259,4	318,5	22,8

Fonte: Bilanci Terna

Fra i principali investimenti di sviluppo della rete realizzati nel 2006 si segnalano: il completamento della linea Laino-Ferroletto-Rizziconi, l'elettrodotto Turbigio-Rho, la realizzazione del collegamento Sardegna-Corsica e l'avvio dell'attività per il collegamento sottomarino SAPEI tra la Sardegna e la penisola (Latina).

Per quanto concerne le prospettive future, nel gennaio 2006 Terna ha presentato un ambizioso piano strategico che prevede investimenti per 1,6 miliardi di € nel quinquennio 2006-2010, ed altri 1,65 miliardi di € fino al 2015. I dati salienti del piano sono:

- nuove linee di trasporto per 3.300 km, che rappresentano circa il 15% della lunghezza totale delle linee con un voltaggio uguale o superiore a 220 KV e più dell'8% della lunghezza complessiva della rete elettrica nazionale;
- 60 nuove stazioni di trasformazione che rappresentano circa il 20% di quelle complessivamente possedute da Terna;
- incremento di 17.500 MVA della capacità di trasformazione.

¹⁰ Tale aspetto, per rendere il meccanismo di formazione dei prezzi più rappresentativo, ha portato all'adozione di un modello di mercato all'ingrosso dell'elettricità con una struttura zonale.

Da ultimo, il 31 gennaio 2007 è stato presentato un nuovo piano strategico che per il periodo 2007-2011 prevede un impegno ancora maggiore rispetto a quello già rilevante dell'anno precedente. In un quinquennio gli investimenti previsti salgono a 2,1 miliardi di € e nel lungo termine (fino al 2016) la cifra arriva a 2,8 miliardi di €. I tratti salienti del piano sono:

- 75 nuovi progetti, tra cui due linee di interconnessione con i Balcani;
- 72 nuove stazioni di trasformazione (nel precedente piano erano 60);
- 4.570 Km di nuove linee di trasporto (contro i 3.300 del piano precedente).

Infine, vi è molto interesse, soprattutto da parte dei privati, a sviluppare la capacità d'importazione, cosa che consentirebbe di sviluppare gli scambi *cross-border* e diminuire i costi di approvvigionamento di elettricità. Negli ultimi anni si stima siano state fatte alle autorità competenti 42 richieste per costruire *Merchant Line*, per una potenza complessiva di circa 14.000 MVA, che richiederebbe investimenti quantificabili in più di 3,2 miliardi di €.

In considerazione del peso crescente del gas naturale nella produzione di energia elettrica e della elevata dipendenza dall'estero (superiore al 90% dei consumi), assume rilevanza strategica lo sviluppo della rete del gas. Nel 2006 il Paese ha importato circa 77,4 miliardi di m³ di gas¹¹ attraverso i seguenti punti di ingresso (in parentesi il volume di importazioni in miliardi di m³, il peso percentuale sul totale e la tipologia di impianto):

- Mazara del Vallo (24,457 - 31,6% - gasdotto);
- Tarvisio (22,923 - 29,6% - gasdotto);
- Passo Gries (17,663 - 22,8% - gasdotto);
- Gela (7,692 - 10,0% - gasdotto);
- Panigaglia (3,189 - 4,1% - rigassificatore);
- Altri (1,475 - 1,9% - gasdotti).

Dai dati emerge la carenza di rigassificatori: ne esiste soltanto uno, tramite cui passa appena il 4,1% delle importazioni mentre il resto passa dai gasdotti. Nel 2006 il contenimento dei consumi, dovuto essenzialmente a fattori climatici, ha evitato l'insorgere di criticità negli approvvigionamenti, ma in base alle proiezioni del MSE per far fronte alla crescente domanda nei prossimi anni sarà necessario un consistente potenziamento della capacità di importazione. Per soddisfare tali esigenze è in corso un vasto programma di investimenti che punta sia ad ampliare le infrastrutture esistenti, sia a costruirne di nuove (soprattutto rigassificatori). In particolare:

- potenziamento gasdotti TAG (Austria) e TTPC (Tunisia) con incremento complessivo di capacità pari a 13 miliardi di m³;
- 2 nuovi gasdotti in studio di fattibilità per un incremento di capacità stimato in circa 20 miliardi di m³;
- 3 terminali GNL autorizzati con capacità complessiva di circa 19,5 miliardi di m³;
- 8 gasdotti per cui è stata richiesta l'autorizzazione con capacità complessiva prevista di 76 miliardi di m³;
- conferimento di nuove concessioni per impianti di stoccaggio e potenziamento degli esistenti per circa 8-9 miliardi di m³.

Gli obiettivi strategici sono quelli di assicurare un margine adeguato di sovracapacità d'importazione (circa il 20%) e di aggiungere una capacità di circa 30 miliardi di m³ annui entro il 2009 e altri 10-15 miliardi di m³ annui entro il 2011.

La gestione e la proprietà di gran parte della rete nazionale sono della Snam Rete Gas, che dal 2002 ha messo in atto un consistente piano d'investimenti per svilupparla e aumentarne l'efficienza. In quattro anni, infatti, si è passati da 385 a 675 milioni di € con un *trend* di crescita che si è arrestato solo nel 2006 (-1,5%).

¹¹ Si tratta dei dati di preconsuntivo stimati dal MSE.

Tab. 11		Investimenti di Snam Rete Gas (milioni di €). Anni 2002-2006					
	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005 (in %)	
Sviluppo rete di trasporto nazionale	180	264	332	398	321	-19,3	
Sviluppo rete di trasporto regionale	86	94	85	103	144	39,8	
Terminale GNL di Panigaglia	4	3	0	0	0	ns	
Mantenimento e altro	115	144	157	184	210	14,1	
TOTALE	385	505	574	685	675	-1,5	

Fonte: Bilanci Snam Rete Gas

Rispetto all'anno termico 2003-2004, quando il grado di saturazione della rete era giunto fino al 93,76%, l'aumento di capacità disponibile nel biennio successivo è stato molto sostenuto, raggiungendo rispettivamente il 6,49 e il 10,93%, incrementi ampiamente superiori al tasso di crescita della capacità assegnata. In tal modo il grado di saturazione della rete è sceso di oltre il 4%; anche per l'anno termico in corso (2006-2007), nonostante la contrazione nel livello degli investimenti, si è riusciti ad ottenere un ulteriore miglioramento, nell'ordine dell'1,6% (Tab. 12).

Tab. 12		Snam Rete Gas - Capacità di trasporto giornaliera e grado di saturazione (milioni di m³)			
Anno Termico	Capacità disponibile	Capacità assegnata	Grado di Saturazione (in %)	Incremento annuo capacità disponibile (in %)	
2002-2003	243,50	222,6	91,42%		
2003-2004	244,90	229,63	93,76%	0,57%	
2004-2005	260,80	243,64	93,42%	6,49%	
2005-2006	289,30	258,77	89,45%	10,93%	
2006-2007	297,50	261,31	87,84%	2,83%	

Fonte: Bilanci Snam Rete Gas

Nel quadriennio 2007-2010 per rispondere al previsto aumento di domanda di gas, trainato dai consumi del settore termoelettrico, il piano strategico di Snam Rete Gas punta a realizzare investimenti per lo sviluppo del sistema di trasporto nella misura di 4,2 miliardi di € con un aumento di capacità pari a circa il 20%. Tra le nuove opere si segnala il potenziamento del terminale GNL di Panigaglia, la cui capacità di rigassificazione dovrebbe essere portata da 3,5 a 8 miliardi di m³.

2.4 Il parco produttivo elettrico

In base ai dati provvisori del bilancio elettrico stilato da Terna, nel 2006 a fronte di una crescita del fabbisogno di energia elettrica nell'ordine del 2,2%, la produzione nazionale lorda è salita del 3,7%. Nel contempo si assiste ad una riduzione delle importazioni nette, passate da 49,2 a 44,7 TWh (Tab. 13). Si tratta di risultati che, come si vedrà in seguito, confermano gli sforzi fatti negli ultimi anni a livello di sistema per rimodernare il parco centrali ed incrementare la capacità produttiva, con ricadute senz'altro apprezzabili dal punto di vista della sicurezza del sistema e della possibilità di offrire ai consumatori un servizio qualitativamente apprezzabile.

Tab. 13	Bilancio dell'energia elettrica in Italia (GWh) Anni 2005 (dati definitivi) e 2006 (dati provvisori)			
		2005	2006	2006/2005 (in %)
	Produzione idroelettrica	42.929	43.022	0,2
	Produzione termica convenzionale	253.072	263.252	4,0
	Produzione geotermica	5.324	5.527	3,8
	Produzione eolica	2.347	3.215	37,0
	Produzione lorda	303.672	315.016	3,7
	Consumo servizi ausiliari	13.064	13.290	1,7
	Produzione netta	290.608	301.726	3,8
	Importazioni	50.264	46.323	-7,8
	Esportazioni	1.109	1.605	44,7
	Saldo estero	49.155	44.718	-9,0
	Consumo pompaggi	9.319	8.648	-7,2
	Richiesta di energia elettrica	330.444	337.796	2,2

Fonte: Terna

Sul fronte delle fonti rinnovabili, nonostante l'aumento di produzione in termini assoluti, nel 2006 il peso è rimasto intorno al 16,5%. L'apporto della fonte tradizionalmente più consistente, quella idroelettrica, è stato sostanzialmente stabile a circa 36,6 TWh e presenta scarse potenzialità, viste anche le condizioni climatiche che sembrano prevalere nel prossimo futuro. L'eolico attraversa una fase di grossa espansione (+37%) anche se la produzione, pari a circa 3,2 TWh, risulta ancora largamente inferiore a quella dei paesi europei all'avanguardia in tale settore, quali la Germania e la Spagna, in cui già nel 2005 si era arrivati rispettivamente a quota 26,5 e 20,3 TWh. Un tasso annuo di crescita a doppia cifra (12,9%) caratterizza anche il solare, grazie agli incentivi per il fotovoltaico, ma il peso di tale fonte a livello di sistema rimane estremamente ridotto (Tab. 14).

Tab. 14	Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (TWh) Anni 2002-2005 (dati definitivi) e 2006 (dati provvisori)						
	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005 (in %)	
	Idrica	39,5	36,7	42,8	36,1	36,6	1,4
	Eolica	1,4	1,5	1,8	2,3	3,2	37,0
	Solare (incluso fotovoltaico)	0,019	0,023	0,027	0,031	0,035	12,9
	Geotermica	4,7	5,3	5,4	5,3	5,5	3,8
	Biomasse e rifiuti	3,4	4,5	5,6	6,2	6,7	8,1
	TOTALE	49,0	48,0	55,6	50,0	52,0	4,1
	Produzione lorda di energia elettrica	279,0	293,9	303,3	303,7	315,0	3,7
	Peso rinnovabili su produzione lorda (in %)	17,6	16,3	18,3	16,5	16,5	0,1

Fonte: GSE.

In analogia a quanto visto per le altre infrastrutture energetiche, anche nel caso degli impianti di generazione sono stati fatti consistenti sforzi per adeguare il parco centrali alle esigenze del Paese. Alcuni dati relativi ai primi anni del decennio in corso evidenziano le difficoltà di garantire al sistema standard accettabili di sicurezza:

- a fine 2001 l'età media degli impianti di generazione italiani era di ben 24 anni (mediana 19), a fronte dei 12 (mediana 11) che si registravano in Olanda e dei 14 (mediana 8), che caratterizzavano il Regno Unito¹²;
- l'obsolescenza del parco produttivo italiano trovava parziale conferma nel fatto che nel 2002 a fronte di una potenza installata netta di circa 76,6 GW, quella mediamente disponibile al picco arrivava solo a 48,9 GW¹³. In particolare, un certo numero d'impianti (costruiti negli anni cinquanta) risultavano molto datati e quindi non più utilizzabili, o non più convenienti da un punto di vista economico.
- Nell'estate del 2003 il margine di riserva¹⁴ alla punta fu solo del 2,2%, che alla luce del consistente apporto delle importazioni, mostra il sottodimensionamento del parco di generazione italiano rispetto alle esigenze¹⁵.

Da quegli anni la situazione è migliorata: la potenza efficiente netta è cresciuta al ritmo di oltre 4 GW annui, raggiungendo nel 2006 quota 89,8 GW (Tab. 15).

Tab. 15	Potenza efficiente di generazione (GW). Anni 2004-2006		
Potenza netta degli impianti	2004	2005	2006
Idroelettrici	20,7	21,0	21,0
Termoelettrici tradizionali	59,0	62,2	66,2
Geotermoelettrici	0,6	0,7	0,7
Eolici e fotovoltaici	1,1	1,6	1,9
Totale	81,4	85,5	89,8

Fonte: Terna. I dati relativi al 2006 sono provvisori.

Anche la potenza disponibile al picco ha seguito un andamento analogo, consentendo nel 2005 al sistema di far registrare, per la prima volta dopo molti anni, un *surplus* al picco di circa 1,3 GW. Tale margine, secondo stime preliminari, è divenuto ancor più rassicurante nel 2006, arrivando a superare i 4 GW. Ciò implica che teoricamente il sistema Italia sarebbe autosufficiente, ossia in grado di far fronte da solo (senza il contributo delle importazioni) alla domanda di punta.

Tab. 16	Potenza disponibile alla punta (GW). Anni 2004-2005 e stima 2006		
	2004	2005	2006
Potenza disponibile alla punta	52,8	56,3	59,9
Domanda alla punta	53,6	55,0	55,6
Surplus/deficit di potenza	-0,8	1,3	4,3

Fonte: Terna e stima GME per potenza disponibile alla punta relativa al 2006.

L'incremento di potenza disponibile ha contribuito in maniera decisiva a riportare i margini di riserva su livelli rassicuranti. In base ai dati di Terna, rispetto al picco di consumi, che nel 2005 si è registrato il 20 dicembre (55.015 MW), la capacità disponibile era di 60.226 MW. Ne deriva che la disponibilità di una riserva era pari a 5.211 MW, ossia il 9,5% del fabbisogno.

¹² Fonte dati: IEA.

¹³ Fonte dati: GRTN.

¹⁴ Con tale termine si intende il quantitativo di potenza aggiuntiva disponibile, rispetto a quella richiesta sulla rete elettrica, per mantenere in sicurezza il sistema.

¹⁵ Fonte dati: GRTN.

Nel 2006 quest'ultimo indicatore si è portato all'11,7%, nonostante che il picco di consumi, avvenuto il 27 giugno, sia stato di circa 600 MW superiore a quello dell'anno precedente, raggiungendo 55.619 MW. Ne risulta che in quel momento la potenza disponibile era pari a 62.148 MW.

Un ruolo di primo piano nel ciclo virtuoso appena descritto è stato svolto dall'entrata in funzione della borsa elettrica. Il sistema delle offerte sul mercato, costituisce, infatti, un fattore essenziale di trasparenza e diffusione delle informazioni. Esso fornisce agli operatori quei segnali di prezzo indispensabili a ottimizzare le scelte e le strategie di investimento, in termini sia dimensionali, sia di allocazione degli impianti, mostrando, data la configurazione zonale del mercato, le aree in cui esistono le maggiori carenze e *deficit* produttivi.

2.5 L'evoluzione del quadro regolatorio

L'evoluzione del sistema energetico nei termini in precedenza descritti non sarebbe stata possibile in assenza di un adeguato quadro normativo. Le misure adottate dai soggetti istituzionali preposti sono state sviluppate coerentemente con i principi che hanno guidato il processo di liberalizzazione del settore energetico e, con esso, l'avvio del mercato elettrico italiano. Esse, infatti, mirano a garantire un maggiore grado di sicurezza, concorrenzialità, efficienza, economicità, nonché di trasparenza a quanti, direttamente o indirettamente, siano fruitori di energia elettrica.

In tale contesto normativo, le cui fondamenta sono rinvenibili nel Decreto Legislativo n. 79/99 (Decreto Bersani), gli interventi adottati a livello secondario, sia attraverso i decreti ministeriali, sia mediante le deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) hanno gradualmente contribuito a ridurre significativamente quella inefficienza strutturale caratterizzante la precedente configurazione di mercato di tipo monopolistico. Dopo una fase iniziale orientata ad assicurare l'apertura verso una soluzione di mercato di tipo concorrenziale, sono state introdotte misure normative volte ad affinare il nuovo regime di mercato.

In questo contesto il GME ha potuto adottare misure di gestione e specifiche soluzioni organizzative in grado di assicurare agli operatori del settore elettrico strumenti di crescente flessibilità operativa, nonché una sensibile riduzione dei costi di partecipazione ai mercati e indirettamente dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

A quest'ultimo riguardo, con il Decreto del 23 novembre 2006, il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato la nuova struttura dei corrispettivi variabili per la partecipazione al mercato elettrico, predisposta dal GME. Mentre la precedente struttura era basata sull'applicazione di un unico livello di corrispettivi indipendentemente dalla quantità negoziata, la nuova struttura è decrescente rispetto all'aumentare dei volumi di energia elettrica negoziati da ciascun operatore, in corrispondenza del superamento di determinate soglie, con una franchigia in esenzione. Questo assetto tariffario consente risparmi per i principali operatori di mercato, nonché per gli operatori di piccole e medie dimensioni.

La diminuzione dei costi connessi alle attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica, è stata perseguita anche mediante misure volte alla razionalizzazione e contenimento dei costi del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti finali. In tal senso, la Delibera n. 165/06 dell'AEEG, del 27 luglio 2006, recante *"modifiche urgenti alla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 e alla deliberazione 24 marzo 2005, n. 50/05 e direttive alla società Terna S.p.A. al fine di contenere i costi del servizio di dispacciamento per i clienti finali"* ha reso possibile al GME dal 1° agosto del 2006, la modifica delle modalità di applicazione dei corrispettivi relativi alle negoziazioni concluse sul Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).

In particolare, i corrispettivi variabili relativi ai MWh negoziati non sono più applicati a ogni singola offerta accettata sul MSD *ex ante* e sul MSD *ex post*, bensì sulla quantità netta accettata, in ciascun periodo rilevante e con riferimento a ogni punto di offerta, in esito alle due sessioni del MSD *ex ante* e del MSD *ex post*.

Nell'ottica di migliorare il grado di flessibilità operativa, di ridurre gli oneri amministrativi connessi all'utilizzo di differenti piattaforme, e di contenere i rischi legati alla probabilità di errori nella programmazione si colloca la Delibera n. 111/06 adottata dall'AEEG in data 13 giugno 2006, che disciplina le "condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico ai sensi degli articoli 3 e 5 del Decreto Legislativo 16 marzo, n. 79". Tale provvedimento riforma le condizioni del dispacciamento di merito economico e introduce per gli operatori del settore miglioramenti nell'attività di registrazione dei contratti conclusi al di fuori dei mercati (contratti bilaterali).

La Delibera n.111/06 s'inserisce in un più ampio disegno normativo finalizzato, come evidenziato dall'AEEG, a favorire lo sviluppo di mercati per la negoziazione di prodotti a termine e l'adozione di meccanismi di coordinamento tra i sistemi di garanzia previsti per i sistemi di registrazione degli acquisti e delle vendite sulla Piattaforma Conti Energia e nell'ambito del sistema delle offerte sul mercato organizzato.

In materia di efficienza energetica, l'insieme di provvedimenti dell'AEEG, in attuazione dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico del 20 luglio 2004, ha consentito al GME di avviare in data 7 marzo 2006 il nuovo Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica. Con questa iniziativa il GME prende parte attiva nel processo di promozione del risparmio energetico negli usi finali, attraverso un sistema all'avanguardia nel panorama internazionale.

A questo si è aggiunto il 2 aprile 2007 il nuovo mercato delle Unità di Emissione di gas a effetto serra, dando attuazione a quanto previsto dalle direttive comunitarie per il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto per il contenimento delle emissioni di CO₂.

BOX 1**Organizzazione del settore e l'Acquirente Unico**

Il settore elettrico è disciplinato dalle direttive del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) che sono attuate attraverso l'attività di regolamentazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Funzioni operative rilevanti sono state affidate ad un gruppo di S.p.A. a capitale interamente pubblico, appositamente create e controllate dal Ministero dell'Economia e Finanze (MEF). Si tratta del Gestore del Sistema Elettrico (GSE), che detiene una partecipazione totalitaria nel Gestore del Mercato Elettrico (GME) e nell'Acquirente Unico (AU). Le competenze di tali soggetti sono di seguito indicate:

- *il GSE dal novembre 2005, quando ha ceduto a Terna il ramo d'azienda relativo alla gestione della rete di trasmissione, concentra la propria attività nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili (ad es. il meccanismo CIP 6, i Certificati Verdi e il sistema dei conti energia per il fotovoltaico);*
- *il GME cura l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico e quello diretto ad assicurare un'adeguata disponibilità della riserva di potenza, ossia il mercato per il servizio di dispacciamento. Il GME organizza e gestisce anche le sedi di contrattazione di alcuni titoli ambientali (Certificati Verdi, Certificati Bianchi, Unità di Emissione), oltre alla nuova piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali a termine, denominata Piattaforma dei Conti Energia (PCE);*

- l'AU svolge una funzione di tutela per i clienti di dimensioni minori (i cosiddetti clienti "vincolati"), stipulando e gestendo per loro conto i contratti di fornitura di energia elettrica alle migliori condizioni economiche possibili e in condizioni di continuità, sicurezza, efficienza del servizio e parità di trattamento.

Il ruolo dell'AU assume rilevanza alla luce del fatto che il processo di liberalizzazione del mercato elettrico vista l'asimmetria nelle strutture della domanda e dell'offerta, è avvenuto dal lato della domanda, in maniera molto più graduale, al fine di tutelare le esigenze dei consumatori, che spesso si trovano in una condizione di minore potere contrattuale rispetto ai produttori. Al mercato libero, cui possono accedere quei clienti finali che presentano consumi elettrici elevati (clienti "idonei"), è stato così affiancato un mercato vincolato, a cui accedono quelli che presentano consumi modesti. Il requisito di idoneità per una categoria di clienti rappresenta una facoltà e non un obbligo a servirsi del mercato libero. Nel corso del tempo, tale qualifica è stata estesa e dal 1° luglio 2007 sarà attribuita a tutti i consumatori, incluse le utenze domestiche. In tal modo le dimensioni del mercato vincolato sono destinate a ridursi progressivamente e per la prima volta nel 2006 in termini di consumi netti, in base ai dati preliminari di Terna, sono state inferiori a quelle del mercato libero (147 contro 147,5 TWh).

Il passaggio al mercato libero avviene comunque in maniera graduale, visto che la domanda di energia presenta una resistenza al cambiamento del fornitore tanto più forte quanto più bassi sono i consumi. Il fenomeno è confermato da alcuni dati dell'AU (in base ad una rilevazione sulle prime 18 reti distributive), che mostrano come su un totale di 7 milioni di clienti idonei, dal 1° luglio 2004 ad agosto del 2006, solo il 6,5% circa (459.000) è passato al mercato libero.

Anche dopo la completa apertura del mercato, quindi, l'AU potrebbe continuare a essere chiamato a tutelare tutti coloro, che non sentendosi pronti ad affrontare i rischi e la complessità del mercato libero, decideranno di mantenere il contratto di fornitura con il distributore cui sono attualmente allacciati.

Le attività dell'AU possono essere distinte in due categorie: l'approvvigionamento dell'energia elettrica e la cessione della stessa ai distributori per la fornitura ai clienti finali. Sotto il primo profilo vengono utilizzate diverse modalità:

- acquisti sulla borsa elettrica per almeno il 75% del fabbisogno complessivo, in gran parte coperti contro il rischio di prezzo attraverso contratti differenziali stipulati con gli operatori attraverso aste appositamente organizzate;
- contratto differenziale a due vie con il GSE, relativo alle bande di energia CIP 6 assegnate annualmente all'AU per decreto ministeriale;
- importazione tramite contratti annuali stipulati con procedure concorsuali sulla base della capacità di trasporto assegnata e contratti pluriennali ceduti da Enel S.p.A., che li aveva stipulati prima del 1997;
- nel portafoglio dell'AU rientrano anche i quantitativi di energia prodotta da fonti rinnovabili e ritirati ai sensi della delibera AEEG 34/05 (commi 4.1, 4.2 e 4.3b).

Nel corso del 2006 il fabbisogno del mercato vincolato (il dato include le perdite che solitamente incidono in misura superiore al 6%) è stato pari (dato provvisorio) a circa 154,3 TWh, in diminuzione di 11,5 TWh rispetto all'anno precedente, quando si era attestato a 165,8 TWh. Ciò a conferma che l'incidenza del mercato vincolato, pur rimanendo rilevante, va riducendosi nel tempo (Tabella).

Tabella	Portafoglio approvvigionamenti AU (TWh) Anni 2005 (dati definitivi) e 2006 (dati provvisori)	
Tipologia di approvvigionamento	2005	2006
<i>Contratti bilaterali fisici</i>		
<i>import annuale</i>	4,1	3
<i>import pluriennale</i>	14,4	11,1
<i>import delibera 85/04 AEE</i>	3	0
<i>energia delibera AEEG 34/05</i>	4,7	8,1
Totale bilaterali fisici (a)	26,2	22,2
<i>Acquisti sul Mercato del Giorno Prima (MGP)</i>		
<i>coperti da contratti differenziali con operatori</i>	113,8	96,9
<i>coperti da contratto differenziale con GSE (CIP 6)</i>	20,3	18,3
<i>senza copertura</i>	5,1	17
Totale MGP (b)	139,2	132,2
Sbilanciamento (c)	0,4	-0,1
Totale energia contrattualizzata (a)+(b)+(c)	165,8	154,3

Fonte: AU

Con riferimento all'attività di vendita, l'AU cede l'energia elettrica alle circa 150 (escluse le reti isolate) imprese distributrici riconosciute. Tra queste, l'85% dell'energia elettrica viene ceduta all'azienda leader Enel Distribuzione; il restante 15% è ripartito tra le 28 principali imprese di riferimento (tra cui AceaElectrabel, AEM Milano, AEM Torino distribuzione, ASM Brescia, AGCM Verona) e le 121 imprese minori (imprese sottese). Il prezzo di cessione viene stabilito in modo da consentire all'AU l'intero recupero delle spese di acquisto, oltre ai costi connessi al servizio del dispacciamento e a quelli di funzionamento dello stesso AU.

BOX 2**Le tariffe elettriche e il PUN**

Il regime tariffario adottato dal regolatore e attualmente in vigore per gli acquirenti di energia elettrica prevede, per la clientela domestica, una tariffa di riferimento (tariffa D1) che copre i costi del servizio ed è articolata in un corrispettivo fisso per punto di prelievo, un corrispettivo di potenza, espresso in centesimi di euro per kW impegnato per anno e un corrispettivo di energia espresso in centesimi di euro per kWh consumato, indifferenziato per qualunque livello di consumo del cliente.

L'AEEG, al fine di minimizzare l'impatto dei cambiamenti introdotti con l'inizio del processo di liberalizzazione del settore, ha previsto un periodo transitorio, che dura tuttora, durante il quale le tariffe effettivamente applicate ai clienti domestici sono diverse e vengono denominate D2 e D3. Esse ripropongono l'articolazione delle tre componenti della tariffa D1, ma mantengono, nel caso della tariffa D2, una differenziazione del corrispettivo di energia per scaglioni di consumo.

In particolare, la tariffa D2 si applica ai contratti stipulati dai clienti domestici per l'abitazione di residenza anagrafica nei quali siano previsti impegni di potenza non superiori a 3 kW. La tariffa D3 si applica invece ai restanti contratti per utenze domestiche in bassa tensione. Tale regime tariffario contiene ampi elementi di tutela, che vengono riconosciuti indistintamente (cioè senza essere legati ad un effettivo stato di bisogno) a tutti i contratti di fornitura che presentino bassi livelli di consumo. Per tali utenti è, infatti, previsto un trattamento agevolato sia sulle quote fisse della tariffa, sia sulla componente variabile, entro una determinata soglia di consumo (la spesa del cliente D2 risulta inferiore a quella che si avrebbe dall'applicazione della tariffa D1 fino a circa 250 kWh/mese, e la differenza è particolarmente sensibile per consumi entro i 150 kWh/mese).

Le tariffe accennate risultano complesse, in quanto si articolano in molte componenti che vengono aggiornate in parte su base annuale e in parte su base trimestrale. In primo luogo vi sono le componenti che comprendono oneri di misura e di commercializzazione legati al trasporto e alla vendita di energia, costi di distribuzione in bassa tensione e oneri relativi alla trasmissione e alla distribuzione in alta e media tensione.

La componente CCA relativa alla tariffa di riferimento D1, espressa in €/cent/kWh, è collegata alla copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, mentre l'analoga componente per le tariffe D2 e D3 è denominata CAD. Alcune componenti sono dirette a coprire gli oneri generali di sistema, che sono definiti come costi sostenuti per eseguire interventi sul sistema elettrico giudicati dal Governo di interesse generale e sono posti a carico dei clienti finali in proporzione ai loro consumi (componenti A). In particolare, sono destinati a:

- *copertura dei costi sostenuti per smantellare le centrali nucleari e chiudere il ciclo del combustibile (A2);*
- *promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili (A3);*
- *finanziare regimi tariffari speciali a favore di particolari utenti o categorie (A4);*
- *finanziare attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico (A5);*
- *coprire i cosiddetti stranded cost, ossia investimenti per la produzione di energia elettrica eseguiti nel periodo di prezzi amministrati e non recuperabili in regime di libero mercato (A6).*

Esistono, infine, alcune componenti definite UC che servono a coprire gli squilibri derivanti da vari sistemi di perequazione dei costi adottati (es. acquisto, trasporto e differenza tra perdite effettive e standard della rete) ed una componente MCT per finanziare misure di compensazione territoriale (Tabella).

Componente	Unità di misura	Tariffa		
		D1	D2	D3
Costi di commercializzazione e misura	cent€/punto di prelievo/anno	3.237,37	240,00	2.988,00
Costi di distribuzione in bassa tensione	cent€/KW/anno	1.386,24	732,00	1.548,00
Costi di trasmissione e distribuzione in media e alta tensione	cent€/KWh	1,33		4,11
	- fino a 900 kWh/anno		-	
	- oltre 900 fino a 1.800 kWh/anno		1,90	
	- oltre 1.800 fino a 2.640 kWh/anno		4,11	
	- oltre 2.640 fino a 3.540 kWh/anno		11,08	
	- oltre 3.540 fino a 4.440 kWh/anno		9,21	
Costi di acquisto e vendita di energia (CCA per la tariffa D1 e CAD per le tariffe D2 e D3)	cent€/KWh	8,49		9,63
	- fino a 900 kWh/anno		7,15	
	- oltre 900 fino a 1.800 kWh/anno		7,19	
	- oltre 1.800 fino a 2.640 kWh/anno		9,63	
	- oltre 2.640 fino a 4.440 kWh/anno		11,49	
Oneri di sistema (componenti A)	cent€/KWh	1,59	1,59	1,59
Altre componenti variabili	cent€/KWh	0,20	0,20	0,20

Fonte: AEEG

Per le utenze in media ed alta tensione la struttura tariffaria è simile a quella appena delineata, anche se i costi risultano proporzionalmente più contenuti (almeno rispetto agli utenti domestici al di fuori delle fasce di consumo più basse, ovvero al di sotto di 1.800 KWh/anno).

La tariffa monoraria è applicata a tutti gli utenti che non sono dotati di misuratore; pertanto, i costi variabili sono imputati in maniera indipendente dal momento della giornata in cui i consumi vengono eseguiti. Esiste anche una tariffa multioraria che si articola su più fasce. Ogni anno l'AEEG stabilisce per queste utenze le fasce, in base ai livelli di richiesta di energia e quindi di carico della rete. Per l'anno 2007 esse sono tre. Per ciascuna fascia sono calcolati i valori della componente CCA che serve a coprire i costi d'acquisto dell'energia nella stessa fascia oraria. Tale assetto dovrebbe costituire un incentivo per i consumatori a spostare parte dei consumi (almeno quelli differibili) verso gli orari non di picco o i fine settimana, con tangibili benefici, a parità di condizioni, in termini di contrazione dei costi e di aumento dei livelli di sicurezza dell'intero sistema.

Le componenti legate ai costi di generazione coprono oltre i due terzi dell'ammontare della tariffa media nazionale al netto delle imposte. La loro quantificazione economica si basa sull'evoluzione dei prezzi del mercato ed è affidata all'AEEG, che la aggiorna ogni trimestre in base ai costi sostenuti dall'AU ai fini dell'approvvigionamento di energia elettrica per il mercato vincolato. Almeno il 75% del portafoglio dell'AU è costituito da acquisti effettuati in borsa, anche se gran parte di questi sono coperti mediante la sottoscrizione di contratti differenziali ed è valorizzato in base al PUN (Prezzo Unico Nazionale) che viene applicato a tutti i clienti finali ed è calcolato per ogni ora come la media dei prezzi di vendita zonal, ponderata per le quantità acquistate in ciascuna zona in cui è suddiviso il mercato italiano.

Il PUN rappresenta una componente importante della struttura dei costi di approvvigionamento dell'AU e, quindi, del prezzo a cui tale energia viene ceduta ai distributori per fornirla ai clienti del mercato vincolato. Da ciò consegue che, a differenza di quanto avveniva in regime di prezzi amministrati, esiste un collegamento diretto tra l'andamento dei prezzi che si formano sul mercato ed i costi sopportati dai consumatori, che sono divenuti maggiormente rappresentativi delle condizioni effettive in termini di livelli di concorrenza ed efficienza che caratterizzano il settore elettrico.

3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

Il 31 marzo 2007 si è completato il terzo anno di operatività del GME e ciò consente di tracciare un primo bilancio del funzionamento del mercato elettrico in Italia e dei suoi effetti sul sistema elettrico nazionale. Tre sono gli aspetti principali oggetto di interesse:

1. l'evoluzione della partecipazione al mercato, intesa come numerosità degli operatori, liquidità, elasticità della domanda, utilizzo del mercato;
2. l'evoluzione della struttura del settore, intesa come potenza installata, margini di riserva, *mix* produttivo, concentrazione dell'offerta;
3. la struttura dei prezzi, in termini di livelli, volatilità, differenziali zionali e per gruppi di ore, *trend* di crescita e differenziali rispetto alle altre borse estere.

Sotto il primo profilo, la borsa gestita dal GME è oggi un mercato con una partecipazione di operatori più ampia che nel 2004 e con una liquidità che, pur restando ampiamente legata a fattori regolatori, appare stabile nella quota libera e attrae crescenti volumi dall'estero. Nei tre anni in esame la partecipazione al mercato è cresciuta sia per numero di iscritti al mercato (passati da 73 a 103), sia per numero di soggetti attivi (passati da 19 a 80). La liquidità, dopo il balzo dal 29% del 2004 al 63% del 2005 per effetto della confluenza in borsa delle vendite CIP6 e degli acquisti dell'Acquirente Unico (AU), si è stabilizzata nel 2006 al 59%, in lieve calo proprio per la riduzione della produzione CIP6. Essa mostra segni di ripresa nel primo trimestre del 2007. La quota di domanda attiva, cioè quella che specifica un prezzo massimo di acquisto, è cresciuta dallo 0,7% del 2005 al 2,5% del 2006, per effetto degli acquisti esteri destinati alle esportazioni. A tal proposito merita attenzione la rapidità e l'intensità con cui, a inizio del 2006, numerosi *trader* hanno spostato dai bilaterali alla borsa elettrica le proprie transazioni sull'estero, per poter cogliere le opportunità di arbitraggio fattesi più volatili.

Sotto il secondo profilo, la borsa ha certamente contribuito, attraverso i suoi segnali di prezzo, a un miglioramento della struttura del settore, significativo per dimensione e rapidità. In particolare, si evidenzia il rilevante aumento della potenza efficiente netta installata, pari a 11.500 MW (+15% rispetto alla fine del 2003). Come conseguenza di ciò si è registrata una crescita del peso della produzione a gas sulla produzione nazionale al 49,5% del 2006, ma anche un aumento dell'autosufficienza energetica della macrozona Sud, il cui rapporto tra vendite e acquisti è cresciuto in tre anni da 81,7% a 87,2%.

Sotto il profilo della struttura del mercato si è determinata una significativa riduzione del potere di mercato degli operatori principali, che pure resta un fattore critico. Con poche eccezioni, l'indice HHI si è ridotto tra il 6% e il 38% a seconda delle zone, le quote di mercato dell'operatore dominante sono scese di 5-16 punti percentuali e le quote di energia vendute in assenza di concorrenza si sono ridotte di 11-16 punti percentuali. Resta, tuttavia, molto elevato il potere di determinazione del prezzo da parte dell'operatore dominante, con valori mediamente prossimi al 90%.

I prezzi all'ingrosso, tradizionalmente più alti in Italia che all'estero a causa della minor efficienza del parco produttivo, nei tre anni di operatività hanno registrato una crescita del 45%, passando da 51,66 €/MWh a 74,75 €/MWh, con aumenti concentrati soprattutto nel 2006 (+28%). Tale crescita è in larga parte imputabile a fattori esogeni quali l'aumento delle quotazioni del petrolio (cresciute nello stesso triennio del 67% tenuto conto della rivalutazione dell'euro) e l'entrata in operatività del sistema ETS (*Emission Trading Scheme*), che ha comportato un impatto sui costi di produzione variabile stimabile tra i 5-6 €/MWh per un nuovo impianto a ciclo combinato e i 14 €/MWh per un impianto tradizionale a olio combustibile.

A conferma di ciò, il differenziale tra il prezzo medio annuale osservato in Italia e quello delle altre borse europee tra il 2004 e il 2006 è cresciuto di solo 1 €/MWh, attestandosi a 24,3 €/MWh, mentre nello stesso periodo il rapporto tra tale differenziale e il livello medio dei prezzi europei si è quasi dimezzato passando dall'82% al 48%.

Più che per i prezzi alti o crescenti, che sono riconducibili a fattori esogeni che la borsa non può che recepire, il mercato italiano si caratterizza per prezzi meno instabili rispetto a quelli quotati nel resto d'Europa. La volatilità risulta inferiore, i picchi di prezzo più rari e moderati, ma soprattutto le reazioni alle variazioni di prezzo dei combustibili sono molto ritardate e gradualistiche. Questo fenomeno ha determinato il diverso *trend* dei prezzi italiani rispetto ai prezzi esteri, con i primi che sono cresciuti del 14% nel 2005 e del 28% nel 2006 contro il 70% della media UE nel 2005 e il 5% nel 2006. Tale differenza è alla base degli inediti acquisti dall'estero sulla borsa italiana in alcuni mesi del 2006. Si registrano anche differenziali di prezzo tra zone inferiori a 7 €/MWh, in netto calo rispetto al 2004, sebbene in lieve ripresa rispetto al 2005.

3.1 La partecipazione al mercato e il grado di liquidità

Il 2006 ha registrato una partecipazione al mercato in aumento rispetto al 2005 in termini di numerosità di operatori e in lieve calo in termini di volumi scambiati in borsa. La principale novità è stata rappresentata dal convergere in borsa di quantità crescenti scambiate sulle zone estere, in risposta all'accresciuta volatilità del differenziale di prezzo con le borse estere.

Operatori e fatturato

Il numero di operatori iscritti al mercato, pari a 73 nel 2004 e a 91 nel 2005, è stato di 103 nel 2006. Anche il numero di operatori attivi, ovvero quelli che hanno presentato almeno un'offerta, è cresciuto: il mercato privilegiato è risultato ancora il Mercato del Giorno Prima (MGP), con 80 operatori attivi, rispetto ai 34 del Mercato di Aggiustamento (MA), ai 48 della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB) e ai 18 del Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). In particolare su MGP sono risultati più numerosi gli operatori attivi lato domanda (68) rispetto a quelli attivi dal lato offerta (54) (*Tab. 17*).

Il valore complessivo delle vendite ha raggiunto 16 miliardi di €, in crescita del 18% rispetto al 2005. In particolare, il valore delle vendite su MGP ha raggiunto i 15,866 miliardi di € (+22%), mentre il valore delle vendite su MA ha raggiunto 0,2 miliardi di €. Il valore mensile delle vendite più basso si è avuto a maggio (0,8 miliardi di €), il più alto a dicembre (1,36 miliardi di €).

Tab. 17	La partecipazione al mercato		
	2006	2005	2004
Operatori iscritti	103	91	73
MGP			
<i>Operatori con offerte</i>	80	69	23
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	54	42	23
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	68	61	5
MA			
<i>Operatori con offerte</i>	34	23	23
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	29	23	23
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	31	23	22
MSD			
<i>Operatori con offerte MSD ex-ante</i>	18	17	15
<i>Operatori con offerte MSD ex-post</i>	18	17	14
PAB			
<i>Operatori con offerte</i>	48	52	-

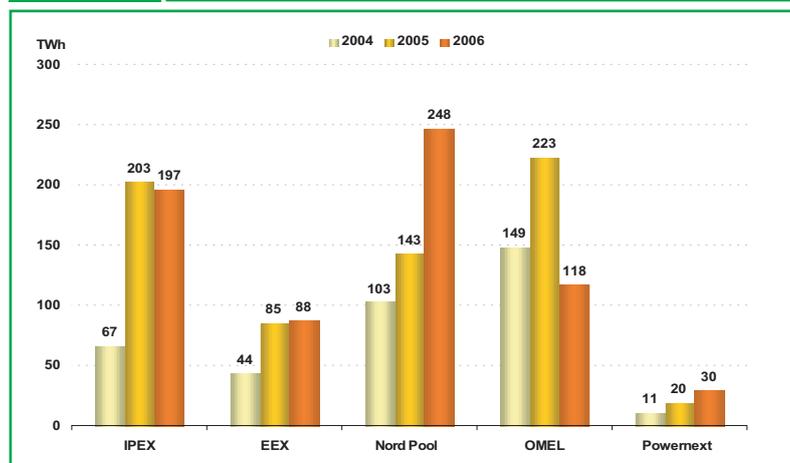
Volumi di borsa e liquidità

I volumi di energia complessivamente scambiati sui mercati dell'energia del GME (MGP, MA, PAB) sono ammontati a 348 TWh, in crescita dell'1,7% rispetto al 2005. Escludendo i contratti bilaterali nominati su MGP, i volumi effettivamente acquistati in borsa si sono ridotti del 3,5% rispetto al 2005, raggiungendo 215 TWh. La riduzione ha interessato tutti i mercati, dal MGP i cui volumi sono scesi a 196,5 TWh (-3,2%), al MA e alla PAB, i cui volumi hanno raggiunto rispettivamente i 9,9 TWh (-4,8%) e gli 8,4 TWh (-9,3%). Unica eccezione i volumi scambiati su MSD *ex ante* ed MSD *ex post* che, sommando i volumi a salire (vendite) e quelli a scendere (acquisti), sono entrambi cresciuti del 7%, raggiungendo rispettivamente 26,4 TWh e 19,0 TWh (Tab. 18). Sulla base di questi dati la liquidità del MGP, intesa come rapporto tra scambi in borsa e scambi complessivi, è scesa dal 62,8% del 2005 al 59,6%. L'IPEX si conferma, tuttavia, come il secondo mercato più importante in Europa per volumi dopo Nord Pool, i cui scambi sono quasi raddoppiati in un anno raggiungendo i 247,7 TWh, e prima di OMEL (117,8 TWh) e delle altre borse (Fig. 5).

Tab. 18 I volumi scambiati (TWh)

Mercato	2004	2005	2006
Mercati energia	237,75	342,90	348,16
<i>di cui in borsa</i>	73,48	222,70	214,87
MGP	231,57	323,18	329,79
<i>di cui in borsa</i>	67,30	202,99	196,50
MA	6,17	10,45	9,94
PAB	-	9,26	8,43
Mercati dispacciamento	30,27	42,43	45,45
MSD a salire	8,20	11,59	12,17
MSD a scendere	8,13	13,07	14,27
MB a salire	8,32	9,82	11,00
MB a scendere	5,62	7,95	8,01

Fig. 5 I volumi scambiati sulle borse europee (TWh)

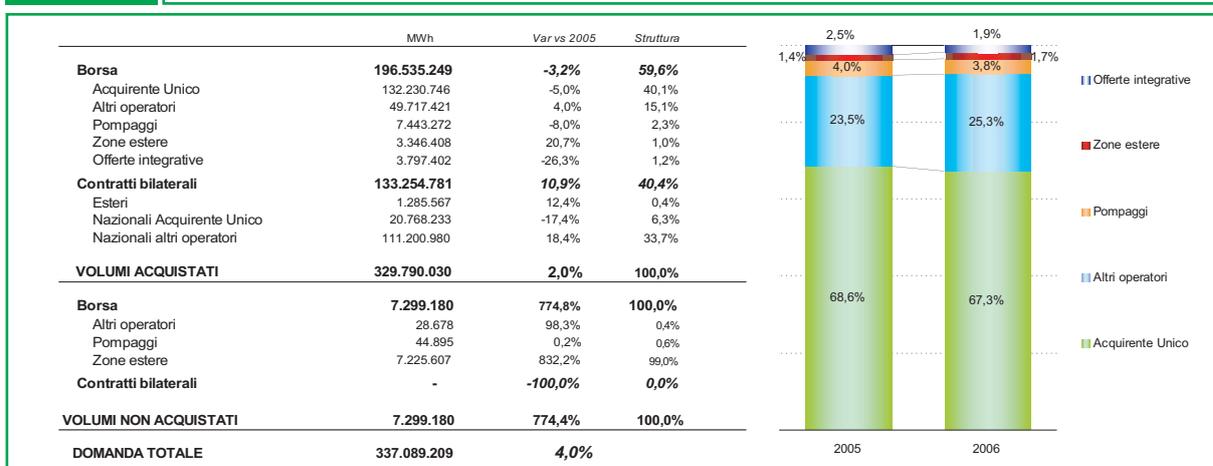
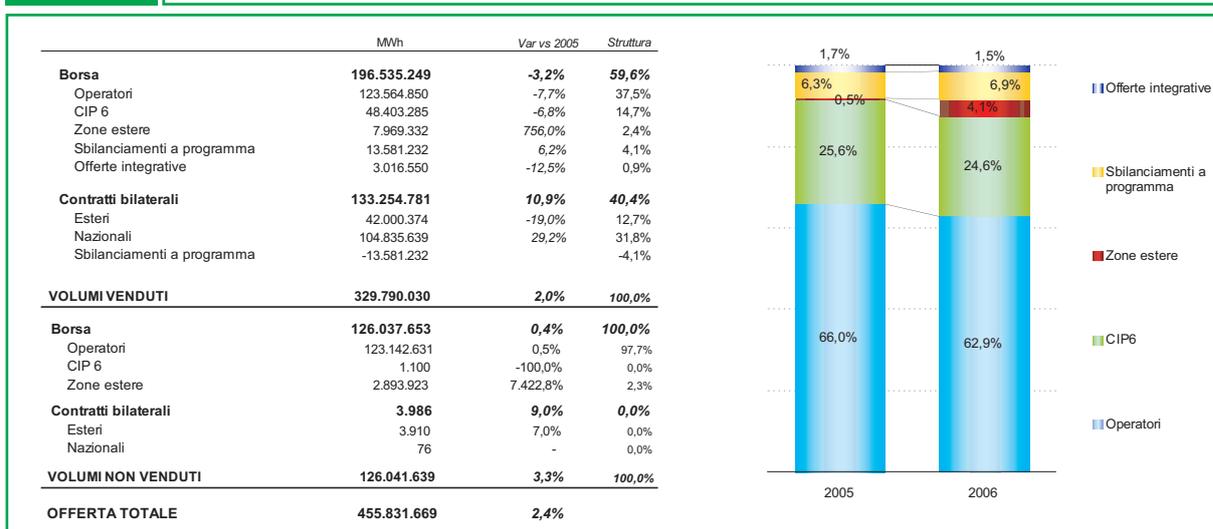


Com'è noto una buona parte della liquidità del MGP è determinata da vincoli regolatori. Ciò riguarda in particolare:

- le quantità acquistate in borsa in esecuzione dei contratti alle differenze sul CIP6, ammontati a 48 TWh (14,7%);
- le quantità comprate in borsa dall'AU, pari a 113 TWh (34,2%) al netto delle quantità oggetto di contratti alle differenze sul CIP6¹⁶;
- le quantità corrispondenti alle offerte integrative di Terna, che ammontano a circa 3,8 TWh (1,2%) (Tab. 19-20).

¹⁶ L'AU ha acquistato in borsa circa 132 TWh. Da questi vanno scorpati gli acquisti coperti da contratto alle differenze derivanti dalle assegnazioni CIP6, pari al 40% dei complessivi 48 TWh.

Depurate di tali voci, le quantità liberamente comprate in borsa da operatori diversi dall'AU sono risultate pari a circa 31 TWh, il che corrisponde a una liquidità del 9,5%, inclusiva degli acquisti in borsa sulle zone estere (1%) e degli acquisti soddisfatti mediante sbilanciamenti a programma (4,1%). Tale valore rappresenta una stima estremamente prudente della liquidità "non regolata" del MGP, in quanto non vi è motivo di escludere che l'AU acquisterebbe comunque in borsa almeno una quota del proprio fabbisogno a prescindere da vincoli regolatori, esattamente come avviene per altri operatori del mercato libero. Includendo l'intera liquidità rappresentata da AU tali valori qualificerebbero l'IPEX come la seconda borsa per volumi prima di OMEL, mentre se fossero esclusi l'IPEX, si collocherebbe come la quarta borsa dopo EEX e alla pari con Powernext.

Tab. 19 La composizione della domanda (TWh)

Tab. 20 La composizione dell'offerta (TWh)


Va osservato che la riduzione di 3 punti percentuali della liquidità media rispetto al 2005 è da attribuirsi principalmente alle componenti "regolate" della liquidità, vale a dire le vendite CIP6 (-3,5 TWh, pari all'1,4% in meno di liquidità) e gli acquisti dell'AU (-11 TWh, di cui 6,9 TWh in borsa, pari al 3% di liquidità in meno), mentre l'aumento degli scambi sulle zone estere di per sé ha accresciuto la liquidità di 2,1 punti percentuali (Tab. 21, Fig. 7). Nel primo trimestre del 2007 si è registrata peraltro un'inversione di tendenza, con la liquidità che ha raggiunto il 64,3% contro il 62,4% del primo trimestre 2006 (Tab. 22).

Tale ripresa è determinata sostanzialmente da due fattori: l'aumento medio di circa 1.000 MWh delle importazioni complessive, che si è concentrato principalmente in borsa aumentandone la liquidità di 2,9 punti percentuali, e lo spostamento di acquisti degli operatori dai bilaterali alla borsa, per cogliere la maggiore flessibilità in sede di gestione delle vendite offerta dalla borsa. Tali fattori sono stati sufficienti a compensare sia la riduzione degli acquisti in borsa dell'AU, sia quella degli acquisti esteri (Fig. 8).

Tab. 21 Liquidità annuale

	2006	2005	Min	Max
Totale	59,6%	62,8%	49,0%	74,3%
Lavorativo	58,7%	62,4%	49,0%	71,4%
<i>Picco</i>	59,2%	63,4%	53,4%	71,4%
<i>Fuori picco</i>	58,1%	61,1%	49,0%	70,3%
Festivo	61,8%	64,0%	50,7%	74,3%

Tab. 22 Liquidità nel primo trimestre 2007

	2007	2006	Min	Max
Totale	64,3%	62,4%	56,5%	73,8%
Lavorativo	63,4%	61,7%	56,5%	71,9%
<i>Picco</i>	63,8%	62,1%	59,7%	71,9%
<i>Fuori picco</i>	63,0%	61,1%	56,5%	71,9%
Festivo	67,1%	64,8%	59,3%	73,8%

Fig. 6 Liquidità media mensile

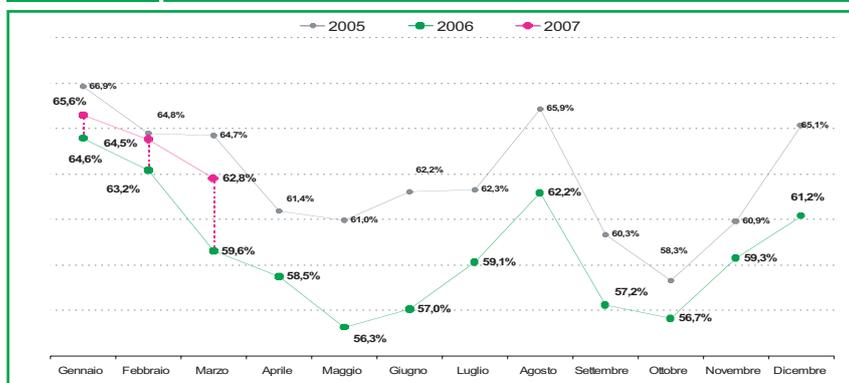


Fig. 7 Variazione della liquidità nel 2006

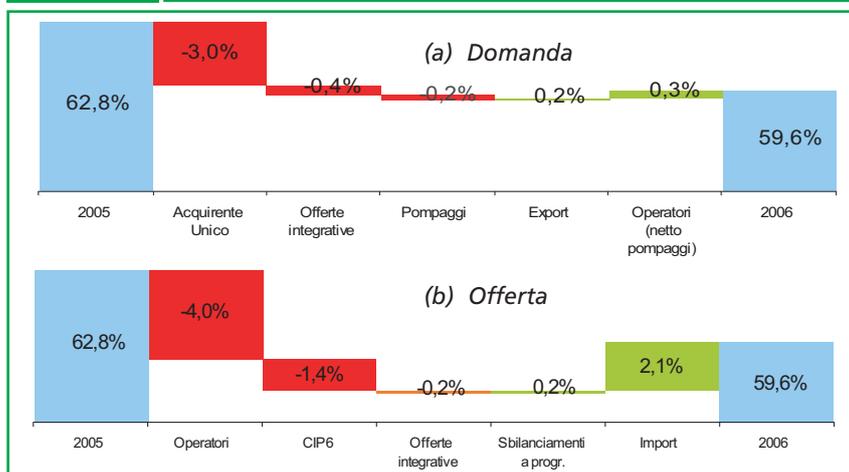
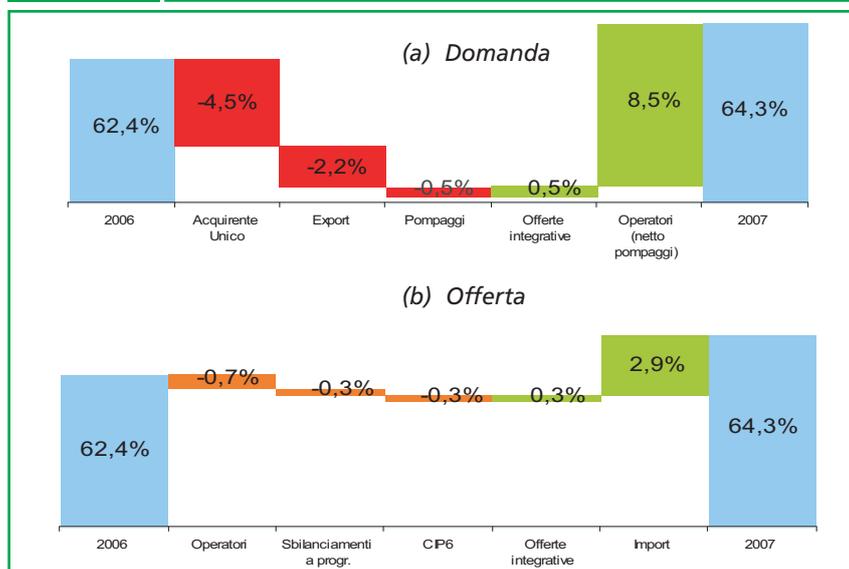


Fig. 8

Variazione della liquidità nel primo trimestre 2007



La borsa come strumento di flessibilità

L'evoluzione della liquidità nei 36 mesi analizzati conferma il ruolo della borsa quale strumento di flessibilità utilizzato dagli operatori sia per gestire la modulazione della propria offerta nazionale, sia per ottimizzare la gestione dei propri contratti di fornitura con l'estero (Fig. 7). Sotto il primo profilo si osserva, infatti, che la liquidità è risultata maggiore nei periodi di domanda particolarmente elevata (gennaio, febbraio e dicembre), quando la borsa soddisfa la richiesta di volumi non coperti da contratti bilaterali *baseload*, e nei periodi di domanda particolarmente bassa (agosto e, in generale, nelle ore festive), quando i contratti bilaterali si riducono per evitare il rischio di determinare un prezzo nullo (Fig. 8 e Tab. 21).

Sotto il secondo profilo, la comparsa nel 2006 di condizioni di arbitraggio transfrontaliero più volatili rispetto al passato ha indotto un massiccio spostamento delle transazioni transfrontaliere dal mercato bilaterale al mercato di borsa, al fine di determinare le proprie scelte di *import* - *export* su base *spot* e cogliere al meglio le opportunità di scambio con l'estero, invece che predeterminare le proprie posizioni con largo anticipo mediante contratti bilaterali. In particolare, l'aumento delle esportazioni, cresciute da 4,7 TWh a 11,8 TWh (+153%), è stato sostanzialmente soddisfatto dalla borsa, la cui quota sulle esportazioni è cresciuta in un anno dal 76% (3,5 TWh) all'89% (10,6 TWh). Analogamente le importazioni, complessivamente ridotte da 52 a 49 TWh (-5,7%), hanno registrato un sensibile aumento della quota trattata in borsa dal 2% (0,9 TWh) al 21% (8,0 TWh).

3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

3.2.1 Il Prezzo Unico Nazionale di acquisto (PUN)

Il 2006 ha registrato un aumento sensibile dei prezzi e della loro volatilità. Tale fenomeno è in larga parte riconducibile a fattori esogeni comuni alle borse europee, quali la crescita del costo delle materie prime (petrolio e gas in particolare) e l'entrata in funzione dell' *Emission Trading Scheme* (ETS). Tuttavia, il ritardo temporale con cui gli operatori in Italia hanno incorporato il rialzo dei costi nelle proprie offerte ha determinato una dinamica di sviluppo dei prezzi di borsa differente da quella prevalente sulle altre piazze europee.

Livelli dei prezzi

Il prezzo medio di acquisto nel 2006 è stato pari a 74,75 €/MWh, in aumento di oltre 16 €/MWh rispetto al 2005 (+27,6%) e di oltre 23 €/MWh rispetto al 2004 (+44,9%). I prezzi nelle ore di picco hanno registrato l'incremento maggiore, pari a oltre 20 €/MWh (+23,8%), raggiungendo i 108,73 €/MWh, mentre quelli nelle ore fuori picco e in quelle festive, che fino al 2005 erano sostanzialmente allineati, hanno sperimentato incrementi differenti rispettivamente di 12 e 16 €/MWh (28,5% e 35,9%), attestandosi a 54,12 €/MWh e 60,25 €/MWh. Di conseguenza il differenziale di prezzo tra gruppi di ore, che nel 2004 era inferiore a 39 €/MWh e nel 2005 era prossimo ai 46 €/MWh, nel 2006 ha raggiunto quasi i 57 €/MWh (Tab. 23). L'evoluzione mensile dei prezzi ha, inoltre, confermato la spiccata stagionalità emersa negli anni precedenti: i valori più alti del PUN si sono registrati, infatti, nei mesi di febbraio, marzo, luglio e dicembre ovvero nei mesi caratterizzati da livelli maggiori della domanda. In particolare, si osserva che nei mesi di febbraio e marzo la riduzione delle importazioni nette dall'estero ha contribuito ad aumentare il PUN al di sopra degli incrementi di tutti gli altri mesi, con l'eccezione di luglio (Fig. 9 e 10). Complessivamente, nell'86% delle ore, gli aumenti sono stati inferiori ai 18 €/MWh, superando, invece, i 40 €/MWh per meno del 3% delle ore (Fig. 11).

Tab. 23 PUN medio annuale (€/MWh)

	2006	2005	Var. tendenziale '06/'05		2004	Var. tendenziale '05/'04	
Media	74,75	58,59	16,17	27,6%	51,66	6,93	13,4%
<i>Lavorativo</i>	81,43	64,98	16,45	25,3%	57,69	7,29	12,6%
<i>Picco</i>	108,73	87,80	20,92	23,8%	76,50	11,31	14,8%
<i>Fuori picco</i>	54,12	42,15	11,97	28,4%	38,88	3,27	8,4%
<i>Festivo</i>	60,25	44,33	15,91	35,9%	37,48	6,85	18,3%
Minimo	15,06	10,42			1,10		
Massimo	378,47	170,61			189,19		

Fig. 9 PUN medio mensile (€/MWh)

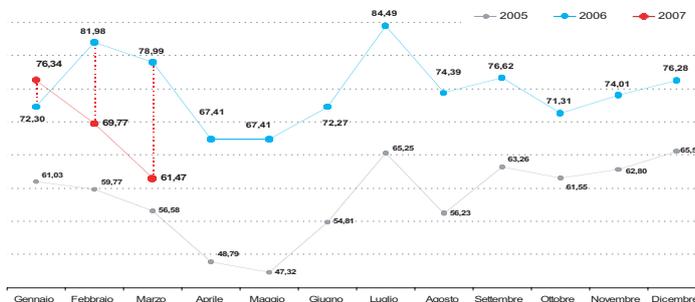
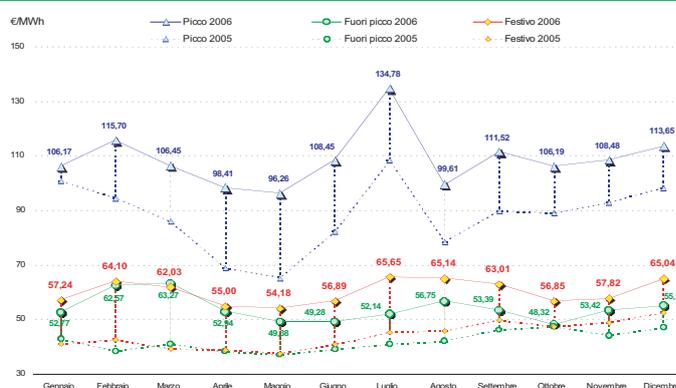
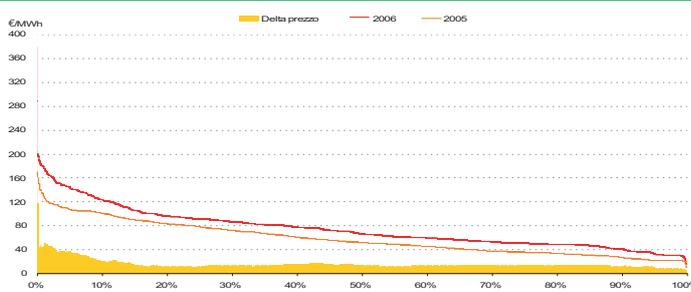


Fig. 10 PUN medio mensile per gruppi di ore (€/MWh)

Fig. 11 Curve di durata del PUN¹⁷

Volatilità dei prezzi

Alla crescita dei prezzi è corrisposto un aumento della volatilità in termini assoluti, con la deviazione standard (DS) che è cresciuta dai 27,4 €/MWh del 2004 ai circa 33,7 €/MWh del 2006 (+22%). Inoltre, come per i prezzi anche per la volatilità l'incremento ha interessato prevalentemente le ore di picco, la cui deviazione standard è cresciuta da 20,1 €/MWh a 31,1 €/MWh (+49%), e in misura inferiore le ore festive quando ha raggiunto i 16,9 €/MWh. In termini relativi la volatilità dei prezzi si è invece costantemente ridotta, con un coefficiente di variazione (CV) passato da 0,53 nel 2004 a 0,45 nel 2006.

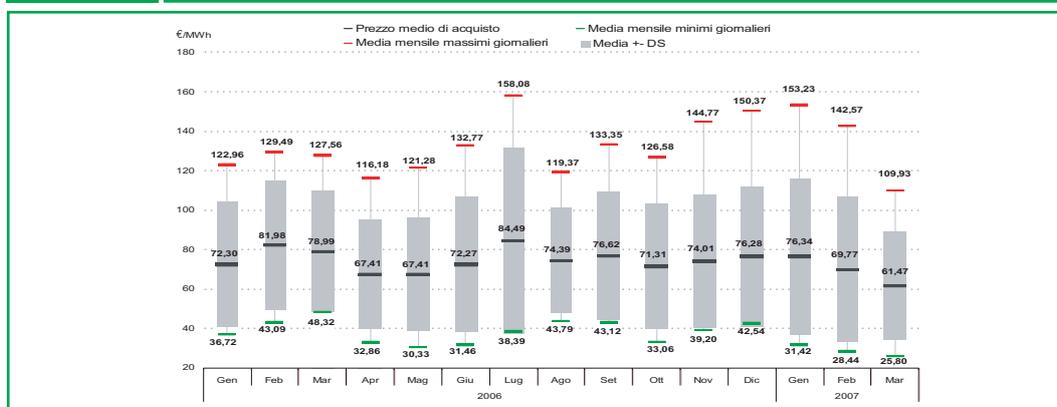
¹⁷ La curva di durata rappresenta la distribuzione dei valori ottenuta ordinando in senso decrescente la serie cronologica dei dati orari. Essa mostra per quale percentuale di ore (ascisse) la variabile ha assunto un valore superiore a quello riportato in ordinata.

Tab. 24 La volatilità del PUN

€/MWh	Deviazione Standard			Coeff. Variazione		
	2006	2005	2004	2006	2005	2004
Totale	33,68	27,67	27,39	0,45	0,47	0,53
Lavorativo	37,19	29,47	29,40	0,46	0,45	0,51
Picco	31,11	20,89	27,55	0,29	0,24	0,36
Fuori picco	17,55	16,07	16,18	0,32	0,38	0,42
Festivo	16,90	15,55	13,95	0,28	0,35	0,37

Anche la volatilità è risultata sensibilmente superiore nei mesi di alta domanda di luglio, novembre e dicembre rispetto agli altri mesi. Infine, la crescita della volatilità è stata particolarmente sensibile rispetto ai valori minimi e massimi dei prezzi. I minimi nel 2005 sono risultati mediamente stabili nell'intervallo 25-35 €/MWh, con un minimo assoluto di 10,42 €/MWh. Nel 2006 hanno mostrato valori mediamente inferiori a 31 €/MWh solo nei mesi di basse esportazioni (aprile-giugno), mentre per il resto sono stati superiori a 33 e spesso a 40 €/MWh. Analogamente i massimi, sempre inferiori a 170,61 €/MWh nel 2005, nel 2006 hanno raggiunto la quota record di 378,47 €/MWh, superando il massimo del 2005 per 129 ore. I valori mediamente più alti si sono concentrati nei mesi di picco di luglio, novembre e dicembre, quando hanno superato i 140 €/MWh, a fronte di valori mediamente inferiori ai 133 €/MWh in tutti gli altri mesi. E' tuttavia interessante rilevare che i maggiori picchi registrati in quelle 129 ore hanno incrementato il PUN medio annuo di soli 1,72 €/MWh (cioè per il 2,3% del prezzo annuo).

Fig. 12 La volatilità mensile del PUN



Determinanti dei prezzi

L'aumento dei prezzi medi nel 2006 è principalmente dovuto sia agli effetti dell'introduzione dell'ETS, il cui impatto sul costo di generazione può essere stimato tra i 5-6 €/MWh per un nuovo impianto a ciclo combinato e i 14 €/MWh per un impianto tradizionale a olio combustibile, sia soprattutto al forte incremento delle quotazioni delle materie prime che, al netto delle variazioni del tasso di cambio €/\$, sono aumentate del 18% rispetto al 2005 e del 67% rispetto al 2004. I dati, tuttavia, evidenziano come lo shock petrolifero sia stato recepito nei prezzi dell'elettricità in borsa con notevole ritardo: mentre il Brent ha registrato il maggior incremento tendenziale nel 2005 (+42%), mostrando successivi segni di riduzione fino a cumulare nel 2006 un più modesto +18%, il PUN ha mostrato una dinamica opposta registrando nel 2005 un +13%, contro il +28% del 2006.

Tab. 25 Prezzo del petrolio, prezzo della CO₂ e tasso di cambio (valori medi)

	€/€	Brent (US\$/bbl)	Brent (€/bbl)	Brent (var.tend.)	CO ₂ (€/t)	CO ₂ (€/MWh)
2004	1,24	38,36	30,89	nd	nd	nd
2005	1,24	54,41	43,94	42%	12,05	4,34
2006	1,26	64,91	51,68	18%	15,56	5,60

(*) l'impatto della CO₂ sul costo dell'energia è calcolato utilizzando il fattore di emissione di un ciclo combinato pari a 0,36

Fig. 13 Prezzo del petrolio, prezzo della CO₂ e tasso di cambio

L'analisi della curva degli incrementi tendenziali del PUN mostra con molta chiarezza un'inversione della dinamica di crescita dal mese di giugno 2006: mentre fin dall'aprile 2005 la dinamica tendenziale dei prezzi era risultata positiva e crescente, passando da +0,2% di aprile 2005 a +42% di maggio 2006, dal mese di giugno 2006¹⁸, gli incrementi tendenziali pur restando positivi sono risultati progressivamente inferiori fino a raggiungere il +16% a dicembre 2006 e a diventare negativi a febbraio 2007 (-15%) e a marzo 2007 (-22%). Questa dinamica non ha mostrato sensibili differenze nei diversi gruppi di ore, fatta eccezione per i mesi di febbraio e marzo, in cui la crescita delle esportazioni verso l'estero ha determinato un maggior incremento tendenziale sia dei prezzi delle ore fuori picco, che di quelli delle ore festive. L'effetto netto di quest'inversione di tendenza è che la variazione tendenziale del PUN, che nel primo trimestre 2006 era stata del +31% con un valore pari a 77,62 €/MWh, nel primo trimestre 2007 è stata di -11%, con una riduzione di 8,44 €/MWh che porta il PUN a 69,18 €/MWh. Questa dinamica di prezzi, molto differente da quella prevalente sulle altre borse europee, è alla base delle apparenti contraddizioni con gli andamenti dei prezzi internazionali, analizzati nel capitolo 3.2.3, nonché delle variazioni sui flussi di transito analizzate nel capitolo 3.2.5.

¹⁸ Fanno eccezione solo i mesi di giugno 2005 e gennaio 2006 che si confrontavano con mesi di prezzi particolarmente alti, tanto da essere oggetto di indagine da parte dell'AEEG e dell'AGCM.

Fig. 14 Variazioni tendenziali del PUN medio mensile

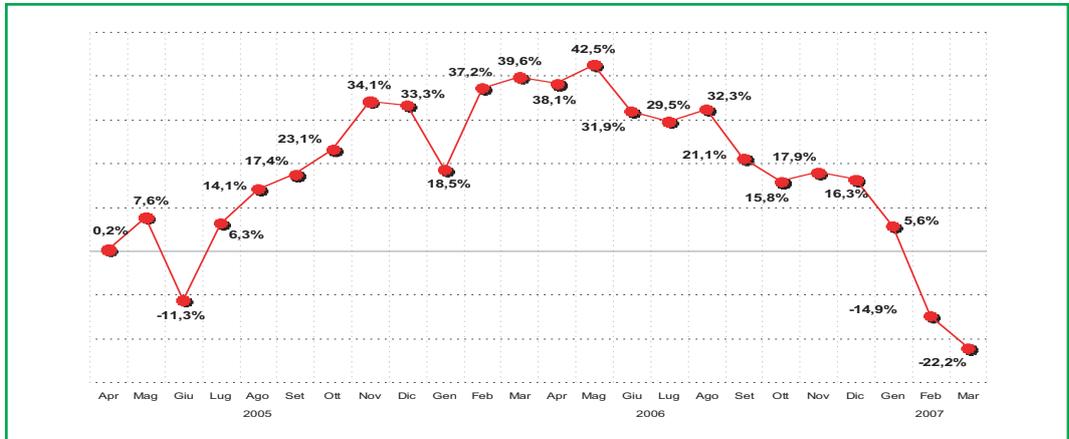
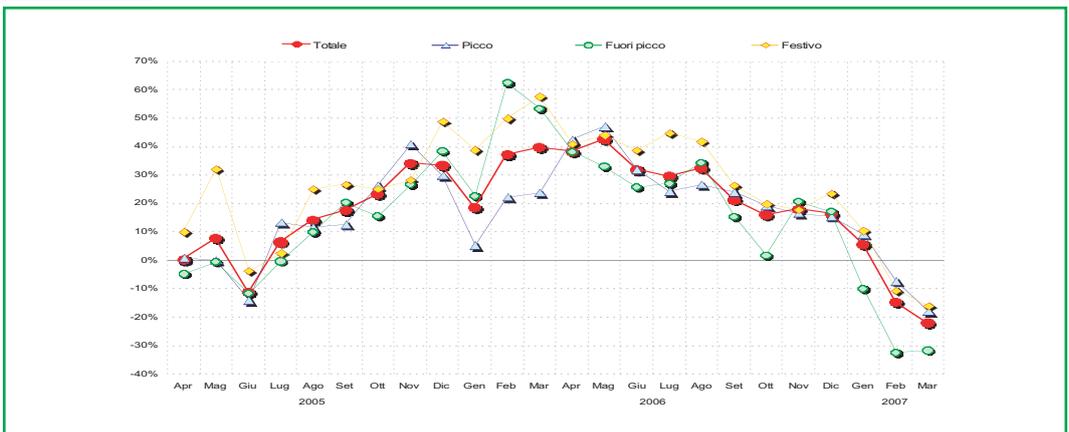


Fig. 15 Variazioni tendenziali del PUN per gruppi di ore



Correlazione prezzi – consumi

La differenza nei livelli dei prezzi per gruppi di ore evidenziata nella tabella 23 è riconducibile all’impatto della domanda, i cui cicli giornalieri (picco, fuori picco), settimanali (lavorativo, festivo) e mensili (estate, inverno, agosto) determinano i cicli dei prezzi. Volumi maggiori comportano, infatti, prezzi crescenti per la necessità di attivare impianti progressivamente più costosi. Ovviamente tale relazione non è lineare, perché non lo è la curva di offerta del sistema. Tutto ciò è evidente analizzando le serie medie orarie mensili del PUN, che mostrano anche per i prezzi la classica curva a due punte dei consumi, con picchi diversi da mese a mese e livelli medi diversi tra giorni lavorativi e giorni festivi.

Per contro, la diversa entità delle variazioni dei prezzi nei diversi gruppi di ore risente del fatto che nelle ore fuori picco l’eccesso di offerta e la bassa concentrazione del mercato spingono i prezzi verso i costi marginali, mentre nelle ore di picco il maggior potere di mercato e la necessità degli operatori di recuperare i propri costi fissi determinano un margine più rilevante tra prezzi e costi. Tutto ciò fa sì che a un rapporto tra acquisti di picco e acquisti fuori picco pari a 129% corrisponda un rapporto tra prezzi di picco e prezzi fuori picco pari a 213%.

Se tuttavia la correlazione prezzi-domanda è sufficiente a spiegare in termini generali la dinamica oraria, settimanale e mensile dei prezzi, non può certamente spiegarne i livelli e i comportamenti puntuali. Le strategie di offerta degli operatori in termini di recupero dei costi fissi e di esercizio del potere di mercato possono, infatti, comportare in alcune circostanze variazioni di prezzo poco correlate con gli andamenti dei volumi. A ciò va sommato l'effetto del ritardo temporale con cui i prezzi inglobano le variazioni dei costi dei combustibili, che possono provocare variazioni dei prezzi in controtendenza rispetto ai volumi. Tutto ciò si riflette in un coefficiente di correlazione tra prezzi e volumi orari relativamente alto, se applicato ai dati settimanali (95%), ma che cala passando ai dati giornalieri (88%) fino a raggiungere un modesto 81% qualora si considerino i dati orari. Da rilevare che la correlazione non è sensibilmente diversa se invece delle quantità complessivamente acquistate si considera solo il fabbisogno (83%), che esclude le esportazioni e gli acquisti dei pompaggi. Si osserva, comunque, che la correlazione prezzi-quantità diventa tendenzialmente più significativa in presenza di condizioni estreme di stress del sistema. In particolare, nel corso del 2006 il PUN ha superato quota 200 €/MWh solo un giorno (il 26 luglio), nelle 8 ore comprese tra le 10 e le 17, vale a dire soltanto in tutte le ore in cui congiuntamente la domanda ha superato quota 53.726 MW, l'offerta non accettata è scesa sotto quota 2.684 MW e l'import netto dall'estero è sceso sotto 1.398 MW.

Tab. 26 Correlazioni del PUN con le variabili fondamentali

Quantità	Totale			Lavorativo									Festivo		
				Totale			Picco			Fuori picco					
	2006	2005	2004	2006	2005	2004	2006	2005	2004	2006	2005	2004	2006	2005	2004
scambiata in borsa	0,81	0,89	(0,82)	0,81	0,89	(0,80)	0,56	0,72	(0,61)	0,79	0,63	(0,68)	0,75	0,79	(0,74)
scambiata nel sistema	0,81	0,87	(0,75)	0,82	0,88	(0,74)	0,58	0,70	(0,46)	0,76	0,67	(0,58)	0,73	0,79	(0,64)
scambiata fuori borsa	0,66	0,68	(-0,34)	0,68	0,67	(-0,24)	0,32	0,35	(-0,01)	0,46	0,43	(0,06)	0,37	0,40	(0,04)
offerta nel sistema	0,71	0,76	(0,64)	0,70	0,77	(0,61)	0,34	0,50	(0,37)	0,59	0,43	(0,24)	0,61	0,48	(0,39)
offerta e non accettata	-0,37	-0,71	(-0,55)	-0,40	-0,71	(-0,53)	-0,37	-0,45	(-0,17)	-0,24	-0,39	(-0,40)	-0,09	-0,54	(-0,40)
quota non acc/acc	-0,61	-0,80		-0,65	-0,81		-0,44	-0,57		-0,53	-0,58		-0,35	-0,69	
fabbisogno	0,83	0,89		0,83	0,89		0,58	0,70		0,80	0,77		0,81	0,84	
fonti rinnovabili	0,84	0,87		0,84	0,87		0,65	0,68		0,62	0,40		0,67	0,70	
termico	0,66	0,75		0,66	0,75		0,36	0,52		0,66	0,60		0,50	0,66	

(*) Tra parentesi il coefficiente di correlazione nei 9 mesi del 2004

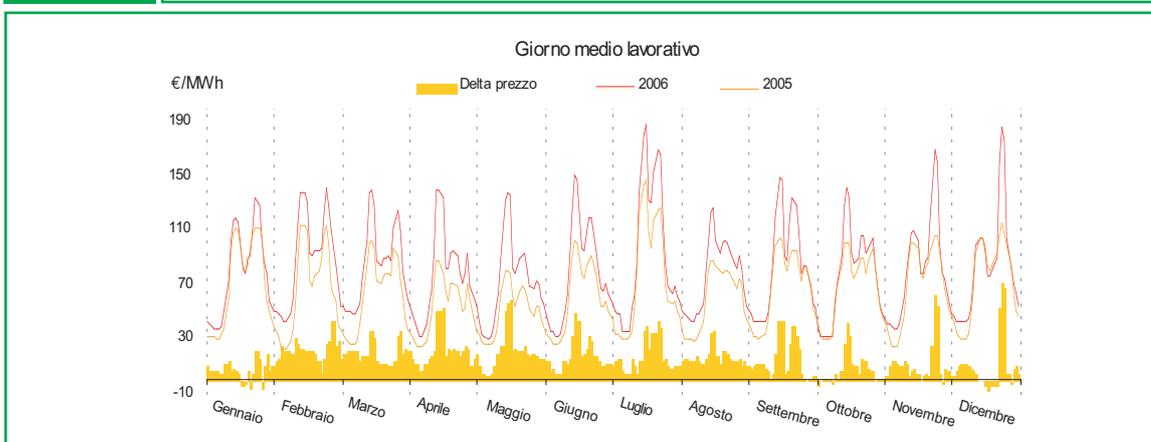
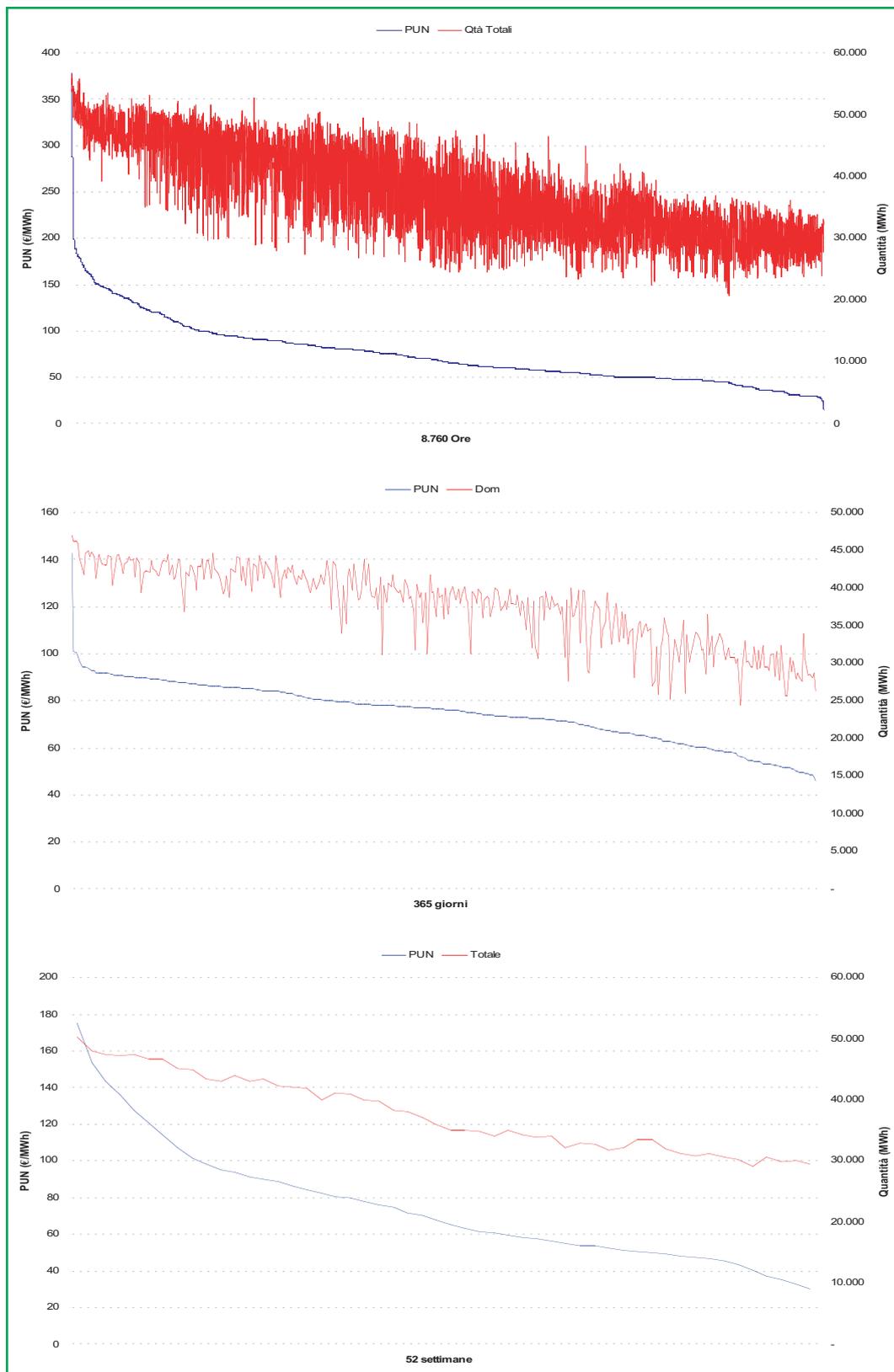
Fig. 16 Curve medie orarie mensili del PUN


Fig. 17

PUN e corrispondenti valori delle quantità



BOX 3

Il meccanismo di formazione del prezzo sul Mercato del Giorno Prima

Uno degli elementi caratterizzanti il market design del GME è la scelta della regola del prezzo marginale (c.d. asta non discriminatoria o market clearing price, MCP), che prevede che tutte le offerte accettate in una stessa ora vengano valorizzate a un unico prezzo e in particolare al prezzo dell'ultima offerta accettata in ordine di merito (c.d. offerta marginale). In linea di principio esiste un modello alternativo, che prevede la remunerazione delle offerte al prezzo di offerta (c.d. asta discriminatoria o pay as bid, PAB). Nelle aspettative dei suoi fautori, tale modello indurrebbe una riduzione dei prezzi, in quanto il mercato non acquisterebbe più l'energia dai produttori al prezzo marginale, bensì al prezzo medio di vendita, ridistribuendo così dai produttori ai consumatori la differenza tra prezzo marginale e prezzo offerto (c.d. rendita inframarginale). I vantaggi teorici e pratici che hanno determinato il successo del MCP rispetto al PAB sono, tuttavia, molteplici e l'evidenza è chiara nei termini seguenti:

1. **Unanimità.** Il MCP è il modello utilizzato negli ultimi 20 anni in tutte le borse per l'energia elettrica di tutto il mondo, sia quelle create per legge (come Nord Pool, OMEL, GME) sia quelle nate spontaneamente su iniziativa di operatori del mercato (come EEX e Powernext). Nessun mercato ha mai utilizzato la regola PAB⁹. La superiorità del MCP sul PAB come modello di organizzazione di una borsa dell'energia è testimoniata inoltre da un'ampia e consolidata letteratura teorica⁹.

2. **Prezzo efficiente.** L'aspettativa che il PAB possa ridurre i prezzi di offerta si basa sull'assunto che in un sistema PAB gli operatori offrano gli stessi prezzi che in un sistema MCP. Tale attesa è errata per due ragioni. A) Bidding ai costi variabili. Gli operatori offrono in base a come vengono pagati. In un mercato a MCP, sapendo di essere pagati al prezzo dell'offerta marginale, gli operatori hanno incentivo a offrire prezzi in linea coi propri costi variabili o a zero, nel caso in cui questi siano sicuramente inferiori al prezzo atteso. Viceversa, in un sistema PAB, in cui ciascun operatore viene pagato al prezzo che offre, tutti gli operatori hanno incentivo a offrire a un prezzo il più possibile vicino al più alto dei prezzi offerti dai propri concorrenti, cioè al prezzo marginale. Ciò è quanto effettivamente accaduto sul NETA, dove si registra un notevole e progressivo allineamento dei prezzi offerti. B) Copertura dei costi fissi. Nel modello MCP gli operatori possono offrire al proprio costo variabile perché la rendita inframarginale consente di pagare i costi fissi. Si può anzi dimostrare che, in condizioni di equilibrio e di concorrenza, il prezzo marginale è quello che consente a ciascun produttore di recuperare esattamente sia i propri costi variabili sia quelli fissi⁹. Viceversa, se in un sistema PAB ciascun operatore offrisse il proprio costo variabile non riuscirebbe a coprire i propri costi fissi. Pertanto anche in un sistema PAB il prezzo di tutti gli scambi tenderebbe ad allinearsi al prezzo marginale, come in un sistema MCP. Questo è il prezzo determinato dall'incontro di domanda e offerta e rispetta il principio che uno stesso bene deve essere venduto a un unico prezzo.

3. **Impianti efficienti.** Una conseguenza di quanto sopra è che il MCP seleziona sempre gli impianti più efficienti, in quanto questi hanno interesse a offrire prezzi bassi beneficiando del prezzo maggiore stabilito dall'offerta marginale. Viceversa il PAB corre il rischio di selezionare impianti meno efficienti al posto di quelli più efficienti, qualora errori di stima del prezzo di equilibrio portino i primi a offrire prezzi più bassi dei secondi.

4. **Incentivo ai nuovi entranti.** Il MCP premia sempre gli operatori più efficienti, cioè tipicamente i nuovi entranti dotati delle ultime tecnologie disponibili, mentre il PAB premia soprattutto gli operatori capaci di prevedere meglio il prezzo di equilibrio, cioè tipicamente gli operatori dominanti che dispongono di una migliore conoscenza del mercato e di maggiori risorse per imparare a prevederne il comportamento.

5. Partecipazione attiva della domanda. Il MCP consente ai consumatori di comprare direttamente in borsa "al prezzo del mercato", indicando eventualmente prezzi massimi di acquisto. Viceversa in un sistema PAB non è possibile prevedere una partecipazione attiva della domanda, salvo immaginare che i consumatori specifichino sempre un prezzo più alto di quello prevedibile per essere certi di poter acquistare, con un conseguente aumento dei costi.

6. Efficienza e trasparenza del prezzo. In un sistema di MCP il prezzo pubblicato è univoco (il prezzo marginale, cioè il prezzo che tutti hanno pagato e/o ricevuto) ed è efficiente perché segnala in ogni ora il costo marginale del sistema, indicando con forti picchi di prezzo i momenti di scarsità dell'offerta. Viceversa in un sistema PAB non esiste un solo prezzo da pubblicare (esistono tanti prezzi quante offerte accettate), ma è necessario definire un indice. Se tale indice fosse pari al prezzo medio, fornirebbe al mercato un'indicazione fuorviante del costo dell'energia, perché non sarebbe paragonabile con i prezzi pubblicati nel resto dell'Europa e non segnalerebbe i picchi di domanda con improvvise impennate. Se, invece, fosse pari al prezzo marginale, immediatamente gli operatori tenderebbero a offrire prezzi allineati a tale prezzo, riproducendo l'esito di un mercato MCP.

7. Sviluppo di strumenti finanziari di copertura. La presenza di un prezzo spot unico e trasparente è una condizione necessaria per lo sviluppo di quei mercati a termine e di quegli strumenti di copertura del rischio spesso richiesti anche nel mercato italiano. L'esperienza delle altre borse europee e in particolare di Nord Pool, EEX e Powernext mostra che dopo 3 o 4 anni di contrattazioni spot hanno cominciato a svilupparsi tali mercati. Un mercato PAB, invece, non fornendo un prezzo spot unico renderebbe più difficile e più costoso acquistare coperture finanziarie, ostacolando così lo sviluppo dei mercati a termine.

8. Incompatibilità col sistema dei prezzi zionali. Il sistema di PAB risulta incompatibile con il sistema di prezzi zionali descritto nel successivo paragrafo, poiché questo richiede che all'interno di ciascuna zona i prezzi siano omogenei.

L'accusa più ricorrente al modello MCP è che, in presenza di operatori dominanti, facilita una collusione tacita in cui l'operatore dominante fissa il prezzo per tutti senza essere "sfidato" dai nuovi entranti. Questo problema, di grande rilievo, non origina dalle regole del mercato, ma dalla struttura del settore elettrico nazionale; pertanto si riproporrebbe con qualunque regola di mercato. Alcuni filoni di ricerca sostengono che la maggiore incertezza dovuta al PAB circa il prezzo di equilibrio e circa l'operatore marginale renderebbe più difficile la collusione tacita tra operatori. Anche in questo caso, però, più che la regola di mercato è la ripetizione giorno dopo giorno della stessa gara tra gli stessi concorrenti a facilitare il mutuo apprendimento e il tacito coordinamento tra operatori, fatto questo che si verificherebbe anche col PAB. E' comunque improbabile che tali benefici sarebbero tali da compensare la perdita di quelli ricordati ai punti precedenti. Esistono due tipi di strumenti per limitare la capacità degli operatori dominanti di esercitare il proprio potere di mercato: la contrattualizzazione di impianti (c.d. VPP, già richiesti dall'AGCM e dall'AEEG) e l'imposizione di vincoli più stretti alle offerte.

²⁴La cosiddetta eccezione inglese del NETA non è una reale eccezione, in quanto esso non è un mercato dell'energia, ma un mercato di bilanciamento, analogo al MSD italiano (che utilizza anch'esso la regola del PAB) ma più sofisticato. Inoltre, nello stesso sistema inglese, una volta abolito il pool obbligatorio a prezzo di equilibrio, è rinata spontaneamente una borsa volontaria a prezzo di equilibrio, che sta attraendo volumi crescenti (UKPX).

²⁵In tal senso si sono espressi nel corso degli anni diversi contributi autorevoli tra cui si ricordano Green (1988), Kahn, Cramton, Porter, Tabors (2001), Cramton, Stoft (2007).

²⁶La dimostrazione è fornita, tra gli altri, nel paper di Oren (2000). Un sistema è in equilibrio quando per ciascuna tecnologia è presente la quantità ideale di impianti (c.d. parco ottimo). Se il sistema non è in equilibrio, il prezzo risulterà insufficiente per le tecnologie in eccesso (che quindi usciranno gradualmente dal mercato) ed eccessivo per quelle carenti (che quindi aumenteranno richiamate dagli extraprofiti), fino a determinare una nuova condizione di equilibrio.

3.2.2 Prezzi zonal di vendita (PZ)

La crescita del PUN registrata nel 2006 è stata sostenuta da aumenti di prezzo in tutte le zone in cui si articola il mercato elettrico, seppure d'intensità diversa. La forbice tra i prezzi è aumentata rispetto al 2005, pur rimanendo molto bassa, delineando sostanzialmente quattro gruppi di zone corrispondenti alle quattro macrozone MzNord, MzSud, MzSicilia e MzSardegna.

Differenziali di prezzo tra zone geografiche

Nel 2006 la forbice tra i prezzi delle zone geografiche, calcolata rispetto alle medie annuali, è stata pari a 6,92 €/MWh, in lieve ripresa rispetto ai 5,06 €/MWh nel 2005, ma ancora sensibilmente inferiore agli 11,04 €/MWh nel 2004. Per il terzo anno consecutivo il prezzo più basso si è registrato nella zona Nord, pari a 73,63 €/MWh, in crescita di quasi 16 €/MWh rispetto al 2005 (+27,6%) ed unico prezzo mediamente inferiore al PUN. Un incremento analogo hanno fatto registrare i prezzi delle zone della MzSud, attestatisi nell'intervallo 75-76 €/MWh, e della Sicilia con 78,96 €/MWh. In Sardegna si sono avuti sia il prezzo medio più alto pari a 80,55 €/MWh, sia gli incrementi più rilevanti, prossimi a 20 €/MWh (+33,4%) (Tab. 27).

La differenza di prezzo tra le varie zone è risultata sostanzialmente costante nei diversi gruppi di ore, col Nord che ha esibito prezzi più bassi in tutti i gruppi di ore e sempre inferiori al PUN di circa 1 €/MWh, le zone della MzSud mediamente allineate al PUN o superiori di circa 1 €/MWh, e la Sardegna, zona più costosa con circa 7 €/MWh in più rispetto ai prezzi del Nord. L'unica parziale eccezione è rappresentata dalla Sicilia, che nelle ore fuori picco presenta prezzi sensibilmente inferiori a quelli della Sardegna, mentre nelle ore di picco e in quelle festive mostra prezzi allineati (Tab. 28). Per contro, analizzando le serie dei prezzi mensili emerge che mentre i prezzi della Sicilia risultano sempre superiori agli altri dal mese di aprile, i prezzi della Sardegna si distinguono dagli altri solo in quattro mesi (giugno, luglio, settembre, ottobre) (Fig. 18).

I prezzi della Sardegna, mediamente più alti che in tutte le altre zone, non hanno mai superato quota 202 €/MWh, mentre in tutte le altre zone hanno raggiunto i 400 €/MWh per un'ora il 26 luglio e in Sicilia hanno raggiunto i 417 €/MWh per tre ore il 26 giugno. La Sicilia ha registrato, inoltre, il prezzo più basso (0 €/MWh), raggiunto per 21 ore nel mese di febbraio, mentre nelle altre zone il prezzo non è mai sceso sotto i 21 €/MWh (a eccezione del Nord sceso fino a 3 €/MWh e della Calabria scesa fino a 0 €/MWh). Spicca in questo contesto la situazione della Sicilia, che si conferma la zona con prezzi più spesso diversi da quelli del Sud (60% delle ore nel 2006 rispetto al 61% del 2004), mentre si riduce la frequenza di ore in cui si differenziano i prezzi del Nord (38% contro il 47% del 2004) e della Sardegna (29% delle ore contro il 74% del 2004 e il 26% del 2005) (Fig. 19, Tab. 29).

Tab. 27 Prezzi delle zone geografiche e deviazioni standard (€/MWh)

€/MWh	2006		2005				2004			
	Media	DS	Media	DS	Var. tendenziale '06/05		Media	DS	Var. tendenziale '05/04	
NORD	73,63	33,71	57,71	27,74	15,92	27,6%	48,99	27,54	8,71	17,8%
CENTRO NORD	74,98	34,16	58,62	27,92	16,36	27,9%	53,08	30,22	5,53	10,4%
CENTRO SUD	74,99	34,15	59,03	27,93	15,96	27,0%	54,24	29,96	4,79	8,8%
SUD	74,98	34,15	59,03	27,92	15,95	27,0%	54,24	29,96	4,79	8,8%
CALABRIA	75,67	34,66	59,83	28,04	15,84	26,5%	56,46	37,14	3,37	6,0%
SICILIA	78,96	36,86	62,77	30,55	16,18	25,8%	55,25	38,30	7,52	13,6%
SARDEGNA	80,55	39,63	60,38	28,15	20,18	33,4%	60,01	35,95	0,37	0,6%

Tab. 28 Prezzi zionali medi annuali e deviazioni standard per gruppi di ore (€/MWh)

€/MWh	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna	
	Media	DS												
Totale	73,63	33,71	74,98	34,16	74,99	34,15	74,98	34,15	75,67	34,66	78,96	36,86	80,55	39,63
Lavorativo	80,32	37,27	81,83	37,68	81,79	37,67	81,78	37,67	82,28	38,06	85,01	40,29	87,60	42,08
Picco	107,49	31,53	109,41	31,71	109,36	31,70	109,35	31,69	109,82	31,61	113,26	33,47	113,49	35,62
Fuori picco	53,14	17,51	54,24	17,68	54,21	17,69	54,21	17,70	54,74	19,50	56,75	23,03	61,72	30,53
Festivo	59,08	16,70	60,09	17,12	60,21	17,27	60,21	17,27	61,31	19,04	65,80	23,01	65,23	28,17

Fig. 18 Prezzi zionali medi mensili per gruppi di ore (€/MWh)



Determinanti dei prezzi

I differenziali di prezzo zonali riflettono, oltre al comportamento di offerta degli operatori, differenti condizioni strutturali. In particolare il Nord beneficia di una maggior concentrazione di fonti produttive a basso costo (si veda il capitolo 3.2.4), nonché di una struttura di mercato più concorrenziale, grazie anche al rilevante ruolo delle importazioni (si veda il capitolo 3.2.6). Il Sud per contro risente sia del maggior costo che della minore competitività della propria struttura di offerta. Le isole risentono anche della ridotta dimensione del proprio mercato interno, che determina condizioni di competitività molto limitata, elevata volatilità dei prezzi e forte sensibilità ai cambiamenti nella gestione fisica dei transiti. Lo sporadico isolamento delle isole dal continente ha influito limitatamente sul prezzo della Sicilia, aumentandolo di 0,10 €/MWh e con un effetto apprezzabile solo nel mese di maggio (+2,25 €/MWh), mentre ha influito in maniera rilevante sul prezzo medio della Sardegna, incrementandolo di 3,47 €/MWh con un effetto molto rilevante e concentrato proprio nei mesi di settembre e ottobre (oltre 20 €/MWh). In assenza di tali fenomeni di isolamento, il prezzo medio della Sardegna sarebbe risultato inferiore a quello della Sicilia.

Volatilità dei prezzi

Alle differenze dei prezzi tra le diverse zone corrispondono sensibili differenze anche nella loro volatilità e nella loro evoluzione. Sicilia e Sardegna mostrano la deviazione standard più alta (rispettivamente 37 €/MWh e 40 €/MWh), mentre tutte le altre zone sono prossime ai valori della volatilità del PUN (34 €/MWh). La deviazione standard è peraltro cresciuta in tutte le zone sia rispetto al 2004 che soprattutto al 2005, con la sola parziale eccezione della Sicilia e della Calabria (dove è cresciuta solo rispetto al 2005). La differenza nella volatilità tra zone è concentrata soprattutto nelle ore vuote: mentre al picco la deviazione standard è ovunque compresa tra i 31,5 e i 35,6 €/MWh, nelle ore fuori picco e festive è compresa tra i 16,7 e i 30,5 €/MWh.

Differenziali di prezzo delle zone virtuali

Un'analisi a parte meritano i prezzi dei poli di produzione limitata e delle zone virtuali estere. I **poli di produzione limitata** sono stati definiti dal TSO come zone di sola immissione, la cui unica domanda deriva dall'esportazione nelle zone limitrofe, al fine di gestire a programma fenomeni di congestione strutturale relativi alle unità incluse nei poli stessi. In tal caso il meccanismo di prezzi zonali induce i titolari delle unità a offrire quantità inferiori al limite massimo di esportazione definito dalla zona, in modo da non separarsi dalla zona limitrofa ed accedere al suo prezzo più remunerativo. Gli esiti del mercato confermano che i prezzi dei poli di produzione limitata si sono differenziati da quelli delle zone limitrofe in meno del 3% delle ore e per meno di 2,61 €/MWh. Le uniche eccezioni si registrano per il polo di Rossano (separatosi nel 17% delle ore, con una differenza di prezzo di circa 0,37 €/MWh), il polo di Brindisi (separatosi nel 21% delle ore, perché connesso al polo di Rossano e con una differenza di prezzo di 0,70 €/MWh) e il polo di Priolo (separatosi nel 15% delle ore, con una differenza media di 2,28 €/MWh). È interessante notare come tassi di separazione più elevati o comunque crescenti siano generalmente correlati alla crescita del pluralismo di offerta all'interno del polo.

Ciò è vero in particolare per Brindisi, dove hanno sempre operato diverse società, e per Monfalcone e Rossano dove all'entrata di nuovi impianti nel 2006 ha corrisposto un aumento dei tassi di separazione. Complessivamente, tali dati confermano e rafforzano le ragioni per una rappresentazione macrozonale del mercato.

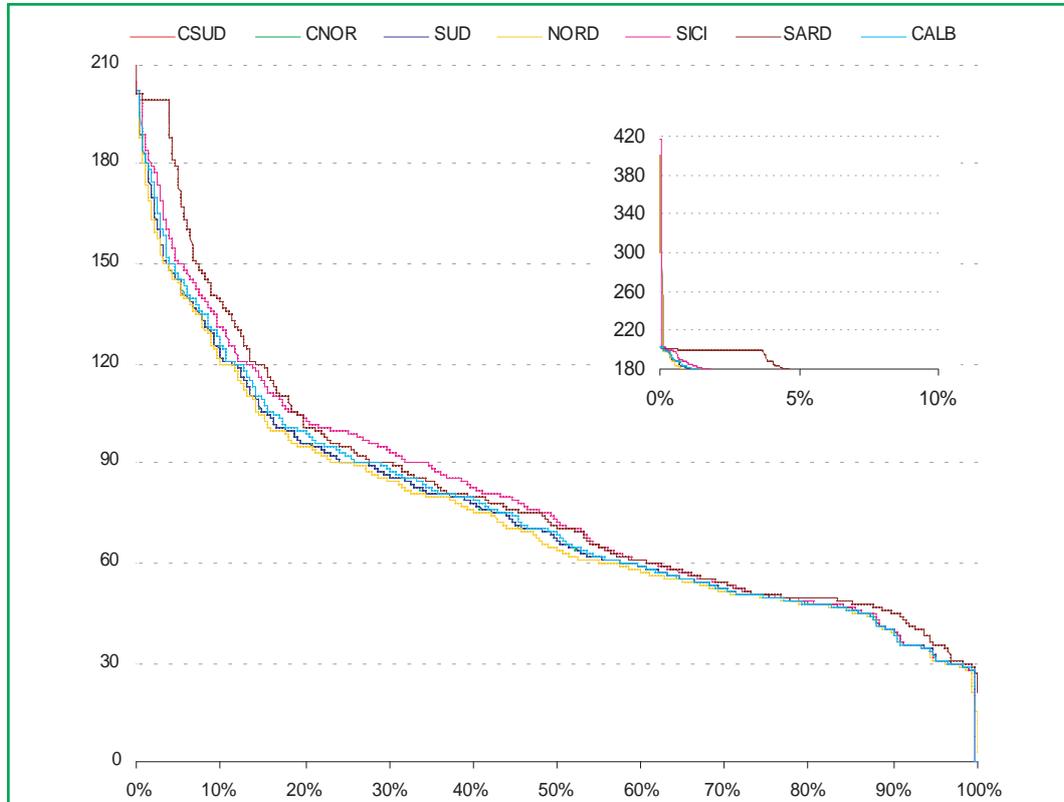
Le zone virtuali estere, invece, hanno mostrato comportamenti molto diversificati, in ragione delle loro diverse modalità di gestione. Fino a tutto il 2006, infatti, è prevalso sulle diverse frontiere italiane un regime di assegnazione disgiunta della capacità tra TSO nazionale e TSO confinanti¹⁹. A tal fine, Terna ha identificato zone in cui l'assegnazione della capacità è di sua competenza (rispettivamente Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia) e zone di competenza dei TSO confinanti (segnatamente E_NW dove convergono le assegnazioni dei TSO francese e svizzero, E_NE dove convergono le assegnazioni dei TSO austriaco e sloveno, e E_SD di competenza del TSO greco). Le prime in linea di principio non dovrebbero mai separarsi per evitare di applicare i corrispettivi di transito di Terna (c.d. CCT) a operatori che hanno già pagato analoghi corrispettivi ai TSO esteri durante le aste esplicite annuali per l'assegnazione di capacità. A tal fine queste zone risultano connesse alle zone italiane limitrofe (Nord e Brindisi) mediante limiti di transito superiori a quelli fisici effettivi. Questo è quanto accaduto, con frequenze di separazione e differenziali di prezzo prossimi allo zero²⁰. Per le seconde, lo stesso sistema è stato applicato fino al 2004, quando anche Terna ha assegnato la capacità di propria competenza mediante aste esplicite annuali, mentre dal 2005 l'utilizzo delle assegnazioni mediante aste implicite orarie (vale a dire mediante le offerte in borsa sulle zone estere) ha prodotto una crescita della frequenza di separazione particolarmente forte per le zone Francia, Svizzera e Austria (Tab. 29).

Tab. 29 Differenze tra prezzi zonali

Macrozona	Zona di riferimento	Altre zone	% di ore in cui i prezzi sono stati diversi (%)			Differenza media di prezzo (€/MWh)		
			2004	2005	2006	2004	2005	2006
Italia	Sud	Nord	47,0%	28,5%	37,8%	5,24	1,32	1,36
		Sicilia	61,1%	56,0%	59,9%	-1,02	-3,74	-3,97
		Sardegna	73,6%	25,8%	29,3%	-5,77	-1,34	-5,57
MzNord	Nord	Monfalcone	0,6%	0,0%	1,3%	0,33	0,00	0,14
		Turbigo	1,3%	0,1%	0,1%	0,21	0,01	0,06
		Francia	6,1%	10,1%	37,3%	2,63	5,39	9,29
		Svizzera	6,1%	4,7%	41,2%	2,63	2,05	8,97
		Austria	6,5%	8,5%	20,8%	3,60	4,51	15,31
		Slovenia	6,5%	3,3%	3,8%	3,60	1,81	2,68
		ENW	6,1%	0,1%	0,0%	2,63	0,02	0,00
		ENE	6,5%	0,9%	0,0%	3,60	0,50	0,00
MzSud	Sud	CentroNord	13,0%	12,0%	4,0%	1,16	0,41	0,01
		CentroSud	0,1%	0,3%	0,7%	0,00	0,01	0,00
		Calabria	23,0%	7,7%	23,7%	-2,22	-0,80	-0,69
		Rossano	7,0%	2,6%	17,3%	0,33	0,04	0,37
		Brindisi	18,5%	3,3%	21,4%	1,09	0,09	0,70
		Foggia	-	-	2,8%	-	-	2,61
		Grecia	19,5%	9,2%	28,1%	2,30	3,35	7,02
		ESD	-	3,8%	27,8%	-	1,02	6,50
MzSicilia	Sicilia	Priolo	5,1%	5,1%	15,3%	0,90	0,60	2,28
MzSardegna	Sardegna	Corsica	7,7%	6,1%	7,2%	6,75	3,00	7,22

¹⁹ Tale sistema è cambiato a partire dal 2007 per quanto riguarda le frontiere con la Francia, l'Austria e la Grecia, per le quali l'assegnazione è congiunta e i volumi relativi sono assegnati alle zone estere E_NW, E_NE e E_SD.

²⁰ Le parziali eccezioni delle zone E_NW e E_NE nel 2004 sono legate a errori sporadici nelle nomine da parte degli operatori. L'eccezione della zona E_SD è invece solo apparente, in quanto il confronto andrebbe fatto con la zona limitrofa di Brindisi. La frequenza di separazione tra E_SD e Brindisi si ricava dalla differenza tra Sud-E_SD e Sud-Brindisi, pari a 0,5 nel 2005 e 6,4 nel 2006. Tale ultimo valore è sostanzialmente legato alle ore di inibizione del transito.

Fig. 19 Curve di durata dei prezzi delle zone geografiche (€/MWh)**BOX 4** Il sistema dei prezzi zionali e i relativi benefici

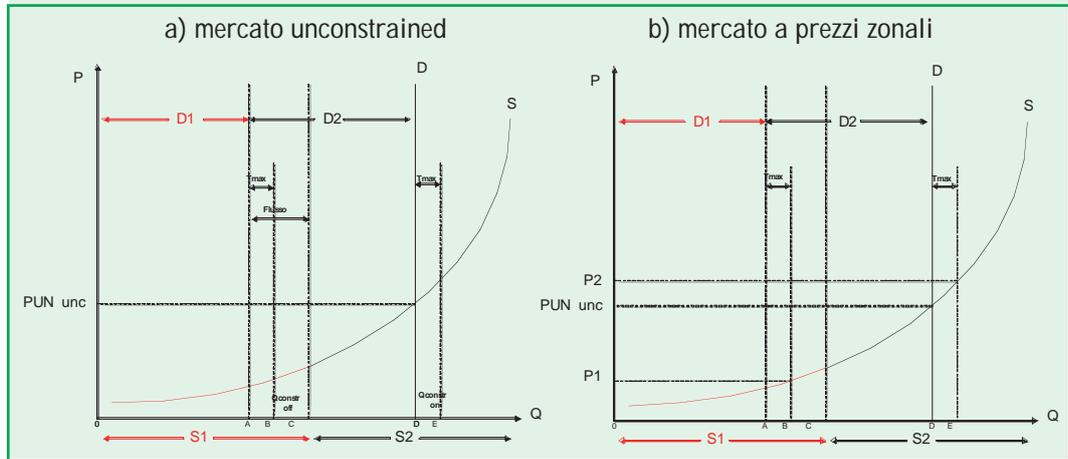
I modelli a clearing price si articolano in due diverse tipologie: i mercati a prezzo unico e i mercati a prezzi zionali. Le differenze sono mostrate in figura I, dove per semplicità si è ipotizzato che il sistema si componga di due zone (1 e 2), di cui la prima ha offerta S1 maggiore della domanda D1, la seconda ha offerta S2 sempre più costosa dell'offerta S1 e tra le due esiste un limite massimo di transito pari a T_{max}.

- La prima tipologia di modelli, adottati in Gran Bretagna, Spagna e nelle borse dell'Europa continentale, prevede che il mercato determini in ciascuna ora un unico prezzo di equilibrio del sistema senza considerare dove avvengano produzione e consumo e quindi ignorando l'effetto dei limiti di transito: per questo tali modelli sono definiti in letteratura unconstrained. Nell'esempio (Figura I^a) il prezzo PUN è determinato incrociando domanda e offerta complessive e quindi dalla più costosa offerta accettata in tutto il sistema. In questo esempio il mercato seleziona nella zona 1 la quantità OC, nella zona 2 la quantità CD e determina un flusso di esportazioni AC maggiore del limite massimo consentito, sicché la quantità BC va spenta (c.d. constrained off) e sostituita dalla quantità DE (c.d. constrained on), scaricando i relativi extracosti sui consumatori mediante un ricarico sul prezzo dell'energia (c.d. uplift).
- La seconda tipologia invece determina l'equilibrio considerando la dislocazione degli acquisti e delle vendite e la presenza di eventuali limiti di trasporto sulla rete e, quando il flusso su almeno un transito è uguale al limite massimo previsto, i prezzi in ciascuna zona sono determinati dalla più costosa offerta accettata nella zona stessa. Nell'esempio (Figura I^b) si determinano un prezzo basso P1 nella zona esportatrice, un prezzo alto P2 nella zona importatrice e quantità in vendita in ogni zona compatibili coi limiti di scambio tra le zone rispettivamente pari a OB e CE.

- Nel modello teorico di riferimento, in ogni zona il prezzo di acquisto è uguale al prezzo di vendita; nel modello italiano, invece, a fronte di prezzi di vendita differenziati per zone, il prezzo di acquisto è unico su base nazionale (PUN) per tutti i clienti finali e viene calcolato come la media dei prezzi di vendita zonali ponderati per le quantità acquistate in ciascuna zona dai clienti finali^a.

Questo modello, identificato come ottimale dalla letteratura teorica sin dal contributo di Bohn et al. del 1984^b, è adottato, oltre che dal GME anche dal Nord Pool in Europa, nonché da tutti i mercati dell'America del Nord e dell'Oceania. Esso inoltre costituisce la base dei progetti di market coupling proposti da Europex e ETSO^c, da ERGEG^d, nonché del progetto di Trilateral market coupling realizzato da Powernext Belpex e APX. Diverse sono le proprietà che rendono tale modello superiore a un modello di prezzo unico e che ne hanno determinato il successo internazionale.

Figura 1 I diversi modelli di mercato



- Efficienza di breve termine.** Il mercato utilizza i migliori impianti disponibili considerando i vincoli di trasporto, in modo da minimizzare il costo di generazione e determinare un livello di utilizzo della rete efficiente. In altri termini un mercato zonale sceglie in ogni istante il mix di generazione e trasporto che minimizza il costo complessivo di fornitura. In particolare, l'energia fluisce sempre dalle zone a basso prezzo verso le zone a alto prezzo.
- Efficienza di lungo termine.** La presenza di prezzi differenziati per zone costituisce un chiaro incentivo per i nuovi entranti a realizzare investimenti nelle zone a più alto costo di fornitura, con il risultato di contribuire a ridurre i deficit di potenza ed i differenziali di costo tra aree e quindi i flussi di trasporto sulla rete; in ultima analisi, aumentando la sicurezza e l'economicità del sistema.
- Riduzione dei costi dell'energia.** L'applicazione dei prezzi zonali riduce i prezzi ai clienti finali sia direttamente, sotto forma di minori costi dell'energia, sia indirettamente attraverso minori oneri di dispacciamento.
 - **Riduzione del costo dell'energia.** Un mercato zonale produce un prezzo più basso di un mercato a prezzo unico se la riduzione dei prezzi nelle zone esportatrici è di entità maggiore dell'aumento nelle zone importatrici e/o interessa volumi maggiori (come avviene in Italia). Ciò è evidente se si considera che il PUN è definito come la media dei prezzi di vendita ponderati per gli acquisti dei clienti finali in ogni zona. Tale risparmio può essere calcolato, per ogni ora, come la differenza tra PUN effettivo e PUN unconstrained, moltiplicata per il fabbisogno orario.

- *Rendita da congestione.* La differenziazione dei prezzi consente alla borsa di estrarre una rendita da congestione, pari alla differenza tra il valore degli acquisti e il valore delle vendite. Tale rendita rappresenta il valore del trasporto dell'energia sulla rete in termini di costo opportunità e viene estratto implicitamente dalle offerte di vendita attraverso i differenziali di prezzo. Poiché il mercato è volontario, l'efficienza e l'equità distributiva richiedono che gli stessi oneri vengano applicati ai contratti bilaterali: pertanto, viene applicato esplicitamente ai titolari di contratti bilaterali in immissione un corrispettivo di transito (CCT), regolato dalla delibera 168/03 dell'AEEG e calcolato come la differenza tra PUN e prezzo zonale. La somma di tali oneri, raccolti dal GME, viene girata al TSO, che li restituisce ai consumatori in termini di minori oneri di dispacciamento (c.d. uplift).

- *Minori costi di congestione.* Mentre un mercato a prezzi zonali determina programmi di produzione compatibili coi limiti di transito e quindi incorpora nei prezzi il costo di eventuali congestioni, in un mercato unconstrained al prezzo di borsa vanno aggiunti gli oneri di dispacciamento legati alla soluzione delle congestioni irrisolte, che il TSO ribalta sui consumatori attraverso un uplift. Tale costo è pari alla differenza, per ogni offerta, delle quantità che sarebbero state accettate in un modello a prezzo unico e delle quantità effettivamente accettate, moltiplicando la differenza per la differenza tra PUN unconstrained e prezzo offerto in vendita su MGP^e.

L'analisi quantitativa dei dati relativi ai primi 3 anni conferma la rilevanza di tali risparmi, ammontati nei 33 mesi in esame a 1,286 miliardi di €, pari a 1,51 €/MWh. Tale cifra è stata determinata per il 55% dal minor valore del PUN (0,7 miliardi di €), per il 38% dal valore della rendita da congestione restituita ai consumatori (0,5 miliardi di €) e per il 7% dai minori costi di soluzione delle congestioni ribaltati sui consumatori (0,09 miliardi di €). L'ultimo valore corrisponde a una stima prudenziale, in quanto valorizza le variazioni di quantità al prezzo offerto su MGP, piuttosto che al prezzo offerto su MSD^f. Ovviamente il risparmio è direttamente correlato al livello di frammentazione del mercato e quindi alla rilevanza delle congestioni. Il 49% del risparmio è stato ottenuto nei soli 9 mesi del 2004, quando il numero di zone era pari a 3,24 e il differenziale di prezzo era massimo, mentre solo il 21% del risparmio è stato determinato nel 2005, anno caratterizzato dal livello più basso di frammentazione.

E' interessante rilevare che i maggiori risparmi di costi di congestione si sono avuti nelle zone Nord, Sicilia e Sardegna, da sole capaci di determinare il 64% dei risparmi di questa voce (Figura III).

Figura II Il risparmio dei costi di congestione per zona

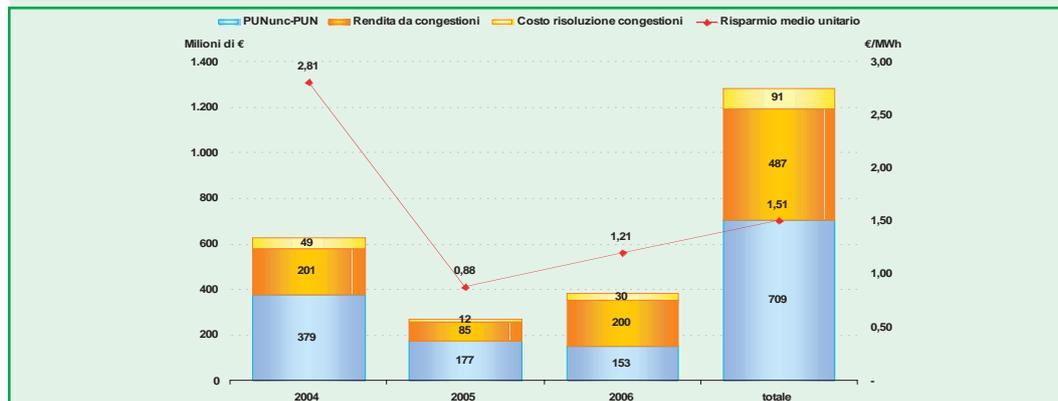


Figura III Risparmio dei costi di congestione per mese

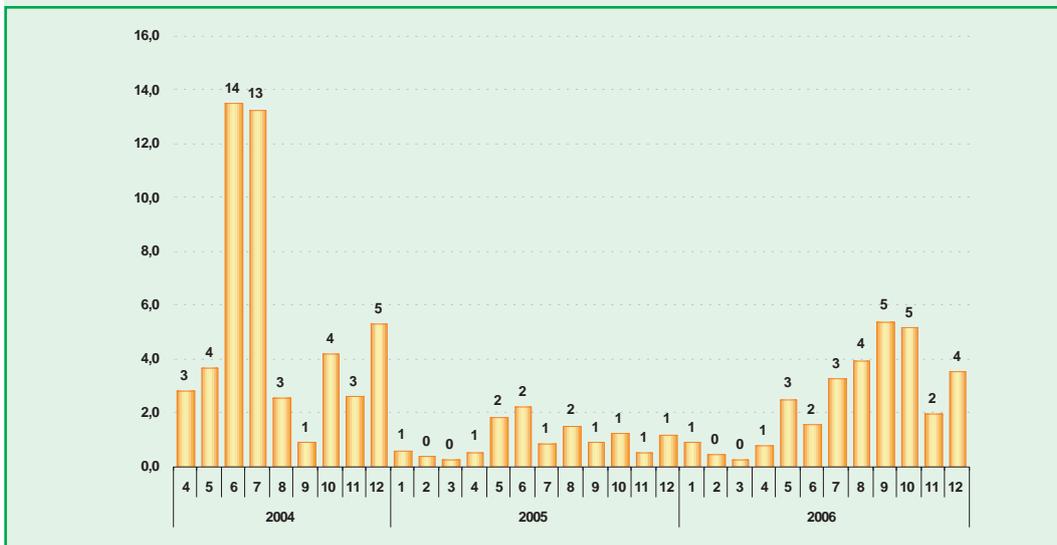
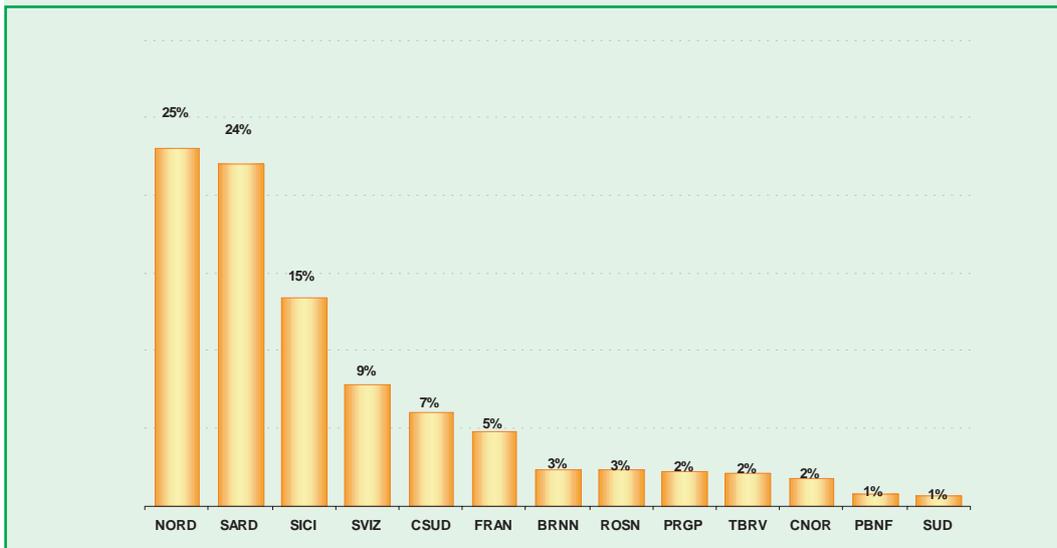


Figura IV Risparmio dei costi di congestione per zona



^aPer una descrizione completa del modello si veda il documento "Uniform purchase price algorithm" pubblicato dal GME sul proprio sito www.mercatoelettrico.org nella sezione biblioteca/documenti tecnici.

^bBohn, Caramanis, Schweppe (1984).

^cEuropex è l'associazione dei power exchange europei, di cui GME è socio fondatore. ETSO è l'associazione dei TSO europei. La proposta di market coupling è contenuta in Europex-ETSO (2004).

^dErgeg è la European Regulators' Group for Electricity and Gas.

^eNel caso di offerte accettate sul mercato unconstrained ma non su quello zonale (c.d. constrained off), entrambe le differenze sono positive; nel caso opposto (c.d. constrained on) entrambe sono negative, costituendo in tutti e due i casi un costo per il sistema.

^fLo stesso calcolo si sarebbe potuto effettuare sostituendo il prezzo offerto su MGP con il prezzo offerto in vendita su MSD nel caso delle offerte constrained on e con il prezzo offerto in acquisto su MSD nel caso delle offerte constrained off, con notevoli aumenti del costo.

3.2.3 I confronti internazionali di prezzo

L'analisi dei prezzi prevalenti sulla borsa italiana evidenzia differenze rispetto a quelli prevalenti sulle altre borse europee sia nei livelli che nelle dinamiche. La borsa italiana si distingue per prezzi mediamente più alti delle altre borse europee, ma anche meno volatili e, soprattutto, caratterizzati da una maggior gradualità nell'evoluzione.

Livelli dei prezzi

Nel 2006 i prezzi in Italia hanno raggiunto i 74,8 €/MWh, risultando del 49% più alti della media dei prezzi registrati sulle borse europee, attestata a 50,4 €/MWh (+24,4 €/MWh)²¹. Le differenze sono risultate massime nelle ore di picco, quando i prezzi di IPEX hanno superato la media dei prezzi UE del 55% (+38,5 €/MWh), e minime nelle ore fuori picco, quando i prezzi di IPEX si sono attestati sopra la media dei prezzi UE nella misura del 29% (13,8 €/MWh). Negli ultimi tre anni i prezzi medi su IPEX sono sempre risultati più alti che in tutte le altre borse, con l'eccezione dei prezzi di OMEL nelle ore fuori picco e festive del 2005 (Tab. 30).

Il livello persistentemente più alto dei prezzi in Italia non dipende dalle modalità organizzative del mercato (si veda il BOX 3), che in tutti i paesi europei sono basate sul modello del prezzo marginale usato anche dal GME. Esso è piuttosto la conseguenza di due fattori esogeni che non possono non riflettersi sulle quotazioni in borsa. Il primo è dato da un parco produttivo meno efficiente di quello degli altri membri dell'UE, pesantemente sbilanciato sulle fonti collegate al petrolio, che determina costi relativamente più alti e maggior sensibilità alle variazioni del mercato petrolifero²². Il secondo fattore è rappresentato da un elevato livello di concentrazione nell'offerta, che rende alcuni operatori potenzialmente capaci di determinare i livelli dei prezzi in un numero elevato di ore, nonostante le cessioni imposte dal Dlgs n. 79/99 e l'entrata in funzione di nuova potenza.

Tab. 30

Prezzi e variazioni tendenziali delle borse europee

		IPEX		Media EU		EEX		Nord Pool		OMEL		Powernext		EXAA	
		Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %
Totale	2006	74,8	28%	50,4	5%	50,8	10%	48,6	66%	50,5	-6%	49,3	6%	51,0	10%
	2005	58,6	14%	48,2	70%	46,0	61%	29,3	1%	53,7	92%	46,7	66%	46,5	62%
	2004	51,6		28,3		28,5		28,9		27,9		28,1		28,7	
Lavorativo	2006	81,4	25%	56,0	6,1%	57,9	13%	49,8	66%	53,0	-7%	55,3	7%	58,0	12%
	2005	65,0	13%	52,8	71,5%	51,1	63%	30,0	2%	57,1	94%	51,7	68%	51,5	63%
	2004	57,6		30,8		31,3		29,4		29,5		30,8		31,6	
Picco	2006	108,7	24%	70,2	8%	74,6	17%	52,3	68%	61,5	-8%	70,5	9%	74,3	16%
	2005	87,8	15%	64,9	76%	63,7	68%	31,2	2%	67,0	102%	64,7	71%	64,3	67%
	2004	76,5		36,8		38,0		30,5		33,2		37,8		38,5	
Fuori picco lavorativi	2006	54,1	28%	41,9	3%	41,3	7%	47,3	65%	44,5	-6%	40,1	4%	41,7	7%
	2005	42,2	9%	40,8	65%	38,5	56%	28,7	1%	47,2	83%	38,7	62%	38,8	57%
	2004	38,8		24,8		24,7		28,3		25,8		23,9		24,7	
Festivo	2006	60,2	36%	38,1	1%	35,2	2%	45,9	64%	45,2	-2%	36,3	2%	35,8	2%
	2005	44,3	18%	37,9	68%	34,6	58%	27,9	1%	46,1	89%	35,6	62%	35,2	60%
	2004	37,5		22,6		21,9		27,8		24,4		21,9		22,0	

²¹ Tale numero fa riferimento alla media aritmetica dei prezzi quotati su Powernext, EEX, EXAA e OMEL.

Dall'analisi è stato escluso Nord Pool, in quanto la natura ampiamente idroelettrica dell'offerta su detto mercato ne determina prezzi assolutamente inferiori non solo a quelli prevalenti su IPEX, ma anche sulle altre borse europee.

²² A tal proposito si veda il capitolo 2.4.

Volatilità dei prezzi

Mentre i prezzi medi in Italia risultano superiori a quelli in Europa, la volatilità dei prezzi su IPEX risulta in linea con quella media se misurata in livelli (deviazione standard) e più bassa se misurata in termini relativi (coefficiente di variazione). In particolare, mentre il CV dei prezzi sulle borse europee è aumentato in tre anni dal 36% al 68%, raggiungendo una DS di 34 €/MWh, sulla borsa italiana il CV si è ridotto dal 53% al 45%, raggiungendo una DS di 33 €/MWh più bassa sia di quella della media UE, sia di quella di EEX e di Powernext. I picchi di prezzo, che nel 2006 in Italia hanno raggiunto una sola volta quota 388 €/MWh, in Francia hanno superato tale soglia in 20 ore, raggiungendo anche i 1.000 €/MWh ed in Germania l'hanno superata in 16 ore, raggiungendo anche i 2.400 €/MWh.

Tab. 31

Deviazione standard e coefficienti di variazione dei prezzi delle borse europee

		IPEX		Media EU		EEX		Nord Pool		OMEL		Powernext		EXAA	
		DS	CV	DS	CV	DS	CV	DS	CV	DS	CV	DS	CV	DS	CV
Totale	2006	33,7	45%	34,0	68%	49,4	97%	11,1	23%	19,9	39%	35,5	72%	31,3	61%
	2005	27,7	47%	25,3	52%	27,2	59%	4,6	16%	19,2	36%	28,6	61%	26,2	56%
	2004	27,4	53%	10,3	36%	10,8	38%	3,3	11%	9,4	34%	10,4	37%	10,4	36%
Lavorativo	2006	37,2	46%	38,0	68%	57,5	99%	11,1	22%	20,8	39%	39,6	72%	34,3	59%
	2005	29,5	45%	27,7	52%	30,3	59%	4,6	15%	19,9	35%	31,8	62%	28,9	56%
	2004	29,4	51%	10,3	33%	10,7	34%	3,1	10%	9,9	34%	10,3	33%	10,2	32%
Picco	2006	31,1	29%	45,9	65%	75,8	102%	10,6	20%	20,7	34%	47,9	68%	39,1	53%
	2005	20,9	24%	31,2	48%	35,8	56%	4,7	15%	18,5	28%	37,2	58%	33,4	52%
	2004	27,5	36%	8,1	22%	8,4	22%	2,5	8%	9,7	29%	7,2	19%	7,2	19%
Fuori picco lavorativi	2006	17,6	32%	17,8	43%	17,6	43%	11,0	23%	17,0	38%	19,6	49%	17,0	41%
	2005	16,1	38%	15,9	39%	15,3	40%	4,1	14%	15,8	34%	17,3	45%	15,1	39%
	2004	16,1	41%	8,2	33%	8,5	34%	3,2	11%	8,5	33%	7,9	33%	7,8	32%
Festivo	2006	16,9	28%	16,2	42%	14,9	42%	10,8	24%	16,8	37%	18,3	50%	14,8	41%
	2005	15,6	35%	13,7	36%	12,6	36%	4,4	16%	15,1	33%	14,2	40%	12,7	36%
	2004	14,0	37%	7,5	33%	7,7	35%	3,4	12%	7,2	29%	7,7	35%	7,3	33%

Dinamica dei prezzi

Il dato più interessante è la differenza delle dinamiche di prezzo registrate su IPEX rispetto agli altri mercati europei. Mentre la media annua dei prezzi UE è cresciuta del 70% nel 2005 (+20 €/MWh), registrando nel 2006 un più modesto incremento del 5% (+2 €/MWh), la media dei prezzi su IPEX è cresciuta del 14% nel 2005 (+7 €/MWh), registrando il maggior incremento nel 2006, con una crescita del 28% (+16 €/MWh). Mentre i prezzi sulle borse europee sembrano quindi incorporare rapidamente le variazioni esogene del *Brent*, le cui quotazioni sono cresciute del 42% nel 2005 e del 18% nel 2006, i prezzi su IPEX sembrano reagire con maggior ritardo (Tab. 23 e 24).

Il fenomeno è ancora più evidente se si guarda alle serie delle variazioni tendenziali dei prezzi medi mensili, che ha assunto una forma "a campana" sia all'estero che in Italia, ma spostata in avanti di circa 6-7 mesi nel nostro paese. Sulle borse estere gli incrementi tendenziali sono iniziati a gennaio 2005 ed hanno cominciato a contrarsi da dicembre 2005 sino a diventare negativi da maggio 2006. Al contrario, in Italia gli incrementi tendenziali sono iniziati a luglio 2005 ed hanno preso a ridursi da giugno 2006 sino a registrare un -15% a febbraio 2007 e un -22% a marzo 2007. Questo fenomeno, che nell'ultimo quadrimestre del 2006 ha determinato prezzi crescenti in Italia, mentre calavano in Europa, è analogo a quello che tra dicembre 2005 e marzo 2006 ha prodotto in Italia prezzi più bassi che in Europa, soprattutto nelle ore fuori picco (Fig. 20 e 21).

La natura congiunturale di tali dinamiche di prezzo, che riducono i margini di arbitraggio in un periodo per farli crescere in uno successivo, è dimostrata dal differenziale di prezzo medio tra IPEX e la media UE: nei tre anni in esame esso è rimasto stabile in valore assoluto attorno ai 24 €/MWh, calando dall'81% del 2004 al 49% del 2006 e toccando un minimo del 34% nel 2005. Addirittura la percentuale di ore in cui il PUN è risultato inferiore al prezzo della media UE è salita dal 6% del 2004 al 12% del 2006, con valori nelle ore fuori picco più alti (9% nel 2006) che nelle ore di picco (4%) e in quelle festive (3%). Questa profonda differenza nella dinamica dei prezzi può essere attribuita a fattori esogeni come la prevalenza sul mercato italiano di un sistema di indicizzazione dei contratti a termine sul mercato OTC, che è ancorato ai vecchi meccanismi tariffari (c.d. VCt). Tale sistema recepisce con molto ritardo le variazioni dei prezzi del petrolio e non beneficia delle eventuali riduzioni del prezzo internazionale del gas, le cui quotazioni vengono approssimate con un paniere di greggi, oli e carboni, determinando dinamiche di prezzo scollegate da quelle delle altre borse. Simili imperfezioni, che generano opportunità di arbitraggio più volatili e maggiore instabilità del sistema potrebbero essere superate mediante l'introduzione anche in Italia di un mercato a termine efficiente e trasparente.

Fig. 20 Variazioni tendenziali dei prezzi medi mensili sulle borse europee

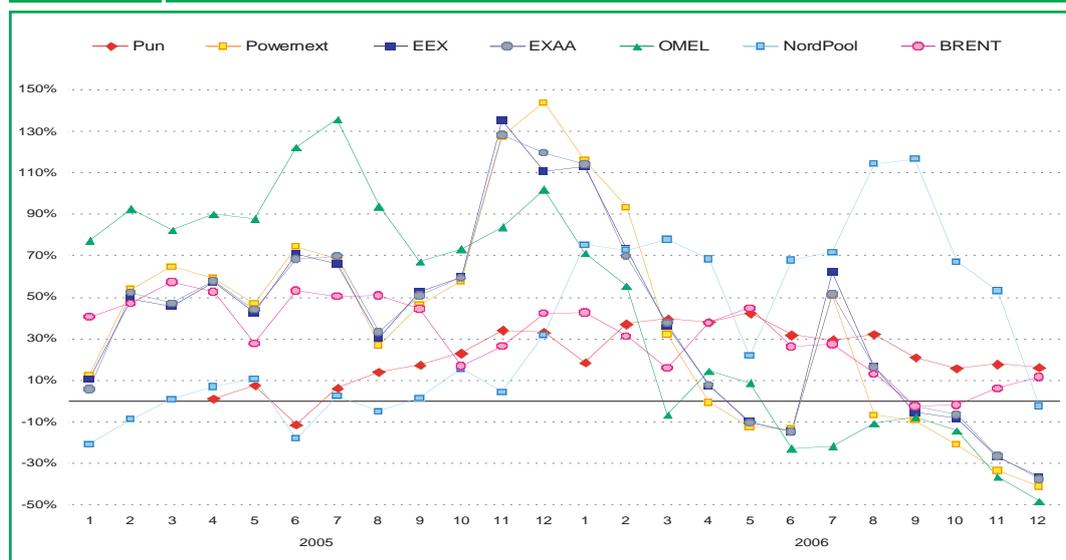


Fig. 21 Prezzi medi mensili sulle borse europee (€/MWh)

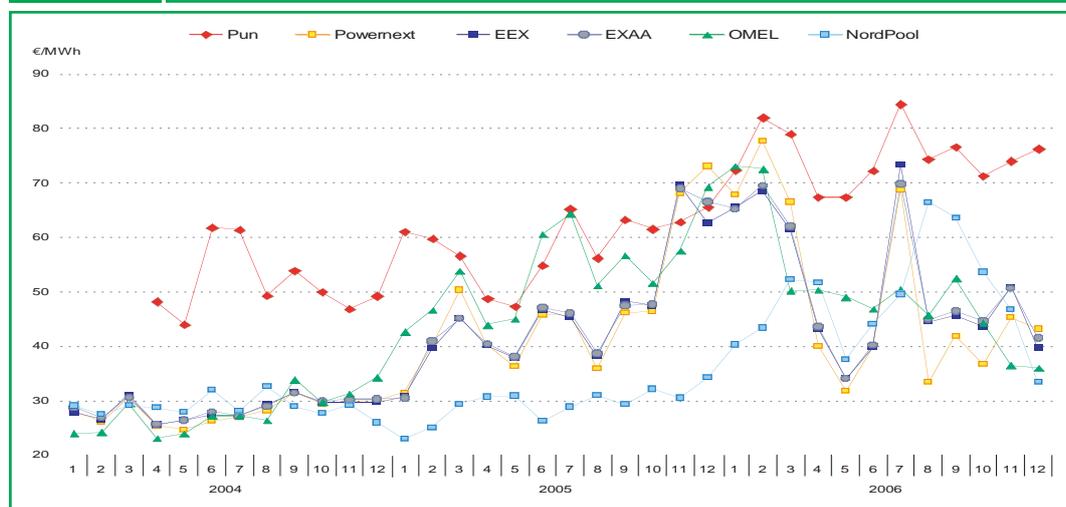


Fig. 22 Prezzi medi mensili di picco sulle borse europee (€/MWh)

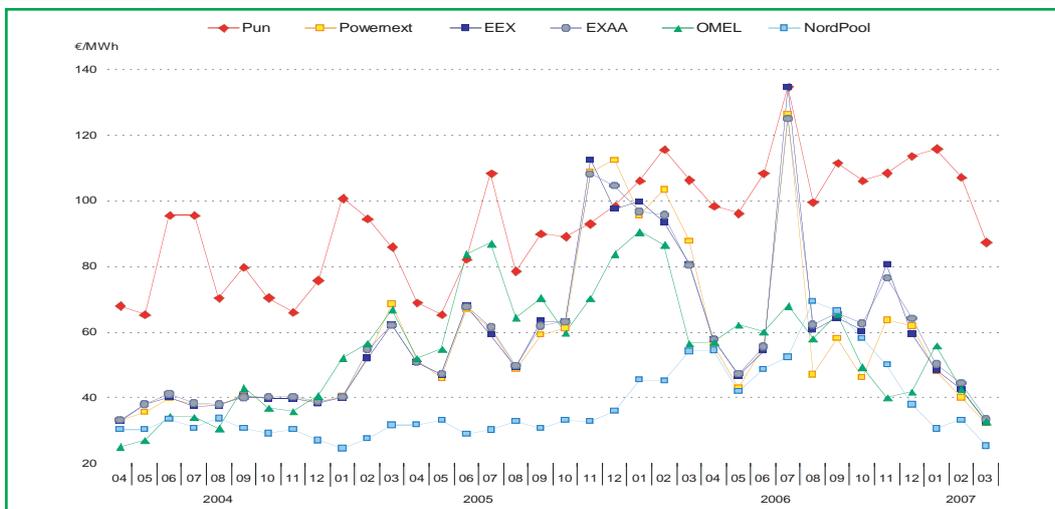


Fig. 23 Prezzi medi mensili fuori picco sulle borse europee (€/MWh)

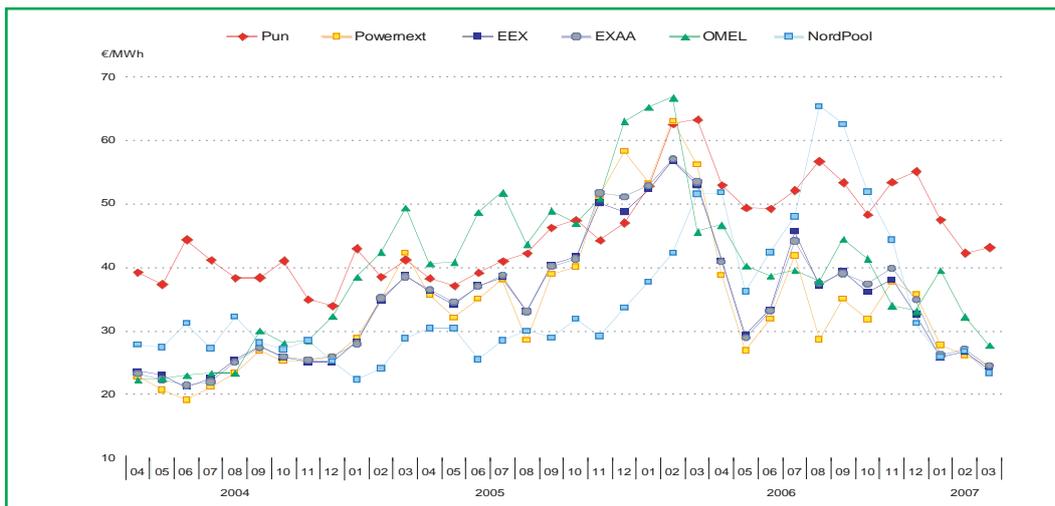
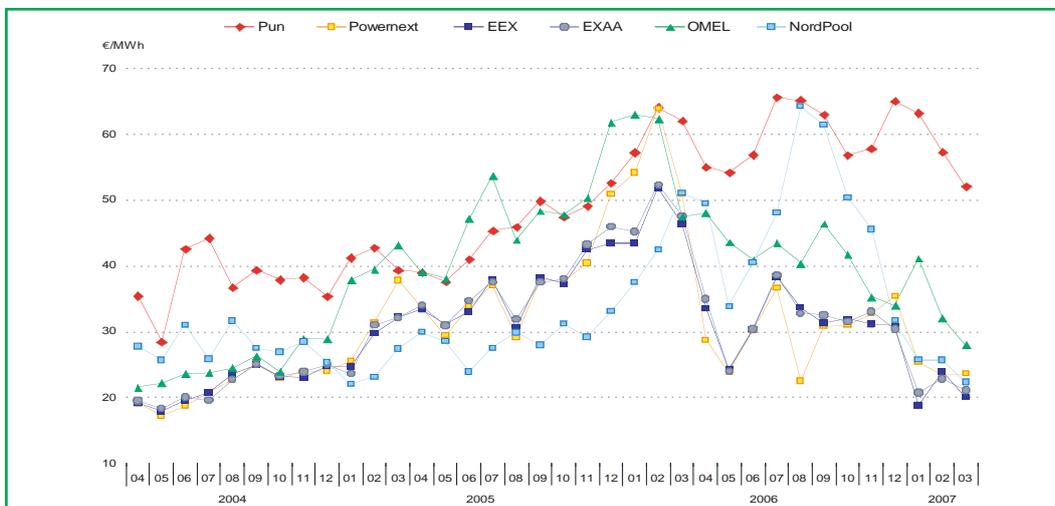


Fig. 24 Prezzi medi mensili festivi sulle borse europee (€/MWh)



Tab. 32 Percentuali di ore in cui il PUN è stato inferiore al prezzo delle borse estere

		Media EU	EEX	Nord Pool	OMEL	Powernext	EXAA
Totale	2006	12,1%	9,3%	19,2%	18,1%	11,7%	9,2%
	2005	28,9%	22,1%	9,6%	47,5%	23,6%	22,4%
	2004	5,6%	4,7%	15,0%	9,2%	4,0%	4,4%
Lavorativo	2006	9,2%	8,2%	12,4%	11,7%	8,7%	8,1%
	2005	20,1%	16,6%	5,9%	30,2%	16,9%	16,9%
	2004	3,3%	3,1%	10,0%	5,3%	2,3%	2,7%
Picco	2006	4,1%	4,0%	0,2%	3,2%	4,7%	4,3%
	2005	6,7%	5,3%	0,0%	8,9%	6,8%	5,9%
	2004	0,7%	0,7%	0,4%	1,1%	0,6%	0,5%
Fuori picco lavorativi	2006	9,4%	8,0%	17,9%	13,9%	8,0%	7,6%
	2005	22,4%	18,7%	8,5%	34,9%	17,6%	18,6%
	2004	4,0%	3,7%	13,8%	6,4%	2,7%	3,3%
Festivo	2006	2,9%	1,1%	6,8%	6,4%	3,0%	1,0%
	2005	8,8%	5,5%	3,7%	17,3%	6,7%	5,5%
	2004	2,3%	1,7%	5,1%	3,9%	1,7%	1,8%

3.2.4 Domanda e Offerta

Domanda: l'andamento nel 2006

Nel 2006 i volumi acquistati di energia elettrica nel MGP sono stati 329,8 milioni di MWh pari in media oraria a 37.647 MWh e con un aumento medio orario di circa 750 MWh (+2,0%) rispetto al 2005. Nelle ore di picco gli acquisti sono ammontati in media a 45.384 MWh (+2,0%), nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi a 35.249 MWh (+2,2%) e nei giorni festivi a 31.844 (+2,5%), con un rapporto tra ore di picco (alta domanda) e ore dei giorni festivi (bassa domanda) pari a 1,43, in linea con l'anno precedente (si vedano anche le tabelle dell'Appendice statistica).

Gli acquisti nella borsa elettrica, pari a 196,5 milioni di MWh, hanno segnato una flessione del 3,2% rispetto al 2005; gli acquisti OTC, pari a 133,3 milioni di MWh, sono invece aumentati del 10,9%. Di riflesso, la quota di volumi acquistati in borsa è scesa di 3,2 punti percentuali. Il calo è da ascrivere principalmente alla diminuzione dei volumi acquistati in borsa dall'AU in conseguenza del progressivo restringimento del mercato vincolato, il cui peso sull'intero mercato è passato dal 50,8% nel 2005 al 46,4% nel 2006²³.

L'AU ha acquistato complessivamente 153,0 milioni di MWh (-6,9%), di cui 132,2 milioni di MWh (-5,0%) nella borsa elettrica. Gli altri operatori hanno, invece, aumentato i propri acquisti in borsa del 4,0% raggiungendo 49,7 milioni di MWh. In aumento anche gli acquisti in borsa sulle zone estere (+20,7%). Sono diminuiti, invece, gli acquisti per pompaggi (-8,0%) e le offerte integrative presentate da Terna sul lato domanda (-26,3%).

Le offerte di acquisto presentate in borsa e non accettate nel 2006 sono state 7,3 milioni MWh pari al 2,2% del totale acquistato. Le offerte non accettate sono aumentate di quasi nove volte rispetto all'anno precedente e per il 99% sono state presentate sulle zone estere.

²³ A tal proposito si veda il capitolo 3.1

Pertanto le offerte di acquisto di energia elettrica complessivamente presentate su MGP, pari alla somma di quelle presentate in borsa (vendute e non vendute) e di quelle OTC (tutte vendute), nel 2006 sono state 337,1 milioni di MWh con un aumento del 4,0% rispetto all'anno precedente; solo il 2,5% di tali offerte, pari a 8,5 milioni di MWh, aveva un'indicazione di prezzo e quasi tutte (8,3 milioni di MWh) sono state presentate nelle zone estere (Tab. 33).

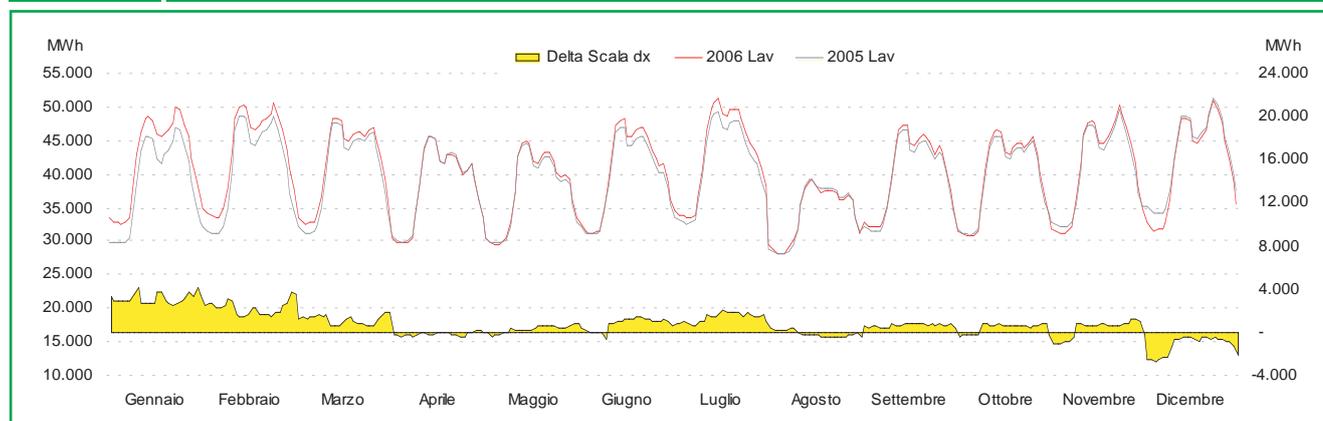
Tab. 33 Composizione della domanda

	MWh	Var vs 2005	Struttura
Borsa	196.535.249	-3,2%	59,6%
Acquirente Unico	132.230.74	-5,0%	40,1%
Altri operatori	49.717.421	4,0%	15,1%
Pompaggi	7.443.272	-8,0%	2,3%
Zone estere	3.346.408	20,7%	1,0%
Offerte integrative	3.797.402	-26,3%	1,2%
Contratti bilaterali	133.254.781	10,9%	40,4%
Esteri	1.285.567	12,4%	0,4%
Nazionali Acquirente Unico	20.768.233	-17,4%	6,3%
Nazionali altri operatori	111.200.980	18,4%	33,7%
VOLUMI ACQUISTATI	329.790.030	2,0%	100,0%
Borsa	7.299.180	774,8%	100,0%
Altri operatori	28.678	98,3%	0,4%
Pompaggi	44.895	0,2%	0,6%
Zone estere	7.225.607	832,2%	99,0%
Contratti bilaterali	-	-100,0%	0,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	7.299.180	774,4%	100,0%
DOMANDA TOTALE	337.089.209	4,0%	

La stagionalità della domanda

Dall'andamento delle curve medie orarie dei giorni lavorativi nei dodici mesi del 2006 si evidenzia una ben definita stagionalità degli acquisti di energia elettrica: gennaio e febbraio si attestano su livelli piuttosto alti (sia nei minimi che nei massimi), poi da marzo inizia una costante discesa dei livelli medi fino a maggio; a giugno gli acquisti cominciano la salita che culmina a luglio quando gli acquisti eguagliano e superano i livelli dei mesi invernali. Ad agosto si registra il crollo degli acquisti che ripartono a settembre e ottobre per poi riportarsi negli ultimi due mesi dell'anno sui livelli dei mesi invernali di inizio anno (Fig. 25).

Fig. 25 Acquisti su MGP: curve medie orarie (giorno lavorativo)



Le curve medie orarie del 2006 si presentano, nella forma, assai simili alle analoghe curve del 2005: i mesi invernali evidenziano due punte, con quella serale che supera quella mattutina; negli altri mesi la punta serale è meno spiccata ed in qualche mese compare, appena accennata, una terza punta. Quanto ai livelli, le curve 2006 superano in misura consistente (da circa 1.000 a oltre 4.000 MWh) quelle dello stesso mese dell'anno precedente, nel primo trimestre e nel mese di luglio, in concomitanza con il non trascurabile contributo degli acquisti sulle zone estere. Negli altri mesi le curve del 2006 sono in alcuni casi quasi sovrapposte, in altri leggermente superiori nel livello a quelle dell'anno precedente. A dicembre, invece, la curva media oraria degli acquisti del 2006 è risultata decisamente inferiore a quella dell'anno precedente, sostenuta dalla domanda estera, specialmente nelle prime ore della giornata, con differenziali superiori a 2.000 MWh.

La dislocazione territoriale della domanda

Nelle zone nazionali gli acquisti di energia elettrica sono stati 325,2 milioni di MWh (in media oraria 37.118 MWh) pari al 98,6% del totale acquisti e con un incremento dell'1,8% rispetto al 2005 (Tab. 34). Nella macrozona Nord si è concentrato il 55% degli acquisti nazionali, nel Sud circa il 35% ed il rimanente 10% si è suddiviso tra le due isole, che hanno registrato gli aumenti percentuali più sostenuti (Sicilia +4,9%, Sardegna +3,3%). Più contenute le dinamiche di crescita delle altre due macrozone continentali: Nord +1,7% e Sud +1,4%.

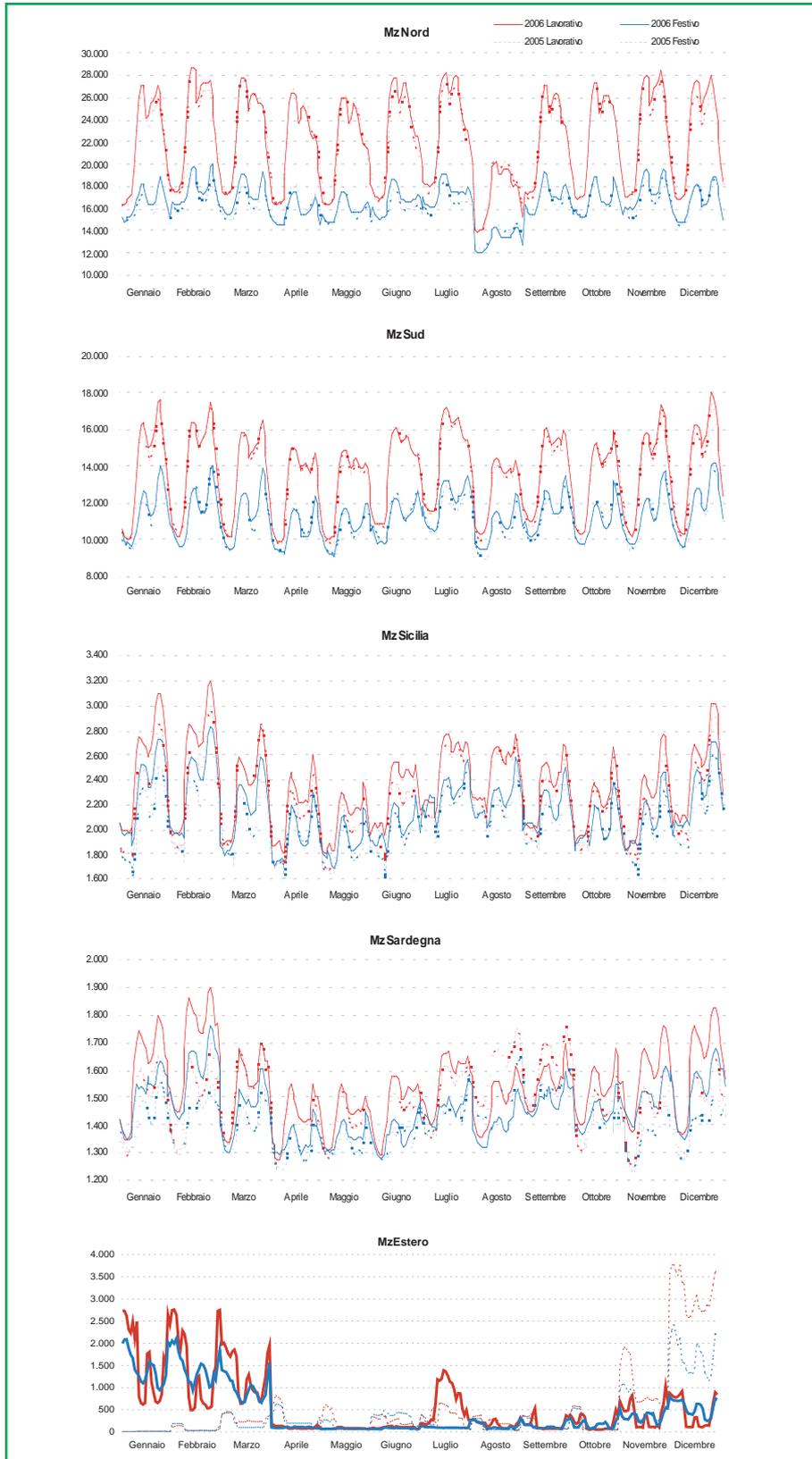
Gli acquisti nelle zone estere, pari a 4,6 milioni di MWh (in media oraria 529 MWh) hanno interessato la frontiera svizzera per il 28% dei volumi, quella francese per il 23%, quella slovena per il 21%, quella greca per il 17% ed in percentuali minori le altre frontiere. Nel 2006 gli acquisti sulle zone estere hanno rappresentato solo l'1,4% del totale, con un aumento del 18,3% rispetto all'anno precedente.

MWh	Anno 2006			
	Totale annuo	Media oraria	Variazione annuale	% su totale
<i>MzNord</i>	178.899.569	20.422	1,7%	54,2%
<i>MzSud</i>	113.013.689	12.901	1,4%	34,3%
<i>MzSicilia</i>	20.007.397	2.284	4,9%	6,1%
<i>MzSardegna</i>	13.237.399	1.511	3,3%	4,0%
Totale nazionale	325.158.054	37.118	1,8%	98,6%
<i>Estero</i>	4.631.976	529	18,3%	1,4%
Sistema Italia	329.790.030	37.647	2,0%	100,0%

Le curve medie orarie delle macrozone nazionali e delle zone estere nei dodici mesi del 2006 evidenziano la diversa stagionalità degli acquisti nel territorio: nel Nord dove sono maggiormente concentrate le attività industriali, e in particolare quelle *energy intensive*, sono meno accentuate le differenze tra i livelli mensili, eccezion fatta per il mese di agosto (Fig. 26). La stagionalità degli acquisti di energia risulta diversa nelle due isole a causa della maggiore incidenza relativa delle attività terziarie e dei consumi per usi domestici; i livelli più alti si riscontrano ancora nei mesi invernali (gennaio, febbraio e dicembre) che superano nettamente quelli degli altri mesi (luglio incluso); inoltre, nel mese di agosto non si è assistito al crollo dei consumi. Contrariamente a quanto accade nel Nord, nel Sud e nelle isole nei mesi invernali ed in quelli autunnali, la punta pomeridiana è molto più accentuata rispetto a quella mattutina. Infine, la differenza nei livelli tra le curve medie orarie dei giorni lavorativi e dei giorni festivi è più accentuata nelle zone continentali rispetto a quelle insulari.

Il profilo delle curve medie orarie delle zone estere, per contro, non è correlato alle abitudini stagionali di chi acquista o consuma energia elettrica, e nemmeno, trattandosi di zone virtuali, alla maggiore o minore concentrazione di consumi industriali ad alta intensità elettrica. Gli acquisti sulle zone estere sono, invece, determinati dalla possibilità di arbitraggi sulle compravendite di energia elettrica sui diversi mercati europei. L'esame delle curve medie orarie sulle zone estere evidenzia che gli acquisti si sono fisiologicamente attestati su livelli di poche decine di MWh, con repentini aumenti in alcuni periodi, come quello che va dalla fine di novembre del 2005 al marzo del 2006, o con intensità minore in alcuni giorni di luglio e novembre 2006. In tali periodi, in particolare nelle ore di bassa domanda, gli acquisti medi hanno superato i 2.500 MWh nel 2006 ed i 3.500 MWh l'anno precedente, con punte orarie intorno ai 5.000 MWh.

Fig. 26 Acquisti per macrozona: curve medie orarie



La domanda: il primo trimestre del 2007

Nel primo trimestre del 2007 i volumi di energia elettrica acquistati sono stati 82,2 milioni di MWh, pari a 38.095 MWh in media oraria, con una flessione del 4,4% rispetto allo stesso periodo del 2006 (Tab. 35). Gli acquisti nelle zone nazionali pari a 81,6 milioni di MWh (37.796 MWh in media oraria) sono diminuiti dell'1,7% anche a causa dell'inverno mite. Gli acquisti sulle zone estere pari a 646 mila MWh (299 MWh in media oraria) sono invece diminuiti del 78,8% confrontandosi proprio con il periodo del 2006 in cui il differenziale di prezzo con le altre borse elettriche europee ha favorito "le esportazioni".

Gli acquisti nella borsa elettrica, sebbene in flessione tendenziale dell'1,6%, nel primo trimestre del 2007, hanno aumentato di 1,9 punti percentuali il loro peso sugli acquisti totali. I 52,9 milioni di MWh (24.507 MWh in media oraria) acquistati in borsa hanno rappresentato il 64,3% del totale degli acquisti, contro il 62,4% del I trimestre 2006 ed il 59,6% dell'intero anno 2006. Al fisiologico calo tendenziale degli acquisti in borsa dell'AU (-14,3%) si è contrapposto un deciso aumento del 57,3% dell'energia acquistata in borsa dagli altri operatori. Di conseguenza, è stata piuttosto netta la flessione degli acquisti attraverso la contrattazione bilaterale, che nel primo trimestre del 2007 è stata pari a 29,3 milioni di MWh (13.588 MWh in media oraria), in calo del 9,2% su base annua.

Tab. 35 Acquisti su MGP: I trimestre 2007			
	<i>MWh</i>	<i>Variazione</i>	<i>Struttura</i>
Borsa	52.909.692	-1,6%	64,3%
Acquirente Unico	31.919.091	-14,3%	38,8%
Operatori	17.765.569	57,3%	21,6%
Zone estere	353.064	-84,4%	0,4%
Pompaggi	1.431.078	-25,0%	1,7%
Offerte integrative	1.440.890	38,2%	1,8%
Fuori borsa	29.337.257	-9,2%	35,7%
Bilaterali estero	293.290	-62,9%	0,4%
Bilaterali nazionali - AU	4.009.568	-12,9%	4,9%
Bilaterali nazionali (altri)	25.034.399	-7,0%	30,4%
Volumi acquistati	82.246.949	-4,4%	100,0%

L'offerta: i volumi

L'offerta di energia elettrica complessiva nel MGP è stata di 455,8 milioni di MWh, pari in media oraria a 52.036 MWh, con un aumento medio orario rispetto al 2005 di circa 1.211 MWh (+2,4%) (Tab. 36).

L'offerta media nazionale, pari a 46.000 MWh (l'88,4% di quella complessiva), è aumentata di 1.204 MWh (+2,7%), mentre quella estera, pari a 6.035 MWh, ha avuto una crescita di soli 7 MWh (+0,1%). Nella borsa elettrica è stato presentato il 67,8% dell'offerta complessiva di energia elettrica.

Nelle ore di picco l'offerta è ammontata mediamente a 58.413 MWh (+ 2.759 MWh, +5,0%), nelle ore fuori picco dei lavorativi a 50.143 MWh (+666 MWh, +1,3%) e nei giorni festivi a 47.161 (+218 MWh, +0,5%) (si vedano anche le tabelle dell'Appendice statistica). Il picco orario assoluto offerto, pari a 67.671 MWh, si è registrato alle ore 19 di giovedì 21 dicembre; il valore più basso, pari a 35.904 MWh, alle ore 4 di domenica 13 agosto.

Tab. 36 Volumi offerti

Anno 2006	Totale volumi	Media oraria	Variazione tendenziale		Struttura
	MWh	MWh	MWh	%	%
Nazionale	402.964.130	46.000	1.204	2,7%	88,4%
di cui in borsa	298.128.415	34.033	-1.500	-4,2%	65,4%
di cui contratti bilaterali	104.835.715	11.968	2.704	29,2%	23,0%
Estera	52.867.539	6.035	7	0,1%	11,6%
di cui in borsa	10.863.255	1.240	1.129	1020,5%	2,4%
di cui contratti bilaterali	42.004.284	4.795	-1.122	19,0%	9,2%
TOTALE	455.831.669	52.036	1.211	2,4%	100,0%
di cui in borsa	308.991.670	35.273	-371	-1,0%	67,8%
di cui contratti bilaterali	146.839.999	16.763	1.582	10,4%	32,2%

I volumi non venduti

Nel 2006 l'energia elettrica offerta ma non venduta, perché non accettata nella borsa elettrica, è stata 126,0 milioni di MWh, pari in media oraria a 14.388 MWh, con un aumento di 457 MWh rispetto al 2005 (+3,3%) (Tab. 37). L'energia non venduta ha rappresentato il 38,2% dei volumi venduti (contro il 37,8% del 2005).

Tab. 37 Volumi non venduti

Anno 2006	Totale volumi	Media oraria	Variazione tendenziale		Quota su Vendite
	MWh	MWh	MWh	%	%
Nazionale	123.143.806	14.058	131	0,9%	44,0%
Estera	2.897.832	331	326	6.779,3%	5,8%
TOTALE	126.041.639	14.388	457	3,3%	38,2%

I volumi venduti

I volumi di energia elettrica venduti sono stati 329,8 milioni di MWh, pari in media oraria a 37.647 MWh, in aumento del 2,0% rispetto al 2005 (Tab. 38). L'aumento delle vendite di energia scatta da un lato la flessione del 5,3% delle vendite nelle zone estere, pari a 50,3 milioni di MWh (5.704 MWh in media oraria) e dall'altro lato la crescita del 3,5% delle vendite nazionali, pari a 279,8 milioni di MWh (31.943 MWh in media oraria). La quota delle vendite nelle zone estere sul totale si è ridotta di 1,1 punti percentuali, passando dal 16,3% del 2005 al 15,2% del 2006.

Tab. 38 Volumi venduti

	Volumi	Media orari	Variazione tendenziale		Struttura
	MWh	MWh	MWh	%	%
Nazionale	279.820.323	31.943	1.073	3,5%	84,8%
Estera	49.969.706	5.704	- 319	-5,3%	15,2%
TOTALE	329.790.030	37.647	754	2,0%	100,0%
di cui in borsa	196.535.249	22.436	-73	-3,2%	59,6%
di cui contratti bilaterali	133.254.781	15.212	1.490	10,9%	40,4%

Nella borsa elettrica sono stati venduti 196,5 milioni di MWh, pari in media oraria a 22.436 MWh, con una flessione del 3,2%; i rimanenti 133,3 milioni di MWh, 15.212 MWh in media oraria, sono stati venduti attraverso la contrattazione bilaterale con un aumento annuo del 10,9% (Tab. 39).

La flessione del rapporto tra i volumi venduti in borsa e i volumi complessivamente scambiati nel sistema è da imputare al maggior ricorso degli operatori alla contrattazione bilaterale (che però come vedremo ha conosciuto una inversione di tendenza nel primo trimestre del 2007) e al calo fisiologico delle vendite da impianti CIP6.

Le vendite in borsa da impianti nazionali sono state 123,6 milioni di MWh, in calo del 7,7%. Gli impianti nazionali hanno contribuito alle vendite in borsa anche con buona parte degli sbilanciamenti a programma, pari a 13,6 milioni di MWh (+6,2%). Le vendite da impianti CIP6, pari a 48,4 milioni di MWh (-6,8%), hanno rappresentato il 25% dei volumi di borsa. Le offerte integrative di Terna, in diminuzione del 12,5% rispetto all'anno precedente, sono state 3,0 milioni di MWh. Infine, gli operatori hanno utilizzato la borsa per importare energia nel Paese in misura molto più consistente che nell'anno precedente. Infatti, le vendite in borsa sulle zone estere, pari a 8,0 milioni di MWh, sono risultate più di 8 volte superiori a quelle del 2005.

Infine, nel 2006, il 26,8% delle offerte di vendita in borsa è stato presentato con prezzo zero; la percentuale è in aumento di 3 punti rispetto all'anno precedente.

Tab. 39 Composizione delle vendite

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	196.535.249	-3,2%	59,6%
Operatori	123.564.850	-7,7%	37,5%
CIP 6	48.403.285	-6,8%	14,7%
Zone estere	7.969.332	756,0%	2,4%
Sbilanciamenti a programma	13.581.232	6,2%	4,1%
Offerte integrative	3.016.550	-12,5%	0,9%
Contratti bilaterali	133.254.781	10,9%	40,4%
Esteri	42.000.374	-19,0%	12,7%
Nazionali	104.835.639	29,2%	31,8%
Sbilanciamenti a programma	-13.581.232		-4,1%
TOTALE	329.790.030	2,0%	100,0%

Le vendite per tipologia d'impianto

Nel 2006 le vendite nazionali di energia elettrica, al netto delle offerte integrative di Terna, sono ammontate a 276,6 TWh, pari in media oraria a 31.576 MWh, con un aumento medio orario di 1.150 MWh rispetto all'anno precedente (+3,8%) (Tab. 40). Le vendite da impianti termici alimentati a gas naturale, pari a 15.636 MWh in media oraria, hanno fornito il maggior contributo, con una crescita media di 1.572 MWh (+11,2%). In aumento anche le vendite da impianti a carbone (+100 MWh medi orari, +3,0%) e da fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico (+53 MWh medi orari, +5,4%). Sono diminuite per contro le vendite dalle centrali alimentate ad olio e policombustibili (-504 MWh medi orari, -8,7%) e le vendite degli impianti idroelettrici (-411 MWh medi orari, -9,9%). Tra questi ultimi impianti la flessione più marcata si è registrata tra quelli di pompaggio (-310 MWh medi orari, -29,0%).

La quota di vendite da impianti termici alimentati a gas naturale è cresciuta in un anno di oltre 3 punti percentuali, attestandosi al 49,5%. Si è anche ampliata, in misura più contenuta (+0,1 punti percentuali), la quota degli impianti a fonti rinnovabili diverse dagli idroelettrici, pari al 3,3%. Sono scese invece la quota degli impianti termici tradizionali non alimentati a gas naturale (-1,5 punti percentuali), che si attesta al 35,3%, e la quota degli idroelettrici (-1,8 punti percentuali), che ha chiuso l'anno all'11,9%.

Tab. 40 Vendite per tecnologia di impianto

		Volumi. MWh				Struttura	
		2006		Variazione		2006	2005
		Totale	Media oraria	Media oraria	%		
Gas Naturale	Totale	136.972.993	15.636	1.572	11,2%	49,5%	46,2%
	Ciclo combinato	121.995.693	13.926	1.402	11,2%	44,1%	41,2%
	Convenzionale	14.318.494	1.635	180	12,4%	5,2%	4,8%
	Turbogas	658.805	75	-9	-11,0%	0,2%	0,3%
Altro Termico	Totale	97.654.265	11.148	-64	-0,6%	35,3%	36,9%
	Carbone	24.952.875	2.849	100	3,6%	9,0%	9,0%
	Olio e policomb.	46.154.801	5.269	-504	-8,7%	16,7%	19,0%
	Autoprod. e altro	26.546.588	3.030	340	12,6%	9,6%	8,8%
Idrico	Totale	32.899.993	3.756	-411	-9,9%	11,9%	13,7%
	Modulazione	14.038.887	1.603	-142	-8,1%	5,1%	5,7%
	Fluente	12.218.475	1.395	41	3,0%	4,4%	4,4%
	Pompaggio	6.642.631	758	-310	-29,0%	2,4%	3,5%
Altro Rinnovab.	Totale	9.074.334	1.036	53	5,4%	3,3%	3,2%
Totale		276.601.584	31.576	1.150	3,8%	100,0%	100,0%

La dislocazione territoriale dell'offerta

L'aumento dell'offerta nazionale di energia elettrica (+1.204 MWh) è stato determinato dalla forte crescita nella macrozona Nord +1.284 MWh (+5,6%) conseguente all'entrata in produzione di nuovi impianti (cfr. capitolo 3.2.6) e in misura più modesta dalla crescita dell'offerta nelle macrozone Sud +115 MWh (+0,7%) e Sardegna +33 MWh (+1,6%). In Sicilia si è invece registrata una diminuzione dell'offerta di 228 MWh (-6,4%) (Tab. 41).

Le vendite di energia elettrica, che a livello nazionale sono cresciute del 3,5%, hanno avuto diverse dinamiche nel territorio: ai forti aumenti delle vendite nelle macrozona Sud (+8,2%) e Sardegna (+5,4%) e a quello più modesto del Nord (+1,2%), si è contrapposto il calo della Sicilia (-2,4%).

Pertanto, la quota dei volumi di energia offerti ma non venduti in borsa sul totale dei volumi venduti, al Nord è aumentata di ben 6 punti percentuali, portandosi a 42,4%. Tale valore (che si può impropriamente considerare una sorta di riserva) resta, nel Nord, ancora inferiore rispetto alle altre macrozone ed al valore medio nazionale (45,1%); tuttavia, rispetto al 2005 le differenze tra le macrozone si sono decisamente assottigliate.

Per quanto riguarda l'insieme delle zone estere, l'offerta complessiva, pari a 6.035 MWh medi orari, è rimasta sostanzialmente immutata rispetto al 2005 (+7 MWh medi orari, +0,1%), mentre sul fronte delle vendite si è assistito ad un calo del 5,3%. A differenza del 2005, quando pressoché tutta l'energia offerta è stata venduta, nel 2006 sono rimasti invenduti mediamente 331 MWh.

Tab. 41 Volumi offerti e volumi non venduti

MWh	Volumi offerti			Volumi non venduti			Volumi non venduti / Volumi venduti	
	Media oraria	Variazione		Media oraria	Variazione		2006	2005
<i>MzNord</i>	24.105	1.284	5,6%	7.176	1.088	17,9%	42,4%	36,4%
<i>MzSud</i>	16.418	115	0,7%	5.174	-838	-13,9%	46,0%	58,4%
<i>MzSicilia</i>	3.346	-228	-6,4%	1.060	-76	-6,7%	46,4%	46,6%
<i>MzSardegna</i>	2.131	33	1,6%	648	-43	-6,3%	43,7%	49,1%
Italia	46.000	1.204	2,7%	14.058	131	0,9%	44,0%	45,1%
Estero	6.035	7	0,1%	331	326	6.779,3%	5,8%	0,1%
Totale	52.036	1.211	2,4%	14.388	457	3,3%	38,2%	37,8%

La quota delle offerte di vendita a prezzo zero degli operatori nella borsa elettrica, in crescita rispetto al 2005, è stata maggiore al Nord (34,5%) rispetto alle altre macrozone (Sud 18,3%, Sicilia 12,6% e Sardegna 9,8%). Nelle zone estere la quota ha raggiunto 81,3% in flessione rispetto al 90,6% del 2005 (si vedano le tabelle dell'Appendice statistica).

L'offerta: il primo trimestre del 2007

Nel primo trimestre del 2007 i volumi di energia elettrica offerti sono stati 121,1 milioni di MWh, pari a 56.071 MWh in media oraria, con un aumento medio di 5.698 MWh (+11,3%) rispetto allo stesso periodo del 2006 (Tab. 42).

I volumi venduti, pari in media oraria a 38.095 MWh, sono invece diminuiti mediamente di 1.769 MWh (-4,4%), per effetto, da un lato, della diminuzione delle vendite nazionali di 3.332 MWh (-9,5%) e dall'altro lato, di un aumento delle vendite sulle zone estere di 1.563 MWh (+31,8%).

Tab. 42 Offerta di energia elettrica - I trimestre 2007

MWh	Totale	Media oraria	Variazione		Struttura
Borsa	52.909.692	24.507	-386	-1,6%	64,3%
CIP6	12.176.535	5.640	-388	-6,4%	14,8%
Operatori	32.999.655	15.285	-991	-6,1%	40,1%
Zone estere	3.984.603	1.846	1.079	140,9%	4,8%
Sbilanciamenti a progr.	3.072.893	1.423	-192	-11,9%	3,7%
Offerte integrative	676.007	313	105	50,7%	0,8%
Fuori borsa	29.337.257	13.588	-1.383	-9,2%	35,7%
Bilaterali nazionali	22.396.838	10.347	-2.059	-16,6%	27,2%
Bilaterali esteri	10.013.312	4.638	484	11,6%	12,2%
Sbilanciamenti a programma	-3.072.893	-1.423	192	-11,9%	-3,7%
Volumi venduti	82.246.949	38.095	-1.769	-4,4%	100,0%
Volumi non venduti	38.810.856	17.976	7.467	71,1%	
Volumi offerti	121.057.805	56.071	5.698	11,3%	

Le vendite nella borsa elettrica, sebbene in flessione tendenziale dell'1,6%, nel primo trimestre del 2007 hanno aumentato di 1,9 punti percentuali il loro peso sulle vendite totali in ragione della ben più accentuata flessione (-9,2%) delle vendite attraverso la contrattazione bilaterale.

Le vendite in borsa, pari a 52,9 milioni di MWh (24.507 MWh in media oraria), hanno rappresentato il 64,3% del totale venduto contro il 62,4% del I trimestre 2006 ed il 59,6% dell'intero anno 2006. I maggiori volumi di borsa, in termini relativi, sono la conseguenza delle vendite di energia sulle zone estere, più che raddoppiate rispetto al I trimestre 2006.

3.2.5 Configurazioni zonali

Il 2006 ha visto la prima modifica della configurazione di rete dall'avvio del mercato, con l'eliminazione del polo di Piombino, il rilassamento dei limiti sul polo di Rossano e l'introduzione del polo di Foggia. Ciononostante, il grado di frammentazione in zone del mercato e la rendita da congestione raccolta hanno mostrato un incremento, che è dovuto soprattutto alla più frequente separazione delle zone estere e delle isole, nonché alla crescita dei differenziali di prezzo tra MzNord e MzSud²⁴.

Frammentazione

Dopo il sensibile calo registrato nel 2005, il grado di frammentazione in zone del mercato è tornato ad aumentare. Considerando l'intero sistema, infatti, il numero medio di zone in cui si è articolato il mercato è stato pari a 3,87, superiore sia al valore del 2005 (+51%), sia a quello del 2004. Tale valore ha mostrato, inoltre, un *trend* "a campana" nel corso dell'anno, risultando sempre più alto che nel 2005 e toccando il suo massimo in agosto. Questo aumento è stato determinato soprattutto dalla più frequente separazione delle zone periferiche, vale a dire le zone virtuali estere e le isole. Considerando solo il territorio nazionale, infatti, risultano inferiori sia il numero medio di zone di mercato (2,66), sia l'incremento rispetto al 2005 (+20%); addirittura la variazione rispetto al 2004 risulta negativa. Se si considera solo il continente, il numero medio di zone si riduce ulteriormente a 1,72, con una crescita del 24% (Fig. 27).

Le configurazioni di mercato effettivamente determinatesi nel 2006 sono state 999, contro le 348 del 2005 (+187%); solo 7 hanno superato una frequenza del 2%, rappresentando il 21% del totale, mentre nel 2005 le prime 7 rappresentavano il 48% e 12 erano le configurazioni con frequenza superiore al 2%. Le quattro configurazioni più frequenti hanno visto l'intero sistema unito, a meno di sporadiche separazioni della Sicilia o di alcune zone virtuali estere. Il sistema ha costituito un'unica zona di mercato per il 4% delle ore (17% nel 2005), rappresentando la seconda configurazione per frequenza (era la prima nel 2005). L'Italia lo è stata per il 17% delle ore (21% nel 2005) e il continente intero per il 45% (65% nel 2005) (Fig. 28 e 29).

²⁴ I dati pubblicati nel rapporto annuale 2005 sono stati ricalcolati per considerare anche l'effetto delle zone virtuali estere.

Fig. 27 Numero medio di zone del mercato

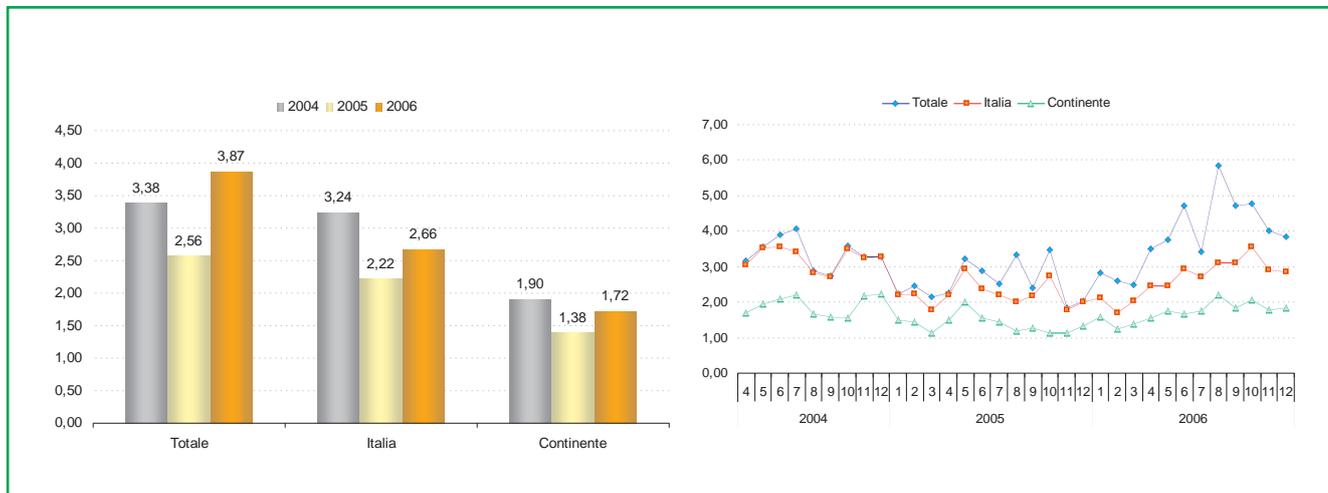


Fig. 28 Frequenza di non separazione

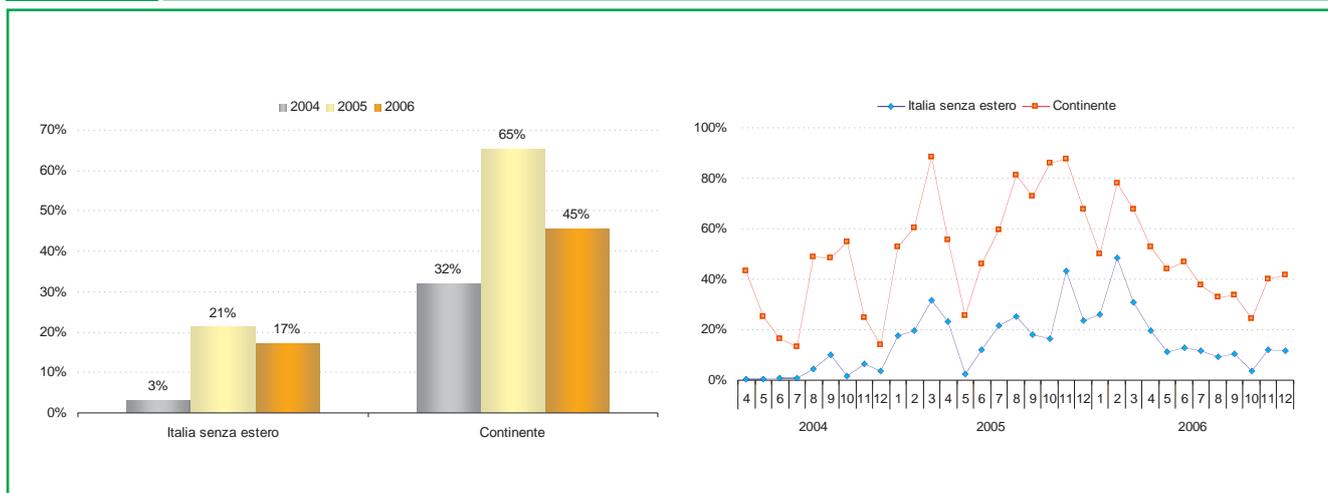
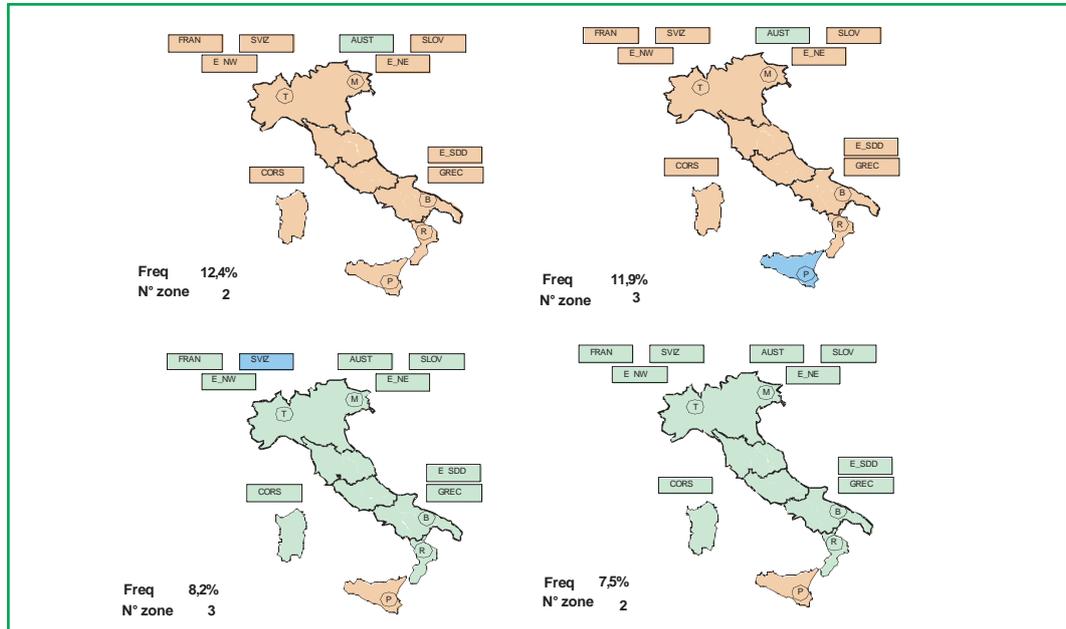


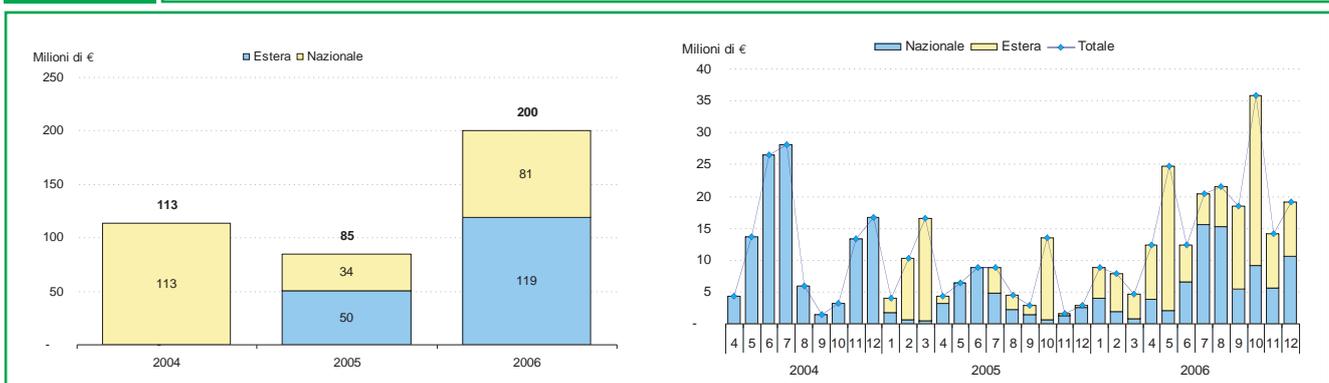
Fig. 29 Configurazioni di mercato più frequenti



Rendita da congestione

La maggior frammentazione del mercato, insieme alla crescita dei differenziali di prezzo, ha comportato una crescita della rendita da congestione complessivamente raccolta sul mercato e sui contratti bilaterali, che ha raggiunto i 200,4 milioni di € (+137% rispetto agli 84,7 milioni di €). L'incremento ha interessato sia la rendita raccolta sui transiti con l'estero, passata da 34 a 81 milioni di € (+138%), che la rendita raccolta sui transiti nazionali, cresciuta da 50 a 119 milioni di € (+136%). Circa il 51% della rendita è stato raccolto in 4 mesi, tra cui luglio e agosto per i picchi nella rendita nazionale e maggio e ottobre per i picchi nella rendita estera. Come nel 2005, la parte maggiore della rendita è stata raccolta su tre transiti, la cui quota cumulata è scesa dal 76% al 67%: si tratta del transito Svizzera-ENW, la cui rendita è cresciuta da 30 milioni di € (36%) a 83 milioni di € (42%), del transito Francia-ENW, la cui rendita è cresciuta da 11 milioni di € (14%) a 20 milioni di € (10%), e del transito Nord-CentroNord, la cui rendita è cresciuta da 22 milioni di € (26%) a 31 milioni di € (15%).

Fig. 30 Rendita complessiva raccolta su MGP



Limiti di transito

Il 2006 ha registrato un generale rilassamento dei vincoli di transito sulla rete, dovuto sia all'allargamento di alcuni vincoli, sia alle modifiche della configurazione di rete decise da Terna. A seguito dell'entrata in funzione dell'impianto di produzione di Torviscosa (un ciclo combinato da 800 MW) e dell'uscita di una delle unità della centrale di Monfalcone, la potenza disponibile nel polo di Monfalcone è cresciuta da 600 MW a 1.100 MW e il limite di transito verso la zona Nord è stato aumentato da 950 MW a 1.450 MW. L'effetto è stato un aumento della produzione da 7,8 TWh a 12,8 TWh. Dal 1 aprile 2006, inoltre, è stato eliminato il polo di Piombino, assegnando alla zona Centro Nord la relativa potenza installata di circa 1.300 MW²⁵. A seguito dell'entrata in servizio a fine 2005 dell'elettrodotto a 380 kV Rizziconi - Laino, nonché dell'impianto di produzione di Altomonte (un ciclo combinato da 800 MW), il limite di transito dal polo di Rossano alla Calabria è stato sostanzialmente rimosso, la potenza disponibile nel polo è cresciuta da 1.700 MW a 2.500 MW e la produzione è cresciuta da 8,7 TWh a 13,6 TWh. A seguito dell'entrata in funzione dell'impianto di produzione di Termoli (un ciclo combinato da 800 MW), è stato introdotto il nuovo polo di produzione limitata di Foggia, con un limite di transito medio pari a 1.150 MW, con potenza assegnata pari a 1.200 MW e con una produzione di 7,4 TWh. Sono state anche introdotte due nuove zone virtuali estere (E-CO e COAC) per consentire la gestione delle congestioni, coerentemente con le modalità vigenti, sulla nuova interconnessione in corrente alternata fra Sardegna e Corsica (collegamento SARCO). Attualmente non risultano né immissioni, né prelievi²⁶.

Flussi di transito

Le maggiori novità nei flussi di transito sulla rete sono legate alle operazioni di arbitraggio con l'estero sulla frontiera settentrionale. Tali fenomeni hanno indotto esportazioni effettive verso l'Europa centrale solo sulla frontiera ENW-Nord e solo nel 3% delle ore, concentrate sostanzialmente nei mesi di gennaio (11% delle ore), febbraio (15%) e marzo (10%). Più consistente il fenomeno delle esportazioni commerciali registrate sulle frontiere virtuali della zona ENW²⁷: il transito Francia-ENW è stato utilizzato in esportazione il 14% delle volte (+6 p.p.)²⁸, concentrate nei mesi di gennaio, febbraio, marzo (50%) e luglio (13%).

²⁵ Per i raffronti tra 2005 e 2006, il transito Centro Nord-Centro Sud va confrontato con il vecchio transito Centro Nord-Piombino; il transito Centro Sud-Centro Nord va confrontato con il vecchio transito Centro Sud-Piombino, ed il transito Centro Nord-Corsica va confrontato con il vecchio transito Piombino-Corsica.

²⁶ I dati di quantità, flussi e transiti relativi alle zone Francia, Svizzera, Austria e Slovenia non sono confrontabili con quelli del 2005 in quanto, a seguito del cambiamento di modalità di gestione dei transiti con l'estero, solo dal 2006 a tali zone sono assegnati i punti di offerta virtuali esteri di competenza di Terna, precedentemente inclusi nelle zone ENW e ENE al pari di quelli di competenza dei gestori esteri.

²⁷ Le esportazioni sono determinate dagli acquisti sulle zone estere. Quando tali acquisti dell'estero sono superiori alle vendite sulle stesse zone danno luogo ad esportazioni effettive; nel caso contrario si parla di esportazioni commerciali (cioè la registrazione di partite di energia in esportazione a fronte di un saldo netto fisico in importazione da parte italiana).

²⁸ L'abbreviazione "p.p." sta a indicare punti percentuali.

E' stato invece saturato in importazione nel 31% delle ore (+29 p.p.), soprattutto dal mese di maggio e con valori superiori al 65% da settembre. Analogamente il transito Svizzera-ENW è stato utilizzato in esportazione il 15% delle volte (+8 p.p.), concentrate negli stessi quattro mesi ma con valori declinanti (77%, 62%, 31%, 10%). In importazione è stato saturato nel 41% delle ore (+36 p.p.), con valori di picco tra maggio e settembre. E' cresciuto anche l'utilizzo del transito Brindisi-Grecia, con un aumento al 77% delle ore (+35 p.p.), grazie sia alle importazioni (51%) che alle esportazioni (26%) (Tab. 43).

La comparsa delle esportazioni nei primi tre mesi indicati ha determinato una generale inversione dei flussi interni da sud a nord, cui ha fatto seguito nel resto dell'anno un ritorno alla norma con la crescita della frequenza di saturazione dei transiti verso sud. In particolare, il transito Nord-Centro Nord è stato utilizzato verso nord nell'11% delle ore (+8 p.p.), mentre nella seconda metà dell'anno la percentuale di saturazione in esportazione verso sud è cresciuta al 34% (+17 p.p.). Il transito Centro Nord-Centro Sud ha evidenziato un aumento di utilizzo verso nord nei primi tre mesi raggiungendo il 32% (+20 p.p.), senza invece registrare sostanziali saturazioni in tutto l'anno. Il transito Centro Sud-Sud è passato dall'essere utilizzato verso sud nel 67% delle ore a essere utilizzato verso nord nel 79% delle ore, per effetto della liberazione del polo di Rossano, senza risultare quasi mai saturo. Il transito Rossano-Calabria è stato utilizzato verso sud nel 91% delle volte (+14 p.p.), verso nord nel 7% delle volte (-11 p.p.), essendo inibito il 5% delle volte (-6 p.p.) e risultando saturo solo negli ultimi mesi dell'anno con percentuali mai superiori al 25%.

Relativamente alle isole, la Sicilia è risultata importatrice nel 58% delle ore (+38 p.p.) e saturata nel 38% delle ore (+25 p.p.); esportatrice nel 39% delle ore (-37 p.p.) e saturata nel 5% delle ore (-9 p.p.); inibita nel 3% delle ore (-2 p.p.). Al contrario, il transito CentroNord-Corsica è stato utilizzato in esportazione nel 64% delle ore (-3 p.p.) e saturato nel 16% delle ore (+1 p.p.), in importazione nel 3% delle ore (+2 p.p.) e saturato nel 5% delle ore (-9 p.p.); inibito nel 6% delle ore.

Infine, il nuovo polo di Foggia, entrato in servizio dal mese di maggio, è stato utilizzato mediamente nel 61% delle ore, risultando saturo solo a dicembre, mentre il polo di Priolo si è separato nel 16% delle ore (+11 p.p.), soprattutto dal mese di aprile.

Tab. 43

Gestione dei transiti

Transito		Limite medio		Utilizzato		Saturato		Inibito	
Da	A	MWh		% ore		% ore		% ore	
Francia	Estero NordOvest	450	(1.891)	79,6%	(84,6%)	30,8%	(2,5%)	6,6%	(7,6%)
Estero NordOvest	Francia	∞	(∞)	13,8%	(7,8%)	-	(-)	-	(-)
Svizzera	Estero NordOvest	1.132	(2.563)	84,9%	(93,4%)	41,2%	(4,7%)	-	(-)
Estero NordOvest	Svizzera	∞	(∞)	15,1%	(6,6%)	-	(-)	-	(-)
Austria	Estero NordEst	104	(750)	96,7%	(89,9%)	19,0%	(5,1%)	1,8%	(3,4%)
Estero NordEst	Austria	∞	(∞)	1,2%	(6,5%)	-	(-)	-	(-)
Slovenia	Estero NordEst	184	(862)	96,9%	(95,9%)	3,8%	(2,2%)	-	(1,1%)
Estero NordEst	Slovenia	∞	(∞)	3,1%	(1,7%)	-	(-)	-	(-)
Estero NordOvest	Nord	7.088	(5.852)	97,1%	(99,9%)	-	(0,1%)	-	(-)
Nord	Estero NordOvest	∞	(∞)	2,9%	(0,1%)	-	(-)	-	(-)
Estero NordEst	Nord	760	(642)	100,0%	(99,9%)	-	(0,9%)	-	(-)
Nord	Estero NordEst	∞	(∞)	0,0%	(0,1%)	-	(-)	-	(-)
Monfalcone	Nord	1.454	(948)	100,0%	(100,0%)	1,4%	(-)	-	(-)
Nord	Monfalcone	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Turbigo	Nord	2.102	(2.098)	53,4%	(55,2%)	0,1%	(0,1%)	-	(0,0%)
Nord	Turbigo	∞	(∞)	29,6%	(34,7%)	-	(-)	-	(-)
Nord	Centro Nord	2.738	(3.270)	89,4%	(96,9%)	34,3%	(17,4%)	-	(-)
Centro Nord	Nord	1.682	(1.802)	10,6%	(3,1%)	0,7%	(0,0%)	-	(-)
Centro Nord	Corsica	279	(299)	64,2%	(66,9%)	16,1%	(15,3%)	5,6%	(5,3%)
Corsica	Centro Nord	238	(250)	30,1%	(27,5%)	2,8%	(0,6%)	5,6%	(6,5%)
Corsica	Sardegna	∞	(∞)	54,9%	(61,4%)	-	(-)	5,2%	(4,1%)
Sardegna	Corsica	301	(300)	39,9%	(34,4%)	2,5%	(2,0%)	5,2%	(4,1%)
Sardegna	Estero Corsica	38	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Estero Corsica	Sardegna	38	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Estero Corsica	Corsica CA	∞	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Corsica CA	Estero Corsica	∞	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Centro Nord	Centro Sud	1.944	(8.554)	68,4%	(87,6%)	1,4%	(2,2%)	-	(-)
Centro Sud	Centro Nord	2.260	(2.243)	31,6%	(12,4%)	2,0%	(0,1%)	-	(-)
Centro Sud	Sud	2.120	(2.097)	21,4%	(66,7%)	0,0%	(0,3%)	-	(-)
Sud	Centro Sud	1.999	(2.015)	78,6%	(33,3%)	0,8%	(0,0%)	-	(-)
Foggia	Sud	868	(-)	60,8%	(-)	0,1%	(-)	2,6%	(-)
Sud	Foggia	∞	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Sud	Rossano	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Rossano	Sud	4.270	(4.324)	100,0%	(100,0%)	17,5%	(2,6%)	-	(-)
Rossano	Calabria	7.932	(814)	91,1%	(77,3%)	5,3%	(0,5%)	1,8%	(4,6%)
Calabria	Rossano	∞	(∞)	7,1%	(18,1%)	-	(-)	2,6%	(5,9%)
Calabria	Sicilia	140	(100)	58,4%	(19,9%)	37,6%	(13,0%)	2,9%	(11,8%)
Sicilia	Calabria	462	(435)	39,1%	(75,8%)	5,3%	(13,6%)	3,1%	(1,3%)
Priolo	Sicilia	804	(796)	95,3%	(95,5%)	15,9%	(5,2%)	-	(-)
Sicilia	Priolo	600	(600)	3,9%	(4,5%)	-	(-)	-	(-)
Rossano	Brindisi	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Brindisi	Rossano	4.403	(4.397)	100,0%	(100,0%)	4,4%	(0,7%)	-	(-)
Brindisi	Estero Sud	500	(501)	26,3%	(11,1%)	-	(-)	4,7%	(4,2%)
Estero Sud	Brindisi	434	(501)	51,1%	(30,5%)	0,0%	(0,4%)	8,7%	(4,2%)
Estero Sud	Grecia	250	(217)	25,0%	(10,9%)	1,9%	(0,2%)	4,7%	(1,6%)
Grecia	Estero Sud	217	(217)	44,7%	(7,5%)	0,3%	(-)	8,6%	(1,6%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente; per i transiti CentroNord-Corsica e CentroNord-CentroSud sono considerati i transiti Piombino-Corsica e Piombino-CentroSud

3.2.6 Concentrazione

Nel 2006 il rinnovo del parco è continuato, a ritmi sostenuti, anche se l'uscita di alcune unità ne ha mitigato l'effetto sulla potenza disponibile complessiva. Rispetto ai 5.700 MW di nuovi impianti del 2005, nel 2006 sono entrati in produzione circa 5.000 MW di capacità, concentrati per 2.000 MW nella MzNord e per circa 3.000 MW nella MzSud. A fronte di ciò sono usciti di produzione circa 2.100 MW, tutti nella MzSud. Tuttavia, trattandosi d'impianti prevalentemente fuori ordine di merito, l'effetto sulla struttura di offerta è risultato limitato.

Anche nel 2006, la concentrazione del mercato ha continuato nel suo *trend* di riduzione, pur restando molto elevata e confermando il ruolo preminente di tre operatori: l'operatore "A", che mantiene una residualità e un potere di determinazione del prezzo rilevanti in tutte le macrozone, nonché gli operatori "B" e "C" i cui indici assumono valori rilevanti solo al Nord e nelle isole.

Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)

L'HHI è un indice di concentrazione calcolato, per ciascuna ora e ciascuna macrozona, come somma delle quote di mercato moltiplicate per 100 ed elevate al quadrato: esso misura sia la numerosità degli operatori, sia l'omogeneità delle loro quote di mercato, assumendo valore massimo di 10.000 in caso di monopolio e tendendo asintoticamente a zero quanto più numerosi e simili per dimensioni sono gli operatori. Nella prassi antitrust, 1.800 è la soglia al di sopra della quale un mercato è considerato eccessivamente concentrato, mentre 1.200 è la soglia sotto la quale un mercato è considerato competitivo. Per il mercato elettrico, il calcolo dell'indice si basa sulle quantità offerte e su quelle vendute da ciascun operatore su MGP, inclusi i bilaterali. Tali indici evidenziano nei tre anni una generale riduzione delle concentrazioni in tutte le macrozone, con la parziale eccezione della Sicilia (*Fig. 31-34*).

La **MzNord** si è confermata la macrozona meno concentrata in termini sia di offerta (HHI=2.039), sia di vendite (HHI=1.348), grazie al maggior equilibrio delle quote di mercato interne e alla forte concorrenza esercitata dalle importazioni che, al netto dei flussi esportati verso il sud Italia, spiazzano circa 3.000 MW di offerta della macrozona. In particolare, l'HHI calcolato sulle vendite è variato tra 2.537 e 933, scendendo sotto soglia 1.800 nel 96% delle ore e sotto soglia 1.200 nel 28%, attestandosi su valori mediamente omogenei nei diversi gruppi orari e relativamente stabili nei mesi (a eccezione del picco in gennaio legato all'aumento dalle esportazioni). Entrambi gli indici hanno registrato una sensibile riduzione rispetto al 2004 (rispettivamente -18% e -27%), con effetti più marcati nel 2005 in conseguenza dell'entrata di nuovi operatori. Il minor valore dell'HHI calcolato rispetto alle vendite conferma che la presenza dell'operatore dominante è prevalente nel tratto extramarginale della curva di offerta. La **MzSud** ha registrato nei tre anni le maggiori riduzioni della concentrazione sia rispetto all'offerta (-30%), sia alle vendite (-38%), con un costante *trend* di riduzione dal 2004 e un forte calo soprattutto nel 2006 a causa dell'entrata di nuovi concorrenti. Di conseguenza, pur rimanendo la zona più concentrata in termini di offerta (4.036), è diventata la seconda macrozona meno concentrata in termini di vendite (2.788). I valori orari dell'HHI delle vendite restano comunque elevati, oscillando tra 4.756 e 2.417, scendendo sotto soglia 1.800 solo nell'1% delle ore. Anche in questo caso l'HHI delle offerte risulta maggiore di quello delle vendite, denunciando una elevata concentrazione nel tratto extramarginale della curva.

La **MzSardegna** è la macrozona che ha registrato le minori variazioni nei tre anni in termini sia di offerta (-5%), sia di vendite (-5%), diventando la seconda zona più concentrata in termini di vendite (3.241), con valori orari compresi tra 5.023 e 2.450. L'HHI è risultato abbastanza omogeneo nei diversi gruppi di ore e nei diversi mesi, discostandosi poco dai valori mensili del 2005. A differenza delle macrozone continentali, l'HHI delle offerte risulta inferiore a quello delle vendite, evidenziando maggior concentrazione nel tratto inframarginale della curva.

La **MzSicilia**, le cui vendite medie sono rimaste quasi immutate rispetto al 2004 (-4%), è l'unica macrozona ad avere registrato una sensibile crescita dell'HHI (+23%), risultando la zona meno concorrenziale in termine di vendite (4.267), con valori orari compresi tra 7.279 e 1.905, che risultano più alti nelle ore festive e minimi nelle ore di picco. Dopo due anni di aumento, culminato nel picco di aprile, il 2006 registra l'avvio di un *trend* decrescente, che ha riportato a dicembre l'HHI ai valori del 2004. Anche in questo caso l'HHI delle offerte è inferiore a quello delle vendite.

Fig. 31 Indice di Hirschmann-Herfindahl annuale (HHI)

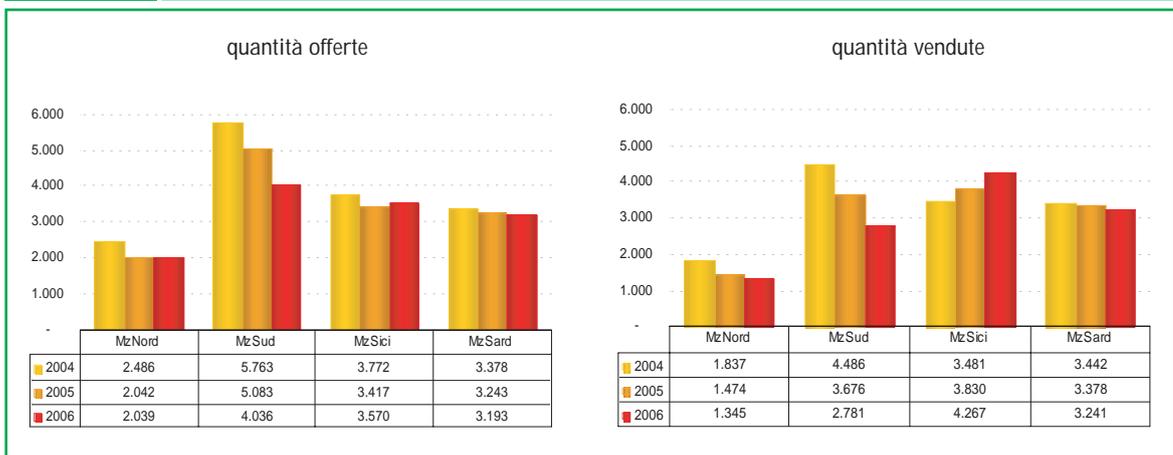


Fig. 32 Indice di Hirschmann-Herfindahl mensile sulle quantità offerte (HHI)

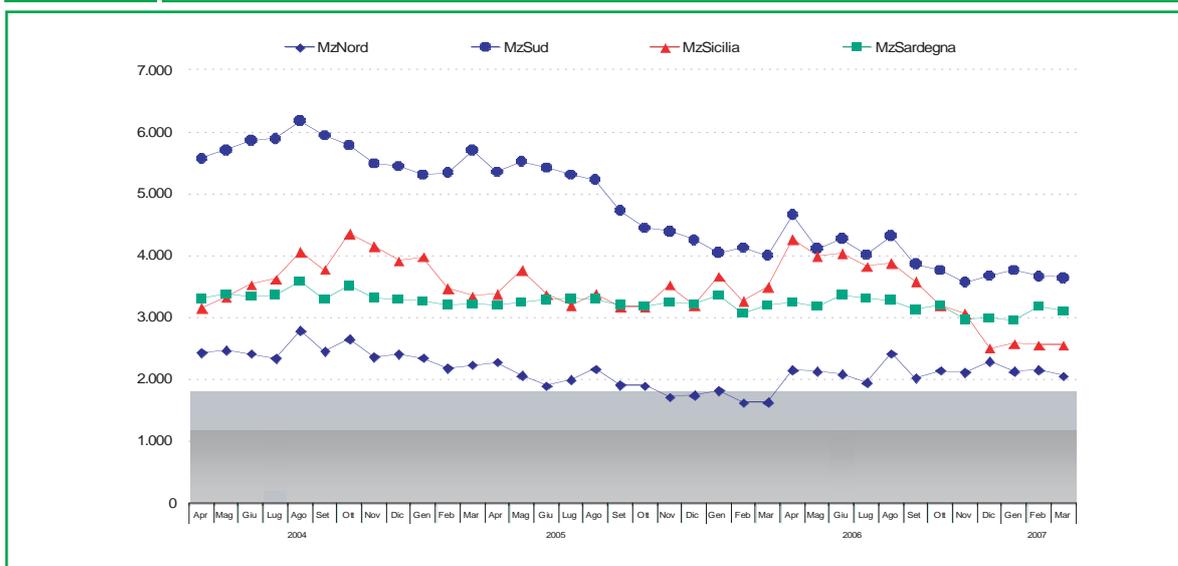


Fig. 33 Indice di Hirschmann-Herfindahl mensile sulle quantità vendute (HHI)

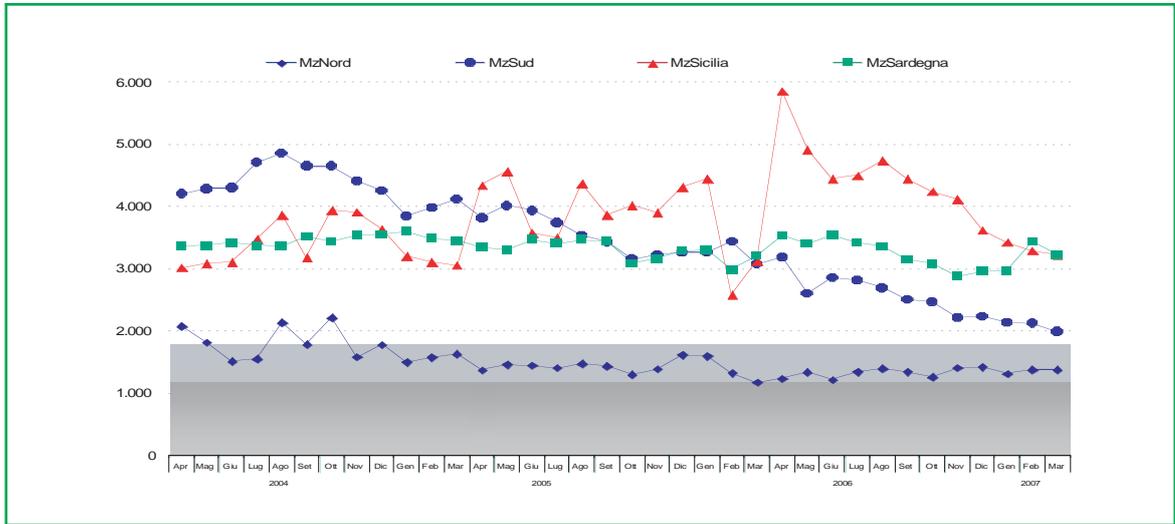
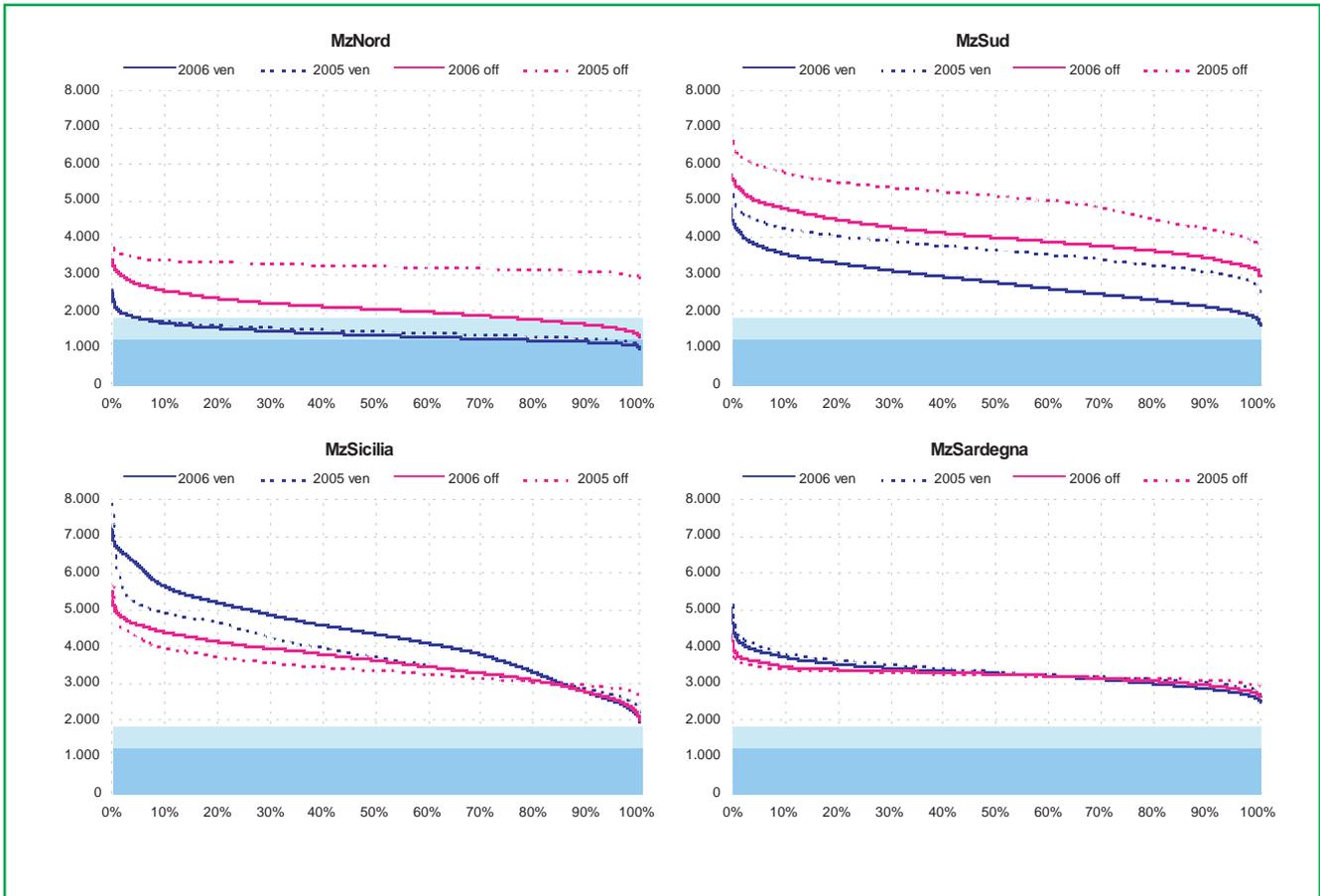


Fig. 34 Curve di durata dell'indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)



Quote di mercato

Le variazioni dell'HHI riflettono modifiche sensibili delle quote di mercato dei diversi operatori a livello nazionale²⁹, con la riduzione delle quote dell'operatore "A" (calato dal 43% al 34%) e del GSE (calato dal 22% al 17%) e la conseguente crescita dell'operatore "C" (passato dall'8% al 10%) e degli altri (passati dal 18% al 29%). In particolare, mentre la riduzione del GSE ha interessato tutte le macrozone, con variazioni comprese tra 1-6 punti percentuali, le variazioni degli altri operatori sono state più differenziate: la quota dell'operatore "A" è calata nella MzNord (da 34% a 25%), nella MzSud (da 60% a 44%) e nella MzSardegna (da 30% a 25%), registrando un sensibile aumento solo nella MzSicilia (da 48% a 57%). Specularmente la quota degli altri è aumentata nella MzNord (da 29% a 40%), nella MzSud (da 6% a 21%) e nella MzSardegna (da 2% a 6%). La quota dell'operatore "B" è salita soprattutto nella MzSardegna (da 30% a 34%); quella dell'operatore "C" è cresciuta nella MzSud (da 3% a 9%), mentre si è ridotta nella MzSicilia (da 11% a 7%).

Tab. 44 Quote di mercato relative alle vendite su MGP

Operatore	Anno	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Italia
A	2006	25%	44%	57%	25%	34%
	2005	28%	52%	53%	24%	38%
	2004	34%	60%	48%	30%	43%
B	2006	13%	2%	0%	34%	9%
	2005	13%	2%	1%	33%	9%
	2004	11%	2%	1%	30%	8%
C	2006	12%	9%	7%	0%	10%
	2005	11%	4%	8%	0%	8%
	2004	11%	3%	11%	0%	8%
GSE	2006	10%	24%	26%	36%	17%
	2005	13%	28%	28%	39%	20%
	2004	15%	30%	29%	37%	22%
ALTRI	2006	40%	21%	10%	6%	29%
	2005	36%	14%	11%	4%	25%
	2004	29%	6%	11%	2%	18%

Indice di operatore residuale (IOR)

Gli indici di residualità misurano la necessità di un operatore per soddisfare la domanda complessiva e, quindi, il suo potere di mercato unilaterale. In particolare, lo IOR(h) misura per ciascun operatore la percentuale di ore in cui questi è risultato necessario (ovvero residuale) e per la macrozona la percentuale di ore in cui almeno un operatore è risultato residuale. Lo IOR(q) misura invece per ciascun operatore la percentuale delle proprie vendite effettuate in condizioni di residualità, cioè in assenza di concorrenza, e per la macrozona indica la quota di tali vendite sulle vendite complessive, cioè la quota dei volumi venduti in assenza di concorrenza (Fig. 35-37)³⁰.

Nella **MzNord** gli stessi fattori che hanno indotto una riduzione dell'HHI hanno anche determinato nei tre anni una riduzione di circa 15 punti percentuali di entrambi gli indici, confermando la presenza frequente di almeno un operatore residuale (83% delle ore) su una quota minoritaria ma rilevante dell'offerta (15%). Per contro, l'elevatissima concentrazione della **MzSud** ha fatto sì che la pur rilevante entrata di nuovi concorrenti abbia ridotto la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza di 11 p.p. (42%), senza tuttavia impedire all'operatore "A" di essere sempre necessario. Nella **MzSicilia** anche lo IOR(q) e lo IOR(h) si sono ridotti di poco rispetto al 2004, raggiungendo rispettivamente il 35% (-10 p.p.) e 96% (-4 p.p.), con un forte incremento nella prima metà del 2006 e un'inversione di *trend* nella seconda parte dell'anno.

²⁹ Le quote riportate in tabella 44 non comprendono il valore delle vendite sulle macrozone estere.

³⁰ Per una descrizione più approfondita si veda il glossario allegato.

In controtendenza appare solo la **MzSardegna**, ove aumentano sia lo IOR(h) (87%, +2 p.p.), sia lo IORq (22%, +3 p.p.).

In particolare, analizzando il dato relativo ai singoli operatori emerge che gli operatori risultati necessari sono stati 4, di cui uno è il GSE in relazione alle vendite CIP6, e che circa il 26% dell'energia venduta in Italia è stata scambiata in assenza di concorrenza, con un ruolo dominante dell'operatore "A". Quest'ultimo è risultato necessario in tutte le macrozone per almeno l'83% delle ore (fa eccezione la MzSardegna con il 54% delle ore) e per circa il 73% delle proprie vendite complessive. Mentre nelle diverse macrozone i valori dello IOR sono relativamente omogenei nei diversi gruppi di ore, nella MzNord i valori dello IOR sono ampiamente concentrati nelle ore di picco, quando lo IOR(h) raggiunge il 100% e lo IOR(q) il 23%. Nelle ore fuori picco e festive i valori risultano inferiori, rispettivamente al 74% e al 9%.

Fig. 35

Indice di operatore residuale annuale sulle quantità e sulle ore

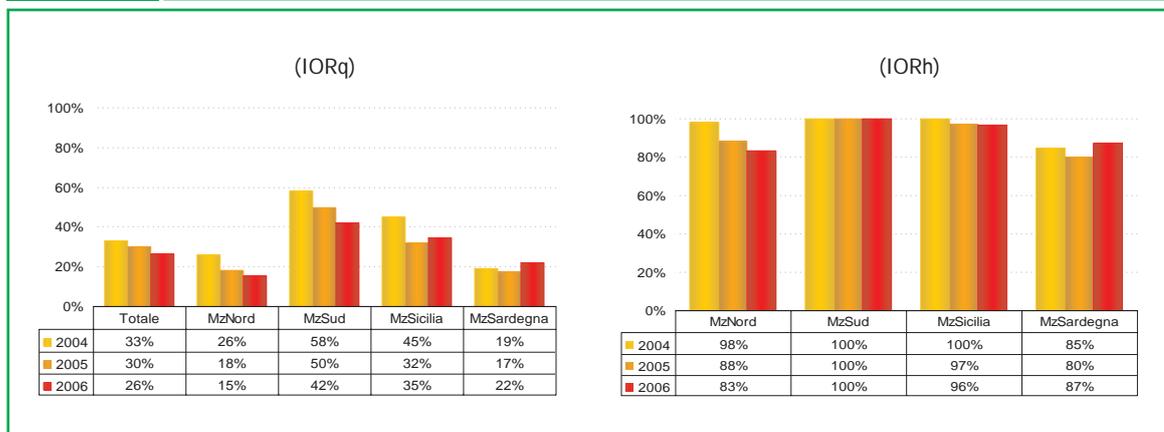
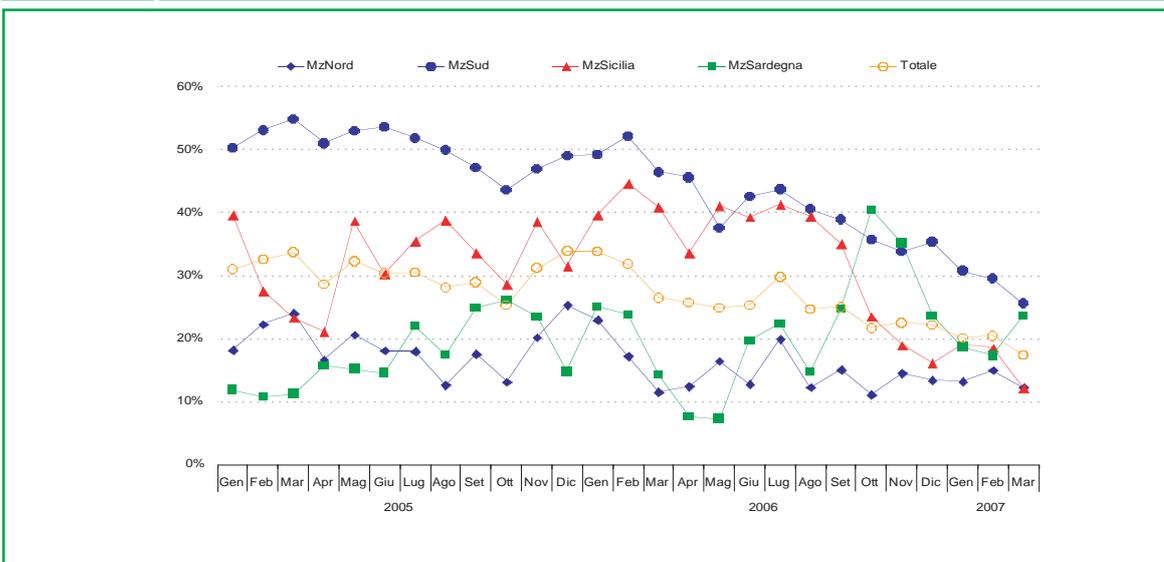
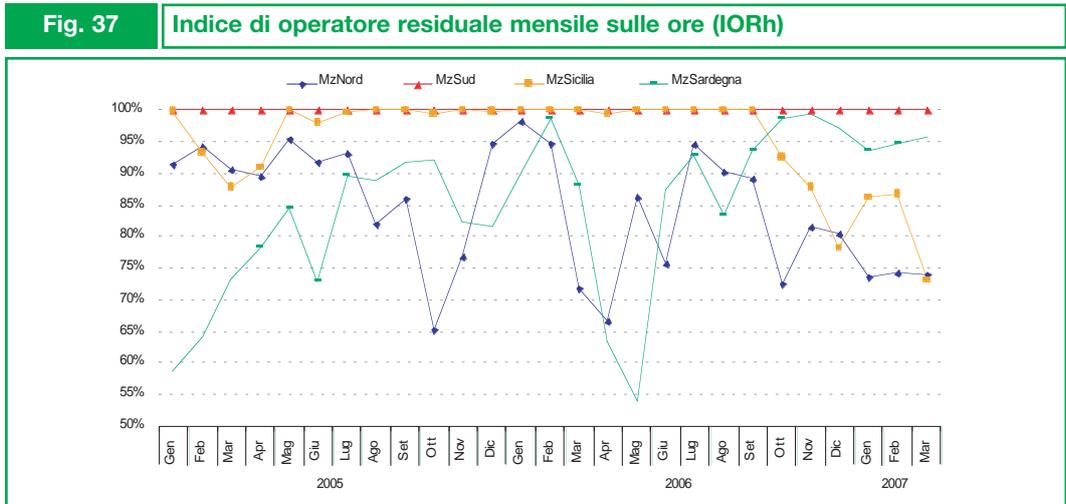


Fig. 36

Indice di operatore residuale mensile sulle quantità (IORq)





Indice di operatore marginale (IOM)

La riduzione della concentrazione e della residualità degli operatori non ha, invece, prodotto riduzioni sensibili dello IOM, che rappresenta la quota dei volumi su cui ciascun operatore ha fissato il prezzo. Sebbene il numero degli operatori che hanno fissato il prezzo almeno una volta sia cresciuto da 21 a 35, solo 4 operatori hanno fissato il prezzo almeno sull'1% dei volumi, analogamente al 2005. Tra questi, l'operatore "A" ha fissato il prezzo sul 90% dei volumi complessivi e su almeno l'86% dei volumi in ciascuna macrozona, mentre gli operatori "B" e "C" sono stati rilevanti soprattutto su base locale, rispettivamente nella MzSardegna (10%) e nella MzSicilia (10%). Va rilevato che lo IOM dell'operatore "A", primo per importanza sia a livello nazionale che macrozonale, è rimasto ovunque sostanzialmente invariato, risultando tendenzialmente più alto nelle ore di picco in tutte le macrozone, com'è tipico di un operatore che domina il tratto marginale della curva di offerta, con l'unica eccezione della MzSicilia. Al contrario, lo IOM dell'operatore "C" si è confermato il secondo per importanza sia a livello nazionale che nelle macrozone MzNord (3,9%), MzSud (1,3%) e soprattutto MzSicilia (9,7%), esibendo valori più alti nelle ore fuori picco. L'operatore "B" è passato dal quarto al terzo posto, con valori significativi solo nella MzSardegna (10,2%), dove è risultato il secondo per importanza (Fig. 38-39).

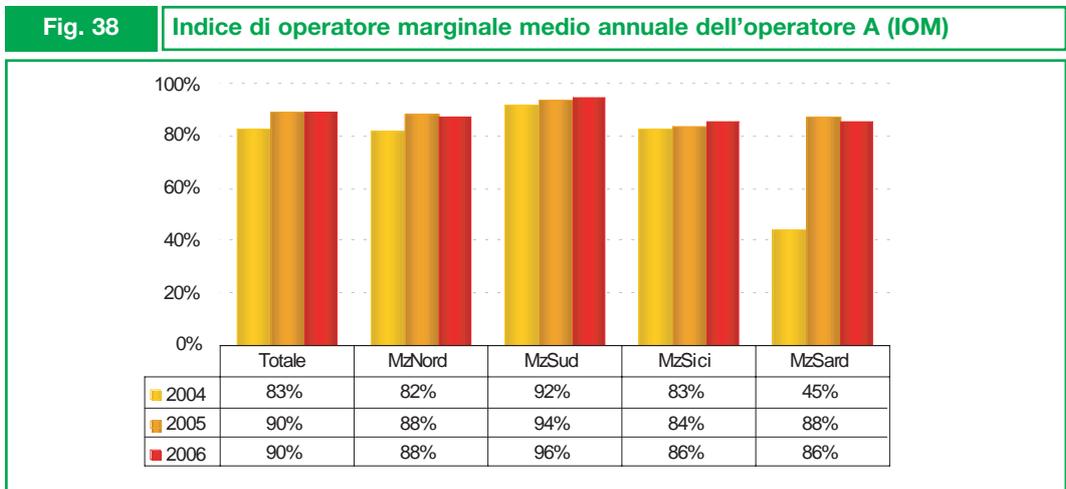
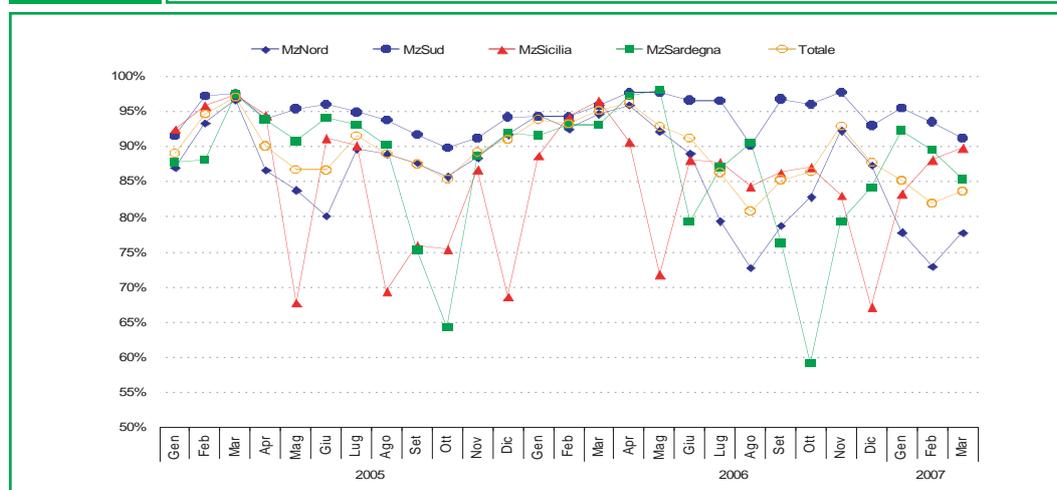


Fig. 39 **Indice di operatore marginale medio mensile dell'operatore A (IOM)****Indice di tecnologia marginale (ITM)**

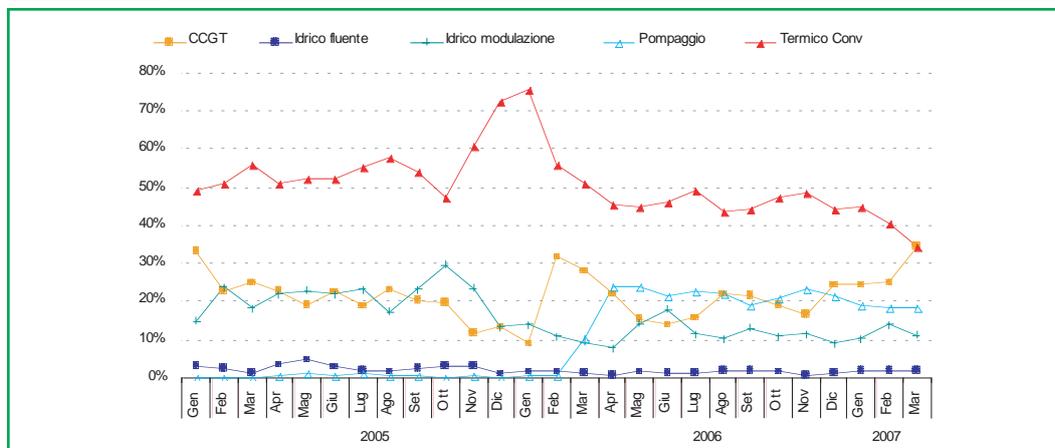
Come nel 2005, poche tecnologie hanno determinato il prezzo per volumi apprezzabili. Preminenti sono risultati gli impianti termici a ciclo combinato, a olio combustibile e a metano, che hanno esibito un ITM prossimo al 20-23% in tutti i gruppi di ore, con la sola parziale eccezione dei CCGT nelle ore di picco (11%). Rilevante, ma in misura più limitata, è stato il contributo delle tecnologie idroelettriche, con una riduzione del peso degli impianti di modulazione (12% contro il 21% del 2005) più che compensato dal peso assunto dagli impianti di pompaggio, passati dallo 0% del 2005 al 17% del 2006, con punte del 30% nelle ore di picco. Tali valori evidenziano forti differenze macrozonalì. Mentre nella MzSud le tre tecnologie dominanti sono le stesse che su base nazionale, ma con un peso nettamente superiore degli impianti a metano (35%) e a olio combustibile (28%), nella MzNord le tre tecnologie dominanti sono state il ciclo combinato (24%), gli impianti di pompaggio (22%) e quelli di modulazione (16%). Nella MzSicilia si è registrata una dominanza assoluta degli impianti a olio combustibile (45%), mentre la MzSardegna è stata l'unica macrozona in cui, accanto alle altre tecnologie, hanno ricoperto un ruolo rilevante anche gli impianti a carbone (10%). È interessante notare il picco dell'ITM degli impianti termoelettrici tradizionali in corrispondenza dei picchi di esportazioni di fine 2005 e inizio 2006 (Tab. 45, Fig. 40).

Tab. 45 **Indice di tecnologia marginale medio annuale (ITM)**

	MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna		Totale	
Carbone	4,8%	(6,6%)	3,5%	(4,0%)	1,3%	(1,3%)	10,4%	(8,4%)	4,3%	(5,4%)
Olio	15,6%	(21,6%)	27,9%	(31,0%)	44,8%	(48,6%)	28,5%	(39,0%)	22,7%	(27,6%)
Metano	14,9%	(18,5%)	35,4%	(29,7%)	16,2%	(13,1%)	26,3%	(23,0%)	22,8%	(22,1%)
CCGT	24,4%	(24,9%)	14,2%	(14,8%)	19,7%	(25,5%)	11,8%	(11,3%)	19,9%	(20,9%)
TurboGas	0,2%	(0,0%)	0,1%	(0,0%)	0,6%	(0,4%)	0,8%	(0,1%)	0,2%	(0,1%)
Id. Fluente	2,0%	(3,3%)	0,8%	(2,0%)	0,3%	(0,6%)	0,7%	(1,6%)	1,4%	(2,6%)
Id. Modulazione	15,6%	(24,6%)	7,9%	(18,3%)	3,6%	(10,1%)	7,0%	(16,6%)	11,6%	(21,0%)
Id. Pompaggio	22,4%	(0,5%)	9,9%	(0,1%)	13,4%	(0,0%)	14,4%	(0,1%)	17,0%	(0,3%)
Altro	0,1%	(0,1%)	0,2%	(0,0%)	0,1%	(0,3%)	0,1%	(0,0%)	0,2%	(0,1%)

Fig. 40

Indice di tecnologia marginale medio mensile (ITM)



3.3 Il Mercato di Aggiustamento (MA)

Il MA è un mercato finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP. Anche nel 2006 la partecipazione al MA è stata permessa ai soli titolari di punti di immissione o misti. Il MA si qualifica, quindi, come un mercato residuale in termini di volumi e senza impatto economico sui consumatori.

3.3.1 I prezzi

I prezzi zionali medi su MA nel 2006 si sono attestati su tre livelli: in quello più basso si colloca la zona Nord con un prezzo pari a 70,24 €/MWh, in aumento di 13,92 €/MWh rispetto all'anno precedente (+24,7%). Nel secondo livello si trovano le altre zone continentali (tutte con prezzi prossimi ai 75 €/MWh), e la Sardegna (con 77,29 €/MWh). In questo gruppo le variazioni tendenziali positive variano dai 15 ai 18 €/MWh ed in percentuale tra il +24% e il +30%. Nel livello più alto si trova la Sicilia, con 85,28 €/MWh e con una variazione tendenziale positiva di 19,20 €/MWh (+29,1%) (Tab. 46).

La variabilità dei prezzi è stata direttamente proporzionale al loro livello; infatti, la deviazione standard più alta si è riscontrata in Sicilia (50,78 €/MWh) mentre quella più bassa al Nord (35,66 €/MWh). In tutte le zone si è registrato un aumento della volatilità rispetto all'anno precedente, con una maggiore evidenza in Sardegna (+11 €/MWh circa) (Tab. 46).

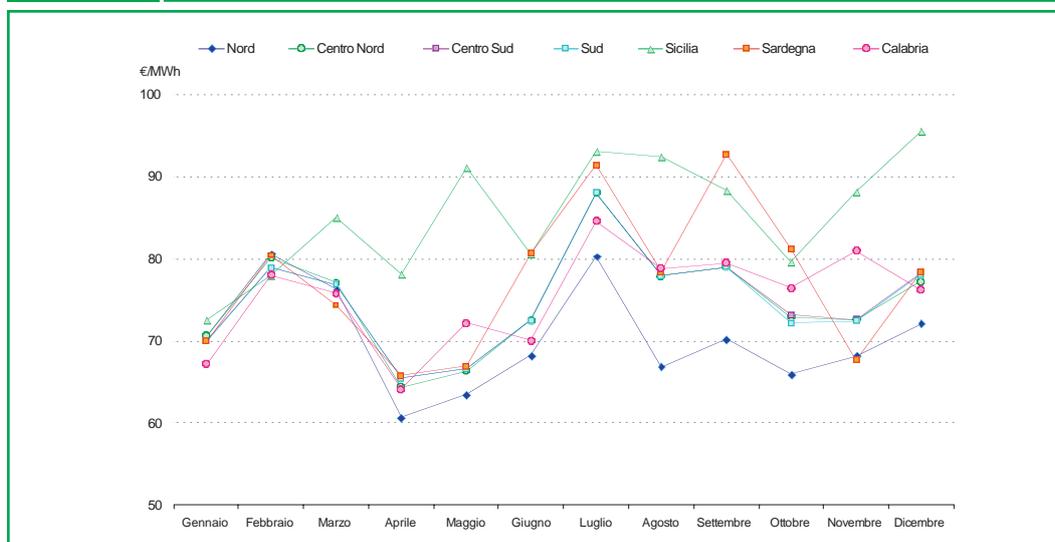
L'andamento mensile dei prezzi evidenzia che la Sicilia, da marzo 2006, ha segnato prezzi più alti delle altre zone; i prezzi della Sardegna, nella seconda metà dell'anno, hanno presentato un forte incremento della volatilità; il Nord ha registrato il prezzo medio più basso da aprile 2006 (Fig. 41).

Tab. 46

Prezzi zionali: sintesi annuale

€/MWh	2006			2005	Variazione	
	Medi	Min	Max	Media	€/MWh	%
NORD	70,24	0,00	409,32	35,66	13,92	24,7%
CENTRO NORD	74,88	0,00	409,32	39,89	58,02	29,1%
CENTRO SUD	74,94	0,00	409,32	39,95	59,26	26,5%
SUD	74,82	0,00	409,32	39,81	59,91	24,9%
CALABRIA	75,31	0,00	250,00	41,22	60,57	24,3%
SICILIA	85,28	0,00	500,00	50,78	66,08	29,1%
SARDEGNA	77,29	0,00	250,00	46,71	59,10	30,8%

Fig. 41 Prezzi zonali: andamento mensile



3.3.2 I volumi

I volumi complessivamente scambiati su MA nel 2006 sono stati pari a 9,9 milioni di MWh, in flessione del 4,9% rispetto all'anno precedente, e pari al 3,0% dei volumi scambiati su MGP (erano stati il 3,2% nel 2005) (Tab. 47).

L'andamento mensile dei volumi mostra che la riduzione è avvenuta nel periodo febbraio-giugno 2006; nel mese di febbraio in particolare il calo ha superato il 50% (Fig. 42).

A livello macrozonale, i volumi acquistati sono aumentati su base annua solo in Sardegna (+29,0%) e nelle zone estere a fronte di assenza di acquisti lo scorso anno; abbastanza netto, invece, il calo degli acquisti in Sicilia (-45,6%). Nelle macrozone Nord e Sud si sono concentrati rispettivamente il 51,3% ed il 36,3% dei volumi complessivamente acquistati. Quanto al rapporto tra acquisti su MA e acquisti su MGP, quello più basso si è registrato in Sardegna (2,4%), quello più alto in assoluto nelle zone estere (4,4%) ed in Sicilia (3,6%) tra le zone fisiche (Tab. 47).

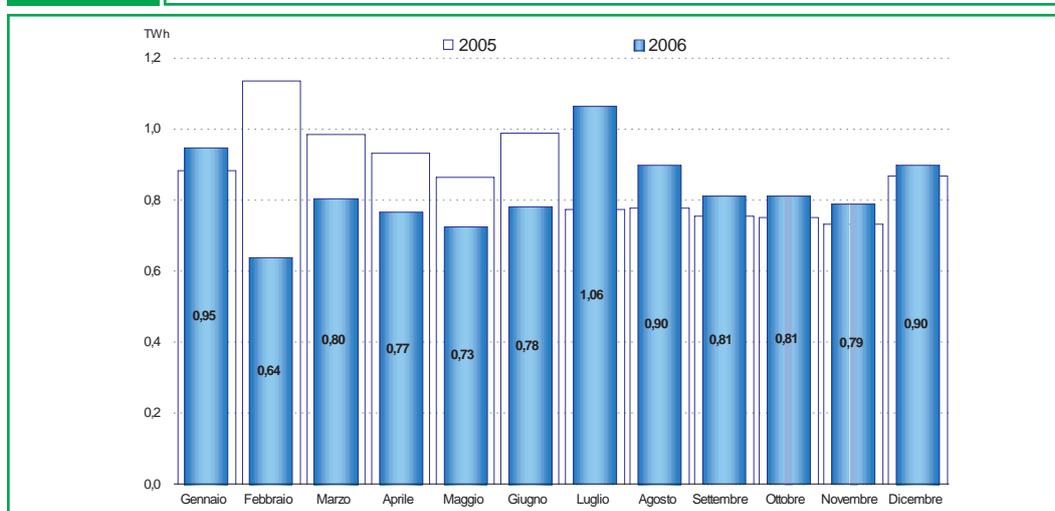
I volumi venduti sono aumentati nelle macrozone Nord (+12,2%) e Sardegna (+16,6%), mentre sono diminuiti al Sud (-10,9%) ed in Sicilia (-50,6%). Il peso delle vendite nelle zone continentali (Nord e Sud) è cresciuto dall'84% del 2005 all'89% del 2006. Il rapporto tra le vendite su MA e quelle su MGP in tutte le zone è stato superiore al 3% (Tab. 48).

Tab. 47 Volumi acquistati: sintesi annuale

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	
<i>MzNord</i>	5.094.005	582	51,3%	2,8%	5.225.299	596	50,0%	3,0%	-2,5%
<i>MzSud</i>	3.608.899	412	36,3%	3,2%	3.666.538	419	35,1%	3,3%	-1,6%
<i>MzSicilia</i>	715.667	82	7,2%	3,6%	1.315.867	150	12,6%	6,9%	-45,6%
<i>MzSardegna</i>	317.516	36	3,2%	2,4%	246.230	28	2,4%	1,9%	29,0%
Totale nazionale	9.736.087	1.111	98,0%	3,0%	10.453.933	1.193	100,0%	3,3%	-6,9%
<i>Estero</i>	203.146	23	2,0%	4,4%	-	-	0,0%	0,0%	-
Sistema Italia	9.939.233	1.135	100,0%	3,0%	10.453.933	1.193	100,0%	3,2%	-4,9%

Tab. 48 Volumi venduti: sintesi annuale

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	
MzNord	5.096.663	582	51,3%	3,4%	4.543.110	519	43,5%	3,1%	12,2%
MzSud	3.755.300	429	37,8%	3,8%	4.213.742	481	40,3%	4,6%	-10,9%
MzSicilia	655.864	75	6,6%	3,3%	1.327.084	151	12,7%	6,5%	-50,6%
MzSardegna	431.406	49	4,3%	3,3%	369.997	42	3,5%	3,0%	16,6%
Totale nazionale	9.939.233	1.135	100,0%	3,6%	10.453.933	1.193	100,0%	3,9%	-4,9%
Estero	0	0	0,0%	0,0%	0	0	0,0%	0,0%	964,3%
Sistema Italia	9.939.233	1.135	100,0%	3,0%	10.453.933	1.193	100,0%	3,2%	-4,9%

Fig. 42 Volumi scambiati su MA: andamento mensile

3.4 Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)

Il MSD è il mercato sul quale sono negoziate le offerte di vendita e acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzate 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. 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.

3.4.1 MSD ex ante

Sul MSD *ex ante* a salire, nel 2006 Terna ha acquistato 12,2 milioni di MWh, con un aumento del 5,0% rispetto all'anno precedente e pari al 3,7% dei volumi scambiati su MGP (stabile rispetto al 2005) (Tab. 49). Dall'andamento mensile si nota che gli incrementi tendenziali più importanti si sono registrati a maggio ed agosto del 2006 (Fig. 43).

A livello macrozonale, gli acquisti di Terna hanno avuto, rispetto al 2005, un forte incremento al Nord (+42,2%) ed in Sardegna (+10,5%); mentre sono calati in Sicilia (-11,2%) e nella macrozona Sud (-2,9%). In quest'ultima macrozona si sono concentrati quasi il 50% degli acquisti di Terna. La quota degli acquisti del TSO sugli acquisti su MGP, è variata dall'11,8% della Sardegna all'1,6% del Nord (Tab. 49).

Tab. 49 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire: sintesi annuale

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	
<i>MzNord</i>	2.798.058	319	23,0%	1,6%	1.968.241	225	17,0%	1,1%	42,2%
<i>MzSud</i>	6.047.378	690	49,7%	5,4%	6.228.249	711	53,7%	5,6%	-2,9%
<i>MzSicilia</i>	1.760.360	201	14,5%	8,8%	1.982.195	226	17,1%	10,4%	-11,2%
<i>MzSardegna</i>	1.562.797	178	12,8%	11,8%	1.414.685	161	12,2%	11,0%	10,5%
Sistema Italia	12.168.593	1.389	100,0%	3,7%	11.593.371	1.323	100,0%	3,6%	5,0%

Fig. 43 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire: andamento mensile


Sul MSD *ex ante* a scendere, nel 2006 Terna ha venduto 14,3 milioni di MWh in aumento del 9,2% rispetto all'anno precedente e pari al 4,3% dei volumi su MGP (4,0% nel 2005). L'andamento mensile mostra che tale incremento è avvenuto soprattutto nel primo semestre dell'anno (Fig. 44).

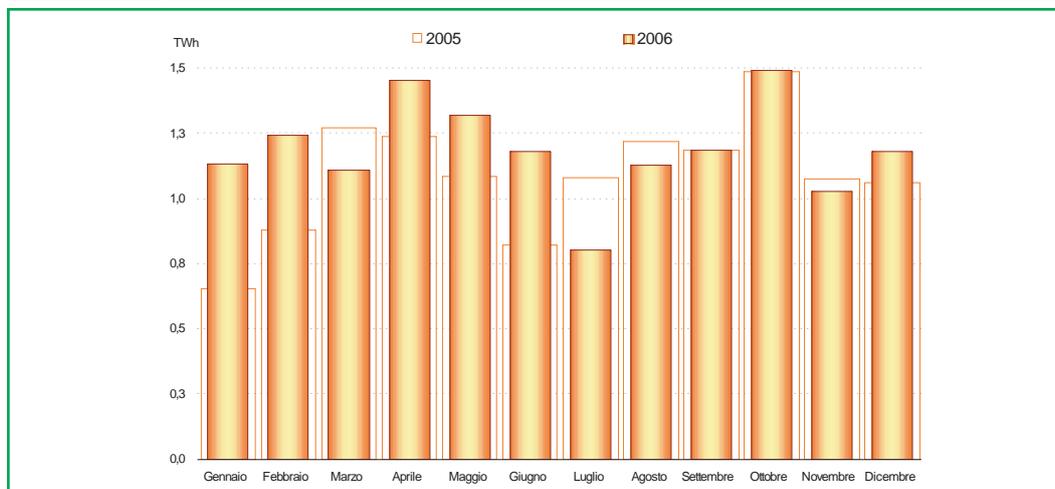
A livello macrozonale le vendite di Terna sono aumentate, rispetto al 2005, in tutte le zone (in evidenza la Sicilia con +32,2%) ad eccezione della Sardegna (-5,3%). Nella macrozona Nord si sono concentrati quasi il 60% degli acquisti di Terna. Le due isole hanno presentato il rapporto più alto tra i volumi scambiati sul MSD *ex ante* a scendere e gli acquisti su MGP, rispettivamente pari a 6,3% e 7,5%.

Tab. 50 Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere: sintesi annuale

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	
<i>MzNord</i>	8.190.779	935	57,4%	4,6%	7.641.961	872	58,5%	4,3%	7,2%
<i>MzSud</i>	3.825.879	437	26,8%	3,4%	3.425.039	391	26,2%	3,1%	11,7%
<i>MzSicilia</i>	1.266.331	145	8,9%	6,3%	957.675	109	7,3%	5,0%	32,2%
<i>MzSardegna</i>	991.477	113	6,9%	7,5%	1.046.501	119	8,0%	8,2%	-5,3%
Sistema Italia	14.274.465	1.630	100,0%	4,3%	13.071.177	1.492	100,0%	4,0%	9,2%

Fig. 44

Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere: andamento mensile



3.4.2 MSD ex post

Sul MSD ex post a salire, nel 2006 Terna ha acquistato 11,0 milioni di MWh, con un aumento dell'11,9% rispetto all'anno precedente e pari al 3,3% dei volumi scambiati su MGP (era 3,0% nel 2005) (Tab. 51). Dall'andamento mensile emerge che l'impulso più consistente a tale incremento è avvenuto nel mese di luglio 2006, in cui si è anche registrato il valore massimo mensile.

A livello macrozonale, gli acquisti del TSO sono aumentati sensibilmente solo nella macrozona Nord (+29,8%) mentre nelle altre macrozone si confermano i livelli dell'anno precedente. La quota degli acquisti rispetto a quelli del MGP è variata dal 2,7% del Nord al 6,3% della Sicilia.

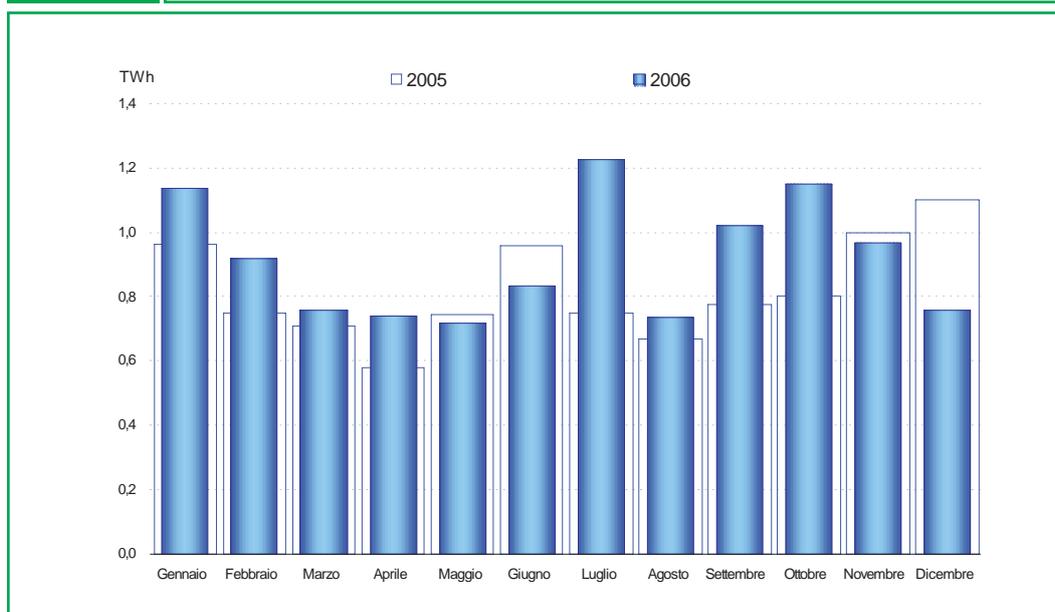
Tab. 51

Volumi scambiati su MSD ex post a salire: sintesi annuale

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	
MzNord	4.743.617	542	43,2%	2,7%	3.654.567	417	37,2%	2,1%	29,8%
MzSud	4.547.208	519	41,4%	4,0%	4.445.226	507	45,3%	4,0%	2,3%
MzSicilia	1.266.149	145	11,5%	6,3%	1.286.020	147	13,1%	6,7%	-1,5%
MzSardegna	431.764	49	3,9%	3,3%	431.485	49	4,4%	3,4%	0,1%
Sistema Italia	10.988.737	1.254	100,0%	3,3%	9.817.298	1.121	100,0%	3,0%	11,9%

Fig. 45

Volumi scambiati su MSD ex post a salire: andamento mensile



Sul MSD ex post a scendere, nel 2006 Terna ha venduto 8,0 milioni di MWh in linea con l'anno precedente (+0,6%) e con una quota del 2,4% dei volumi sul MGP (era 2,5% nel 2005) (Tab. 52). L'andamento mensile presenta una netta riduzione tendenziale delle vendite del TSO italiano ad aprile, compensata nei mesi di agosto e dicembre.

A livello macrozonale, le vendite di Terna sono diminuite nelle macrozone Nord (-4,4%) e Sud (-2,0%) ed aumentate in Sicilia (+8,4%) e soprattutto in Sardegna (+58,0%). Il 49,7% dei volumi è stato venduto nella macrozona Nord (contro 52,3% nel 2005). La quota dei volumi venduti rispetto a quelli acquistati su MGP è variata dal 2,2% del Nord al 4,6% della Sardegna.

Tab. 52

Volumi scambiati su MSD ex post a scendere: sintesi annuale

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	Totale annuo	Media	% su totale	% su MGP	
MzNord	3.972.781	454	49,7%	2,2%	4.154.848	474	52,3%	2,4%	-4,4%
MzSud	2.634.531	301	33,0%	2,3%	2.689.423	307	33,8%	2,4%	-2,0%
MzSicilia	773.705	88	9,7%	3,9%	713.582	81	9,0%	3,7%	8,4%
MzSardegna	611.923	70	7,7%	4,6%	387.305	44	4,9%	3,0%	58,0%
Sistema Italia	7.992.940	912	100,0%	2,4%	7.945.158	907	100,0%	2,5%	0,6%

Fig. 46 Volumi scambiati su MSD ex post a scendere: andamento mensile**BOX 5** Le nuove regole di remunerazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento

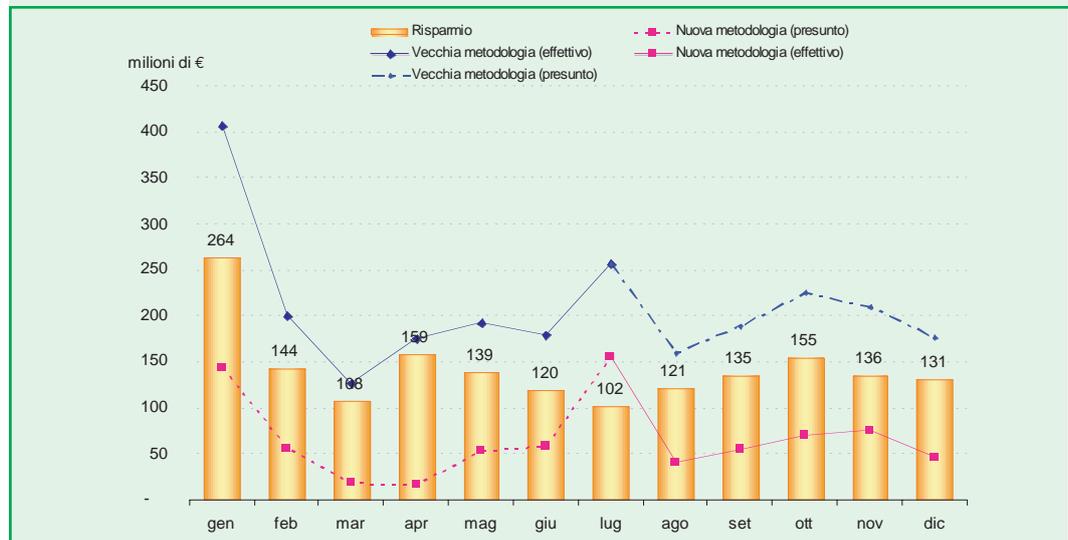
Le regole di funzionamento del MSD, indicate nella delibera 168/03 dell'AEEG e nel Testo integrato della disciplina del mercato agli articoli 56-60, prevedono che gli utenti del dispacciamento di unità abilitate debbano presentare per ciascuna unità in ciascuna ora un'offerta di vendita ed una di acquisto. Tali offerte sono eventualmente utilizzate da Terna sia nel MSD ex ante per la soluzione delle congestioni residue e la costituzione dei margini di riserva necessari, sia nel MSD ex post a fini di bilanciamento del sistema e sono remunerate al proprio prezzo di offerta (pay as bid). La somma dei costi di MSD sostenuti da Terna, definiti come valore delle offerte di vendita accettate meno valore delle offerte di acquisto accettate, viene ribaltato da Terna sugli utenti del dispacciamento in prelievo insieme ad altri costi attraverso un ricarico sull'energia (uplift).

La rapida crescita dell'uplift ha spinto l'AEEG a modificare le regole di remunerazione delle offerte accettate su MSD con la delibera 165/06 avente effetto dal 1° agosto. Rispetto alle regole precedenti le nuove regole prevedono, tra l'altro, che le offerte accettate non vengano valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta ma che venga remunerato solo il saldo netto delle quantità vendute e acquistate, valorizzandolo al prezzo di vendita qualora tale saldo sia positivo ed al prezzo di acquisto nel caso contrario.

Tale regola comporta per definizione una riduzione dei costi di approvvigionamento in quanto, essendo il prezzo di acquisto sempre inferiore al prezzo di vendita specificato dagli utenti del dispacciamento, è possibile risparmiare sul saldo delle quantità la differenza tra i due prezzi. Tale risparmio nei 5 mesi da agosto a dicembre è stato pari a 676 milioni di € (2,13 €/MWh). Per l'intero anno il risparmio, ceteris paribus, è stimato pari a 1,713 miliardi di € (5,39 €/MWh) (Figura).

Figura

Il costo di approvvigionamento su MSD



3.5 La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB)

La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la Domanda è una piattaforma informatica che consente agli operatori in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica di registrare gli scambi orari bilanciati di energia elettrica, che è stata acquistata precedentemente attraverso contratti bilaterali e sulla borsa elettrica.

Nel corso del 2006 sulla PAB sono stati scambiati complessivamente 8,4 milioni di MWh, pari in media oraria a 962 MWh, in calo del 9,0% rispetto all'anno precedente e pari al 2,6% dei volumi scambiati su MGP. L'andamento mensile dei volumi scambiati sulla PAB presenta un *trend* crescente nel corso dell'anno con un massimo in ottobre.

A livello territoriale, gli scambi di energia sulla PAB hanno interessato solo le macrozone continentali: il Nord, con il 90% dei volumi, ha registrato una crescita del 6,6%, il Sud, con il restante 10%, una flessione del 53,4%.

Tab. 53 Volumi scambiati su PAB: sintesi annuale

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale	Media	Struttura	% su MGP	Totale	Media	Struttura	% su MGP	
<i>MzNord</i>	7.590.041	866	90,1%	4,2%	7.117.366	812	76,9%	4,0%	6,6%
<i>MzSud</i>	838.208	96	9,9%	0,7%	1.798.488	205	19,4%	1,6%	-53,4%
<i>MzSicilia</i>	-	-	-	-	42.123	5	0,5%	0,2%	-
<i>MzSardegna</i>	-	-	-	-	300.542	34	3,2%	2,3%	-
Totale	8.428.249	962	100,0%	2,6%	9.258.521	1.057	100,0%	2,9%	-9,0%

Fig. 47 Volumi scambiati su PAB: andamento mensile

BOX 6**La Piattaforma dei Conti Energia (PCE) e la Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali (PAB)**

Il GME dal 1° aprile 2007, gestisce la Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE) sulla quale possono essere registrate sia transazioni commerciali di compravendita di energia a termine in esecuzione dei contratti bilaterali conclusi dagli operatori, sia i relativi programmi fisici di immissione e prelievo. La PCE sostituisce la Piattaforma dei Bilaterali (PB) e rappresenta una tappa importante nell'evoluzione del mercato elettrico nazionale, poiché introduce una grande flessibilità e permette di risolvere parte delle rigidità operative della PB. Sulla PB la registrazione di un contratto bilaterale avviene, infatti, attraverso la registrazione, da parte dell'operatore cedente, dei programmi d'immissione (riferiti alle unità di produzione) e da parte dell'acquirente, dei programmi di prelievo (riferiti a unità di consumo). La contestualità sulla PB, della transazione commerciale e della programmazione fisica fa sì che un operatore che abbia nella propria disponibilità solo unità di consumo non possa vendere, tramite la PB quanto precedentemente acquistato, poiché sulle unità di consumo non possono essere dichiarati programmi di immissione. Tale limitazione operativa impedisce, di fatto, il trading.

Con la PCE, invece, la dichiarazione della transazione commerciale di acquisto/vendita di energia è un'attività distinta dalla programmazione fisica delle unità. Ciascun operatore registra transazioni commerciali di acquisto e vendita e, per ciascuna ora, in base alla posizione netta determinata da tali transazioni, dichiara programmi di immissione sulle proprie unità di produzione (se avrà avuto una posizione netta in vendita), oppure programmi di prelievo sulle proprie unità di consumo (se avrà avuto una posizione netta in acquisto). In questo modo sulla PCE ogni operatore può fare trading, rivendendo o riacquistando quanto precedentemente acquistato/venduto sulla PCE stessa.

La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale della domanda (PAB) è la piattaforma di aggiustamento riservata ai titolari di unità di consumo. La PAB è stata introdotta il 1° gennaio 2005, allorché l'apertura del mercato elettrico alla partecipazione della domanda è stata limitata al solo Mercato del Giorno Prima (MGP), mentre alla stessa è stata preclusa la partecipazione della domanda al Mercato di Aggiustamento (MA). L'impossibilità per tali operatori di partecipare al MA limita notevolmente le possibilità di trading, impedendo loro di rivendere l'energia acquistata tramite contratti bilaterali e/o su MGP. Per tale motivo è stata introdotta la PAB, la quale costituisce una piattaforma riservata esclusivamente agli operatori titolari di unità di consumo. Sulla PAB possono essere registrati scambi bilaterali di energia tra unità di consumo appartenenti alla stessa zona geografica. In questa piattaforma le sessioni hanno luogo tutti i giorni, successivamente alla chiusura di MGP; gli operatori possono rinegoziare l'energia acquistata tramite contratti bilaterali e/o su MGP.

4. I MERCATI AMBIENTALI

4.1 La struttura del mercato dei Certificati Verdi

Una delle misure previste dal Protocollo di Kyoto, volte a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra, riguarda l'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Nel 1998 il Segretariato delle Nazioni Unite ha rilevato che oltre il 96% delle emissioni di gas serra nell'atmosfera è imputabile all'uso di combustibili fossili e, di questo, quasi il 40% alla produzione di energia elettrica. Un aumento della quota di rinnovabili nella produzione di energia elettrica ha sicuramente un impatto positivo sulla riduzione delle emissioni, ma il costo di un KWh prodotto con un impianto a biomassa o solare è molto superiore al costo di un KWh di elettricità prodotto con carbone o gas naturale. Una politica energetica che abbia come obiettivo l'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili deve, pertanto, prevedere forme di incentivazione a favore dei produttori, che altrimenti non avrebbero convenienza economica a ricorrervi.

Esistono diversi sistemi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Quelli maggiormente applicati sono:

- i sussidi, che si possono dividere in sussidi sulla capacità installata o alla produzione;
- le gare pubbliche, per l'approvazione e il finanziamento agevolato di progetti di impianti per la produzione di energia rinnovabile;
- le misure fiscali, come la tassa sugli agenti inquinanti o la tassa sulle fonti energetiche diverse da quelle rinnovabili;
- i Certificati Verdi (CV).

Il meccanismo dei CV, in particolare, lascia al mercato la determinazione della misura dell'incentivo per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Affinché vi sia un reale incremento dello sfruttamento delle energie rinnovabili, considerando la loro minore competitività rispetto alle fonti convenzionali, è necessario generare una domanda per i certificati emessi, attraverso l'imposizione di un obbligo. In Italia si è scelto di porre l'obbligo in capo a produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali, stabilendo che una quota fissa dell'energia fosse ottenuta da fonti rinnovabili.

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili ricevono, a fronte della produzione di energia elettrica, i CV. Questi sono titoli al portatore e, in quanto tali, disgiunti dall'energia elettrica a fronte della quale sono stati emessi. Possono essere liberamente negoziati (sia attraverso contrattazioni bilaterali, sia, come nel caso dell'Italia, attraverso una sede di negoziazione organizzata dal GME) e cambiare più volte di proprietario prima di essere annullati e ritirati dalla circolazione.

Ciascun certificato è caratterizzato dall'anno di riferimento in cui l'energia sottostante è stata effettivamente prodotta. Certificati riferiti ad un determinato anno possono essere utilizzati per adempiere l'obbligo relativo a quello stesso anno o ai due anni successivi.

I produttori di energia rinnovabile riescono così a ottenere due flussi di ricavi: l'uno derivante dalla vendita dell'energia rinnovabile ai prezzi di mercato e l'altro derivante dalla vendita dei CV sul mercato, che dovrebbe servire a compensare il maggior costo di produzione dell'energia elettrica.

L'adempimento dell'obbligo viene effettuato presentando al GSE un quantitativo di CV la cui energia sottostante copra l'obbligo stesso.

Il meccanismo di mercato dei CV consente un'allocazione ottimale delle risorse per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Gli operatori soggetti all'obbligo si trovano nella condizione di dover scegliere se investire nella costruzione di nuovi impianti per la produzione di energia rinnovabile, o acquistare i CV da altri produttori per adempiere l'obbligo. Avranno convenienza a costruire impianti quei soggetti i cui costi marginali saranno inferiori al prezzo di mercato dei CV.

I CV, in sintesi, sono considerati un sistema *cost-effective* per sostenere lo sviluppo delle energie rinnovabili poiché, promuovendo la competizione tra i produttori, abbassano i costi totali dell'incentivazione.

4.2 Gli esiti del mercato dei Certificati Verdi nel 2006

Nel corso del 2006 sono state organizzate ventiquattro sessioni di mercato dei CV. Durante queste sessioni gli operatori hanno negoziato i CV per gli anni 2004, 2005 e 2006. Per poter adempiere l'obbligo relativo all'anno 2006, i soggetti possono presentare al GSE i CV relativi al 2006 e ai due anni precedenti, 2004 e 2005. Nel 2006 sono stati scambiati 10.174 CV.

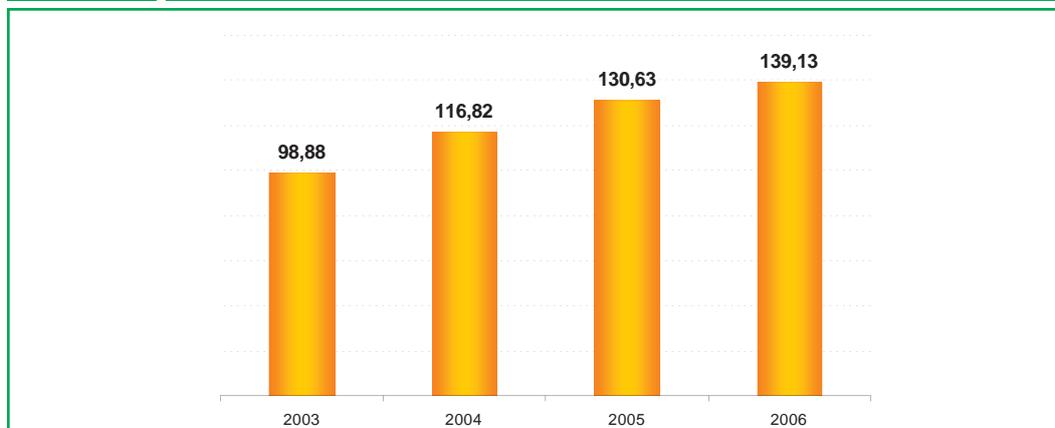
	Anno di riferimento		
	2004	2005	2006
Scambiati	72	7.887	2.215
CTV totale	€ 467.798,00	€ 51.514.039,00	€ 15.408.903,50
Prezzo min	€ 116,13	€ 128,00	€ 129,99
Prezzo max	€ 130,49	€ 137,90	€ 150,00
Prezzo medio	€ 129,94	€ 130,63	€ 139,13

L'andamento dei prezzi dei CV è stato influenzato dalla particolare situazione di mercato, in cui l'offerta da parte dei produttori "privati" non era sufficiente a coprire interamente la domanda. Pertanto il GSE è intervenuto per coprire la domanda residua attraverso la vendita di CV emessi a proprio favore, a fronte dell'energia elettrica acquistata dagli impianti CIP6. Poiché il prezzo di cessione dei CV emessi dal GSE a proprio favore è fisso³¹, gli altri operatori venditori hanno allineato il loro prezzo di offerta a quello del GSE. Di seguito è riportato il grafico relativo ai prezzi medi ponderati (espressi in €/MWh) dei CV per anno di riferimento (dalla partenza del mercato al 31.12.2006).

³¹ Il prezzo è determinato come differenza tra la media del prezzo riconosciuto dal GSE ai proprietari degli impianti CIP6 per l'acquisto dell'energia da essi prodotta e i ricavi derivanti dalla vendita della stessa energia elettrica sul mercato libero.

Fig. 48

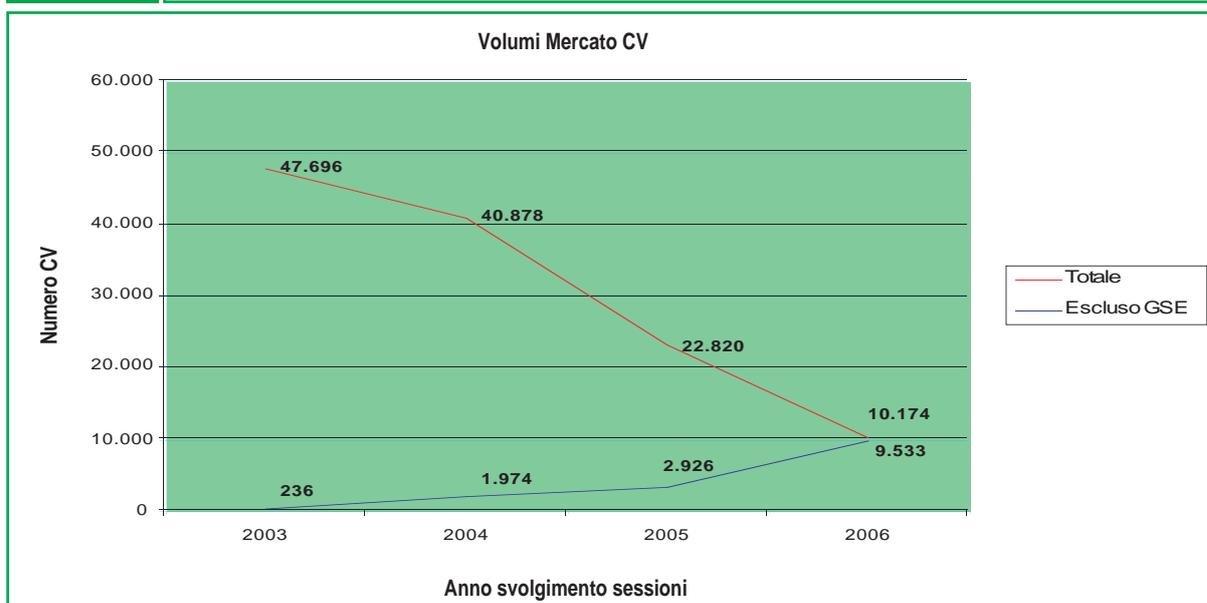
I prezzi medi ponderati (in €/MWh) dei CV per anno di riferimento (dalla partenza del mercato al 31.12.2006)



Le quantità scambiate sul mercato organizzato dal GME presentano una tendenza al ribasso di anno in anno; ad essa ha contribuito la diminuzione dei CV emessi dal GSE, volti a coprire la domanda residua.

Fig. 49

Volumi scambiati sul mercato CV



La crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avvenuta in Italia negli ultimi anni è una testimonianza del buon funzionamento del meccanismo dei CV.

4.3 Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

La Direttiva 2006/32/CE prevede che gli Stati membri adottino misure atte a raggiungere un obiettivo, non vincolante, di risparmio energetico pari ad almeno il 9%. In Italia, in anticipo rispetto all'approvazione della suddetta Direttiva, il Ministero delle Attività Produttive ha introdotto, nel 2004, due decreti ministeriali i quali determinano gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica.

Al tempo stesso i due decreti stabiliscono i criteri generali per la progettazione e l'attuazione di misure volte al conseguimento degli obiettivi e i principi di valutazione dei risultati, nonché le modalità di controllo degli stessi.

L'introduzione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) permette di assegnare un valore al risparmio energetico. I distributori che, attraverso i loro progetti, riusciranno a ottenere risparmi inferiori al loro obiettivo annuo, saranno costretti ad acquistare sul mercato i titoli mancanti. Viceversa i distributori che otterranno risparmi oltre l'obiettivo annuo saranno in grado di vendere sul mercato i titoli in eccesso, con conseguente beneficio economico.

Allo stesso modo, società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) che autonomamente progettano volti al conseguimento di risparmi energetici, non dovendo ottemperare ad alcun obbligo, avranno la possibilità di venderli sul mercato e di realizzare un profitto.

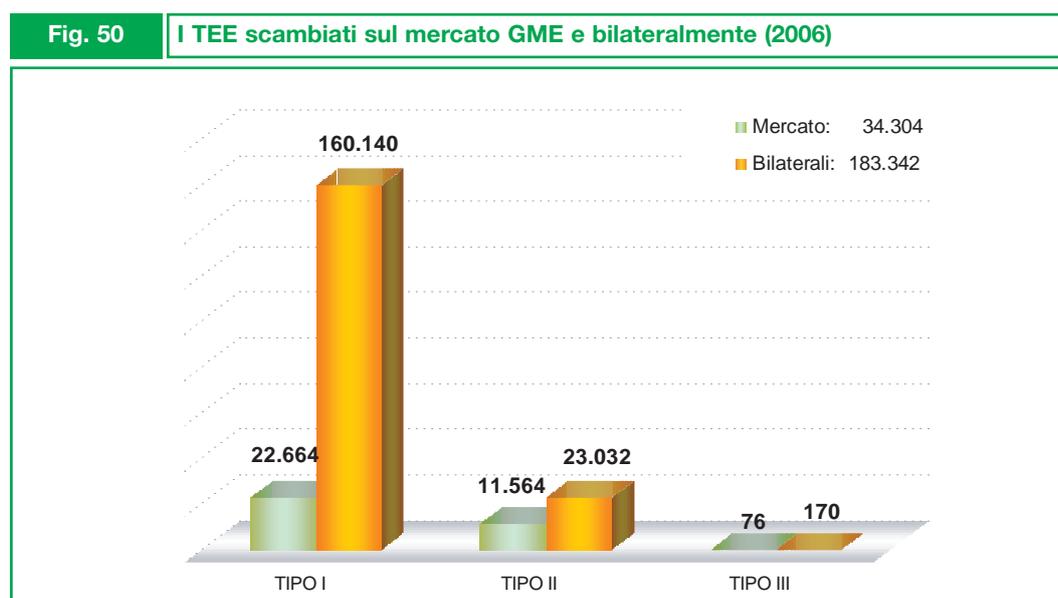
Per ottemperare all'obbligo le imprese di distribuzione, entro il 31 maggio di ciascun anno, a decorrere dal 2006, trasmettono all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) i TEE relativi all'anno precedente per l'annullamento. L'AEEG verifica che ciascuna impresa di distribuzione possieda i titoli corrispondenti all'obiettivo annuo.

Il GME, nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico, è chiamato a organizzare una sede per la contrattazione dei TEE e a predisporre le regole di funzionamento del mercato d'intesa con l'AEEG.

Analogamente al mercato dei CV, anche il mercato dei TEE prevede che gli scambi avvengano secondo la regola della negoziazione continua all'interno delle sessioni di contrattazione. Sono previsti meccanismi di garanzia per il buon fine delle operazioni e di accesso pubblico al mercato, per l'assoluta trasparenza dei prezzi.

4.4 Gli esiti del mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

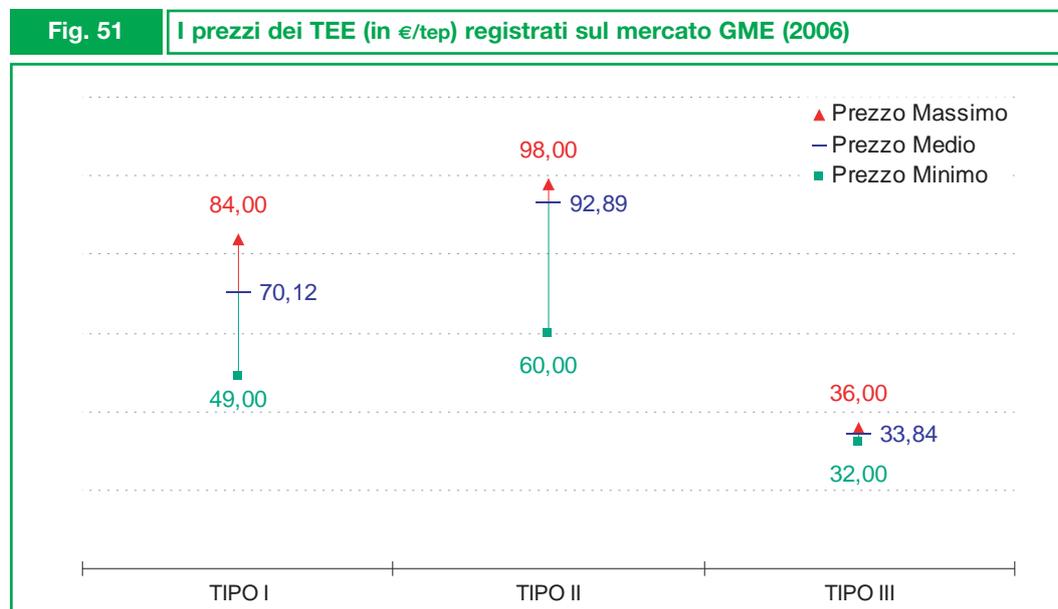
Il mercato dei TEE organizzato dal GME ha preso avvio il 7 marzo 2006. Sono stati scambiati 34.304 TEE; mentre i TEE negoziati attraverso contratti bilaterali e comunicati dagli operatori al GME attraverso il Registro TEE, sono stati pari a 183.342.



Le quantità scambiate sono state determinate dal fabbisogno dei distributori soggetti all'obbligo, i quali hanno dovuto acquistare un numero di titoli pari alla differenza tra titoli necessari per l'adempimento annuo e titoli ottenuti direttamente attraverso la realizzazione di progetti di incremento dell'efficienza energetica presso gli utenti finali. Tanto più i distributori obbligati realizzeranno progetti "in proprio", tanto minore sarà la necessità di ricorrere al mercato, e viceversa.

Tab. 55		Gli scambi dei TEE		
	Tipo	Tipo II	Tipo III	
Volume TEE scambiati (n.TEE)	22.664	11.564	76	
Controvalore (€)	€ 1.589.093,59	€ 1.074.126,73	€ 2.572,00	
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 49,00	€ 60,00	€ 32,00	
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 84,00	€ 98,00	€ 36,00	
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 70,12	€ 92,89	€ 33,84	

Per quanto concerne i prezzi registrati sul mercato, la maggiore offerta di titoli di tipo I (relativi a risparmi di energia elettrica) rispetto a quelli di tipo II, ha generato prezzi più bassi per i primi rispetto a quelli dei secondi.



I titoli emessi e ancora in circolazione dopo l'adempimento dell'obbligo relativo al 2005 sono stati superiori al fabbisogno del 2006, il cui obbligo dovrà essere onorato entro il 31 maggio del 2007.

BOX 7**Gli aspetti normativi dei Certificati Verdi e dei Certificati Bianchi**

Il meccanismo dei CV si basa sull'obbligo, previsto dal D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, per produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili di immettere ogni anno in rete energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili per una quota pari al 2% dell'energia prodotta o importata nell'anno precedente, per la parte eccedente i 100 GWh. È previsto che, dal 2004 e fino al 2006, la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo sia incrementata annualmente dello 0,35%. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha diritto, per i primi dodici anni di esercizio (articolo 267, D. Lgs. n.152/2006), alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili, i CV.

Il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), responsabile della qualificazione degli impianti, su richiesta del produttore valuta le caratteristiche dell'impianto tramite una commissione interna e assegna la qualifica di Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili (IAFR). Successivamente alla qualificazione, il produttore IAFR può richiedere il rilascio dei CV. Il CV è emesso sempre dal GSE su comunicazione del produttore circa la produzione da fonte rinnovabile dell'anno precedente, o relativamente alla producibilità attesa nell'anno in corso o nell'anno successivo. Il GSE emette anche, a proprio favore, i CV relativi agli impianti CIP6 alimentati da fonti rinnovabili, la cui energia è acquistata dal GSE stesso alla tariffa incentivata CIP6. Questi CV sono collocati sul mercato a un prezzo stabilito dal D.M. 11/11/99 (sostituito dal D.M. 24/10/05) e pari al costo medio di acquisto dell'energia dagli impianti CIP6 in un dato anno al netto dei ricavi derivanti dalla cessione dell'energia stessa. I medesimi decreti ministeriali prevedono, inoltre, che il GME predisponga una sede per la negoziazione dei CV tra i soggetti detentori e i produttori ed importatori soggetti all'obbligo. Tale mercato ha iniziato ad operare nel marzo del 2003. I CV possono essere oggetto di libero scambio anche al di fuori di questa sede.

I Certificati Bianchi (CB) o Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sono emessi a favore del distributore di energia elettrica e certificano la riduzione dei consumi effettivamente conseguita. Possono essere inoltre emessi TEE a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) per progetti realizzati autonomamente. Gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale, con più di 100.000 utenti connessi a fine 2001, attraverso progetti che prevedano le misure e gli interventi indicati nei decreti ministeriali. L'AEEG ha predisposto e pubblicato, con la delibera n. 103/03, le linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti, e le modalità di rilascio dei Titoli di Efficienza Energetica. Per ottemperare all'obbligo le imprese di distribuzione, entro il 31 maggio di ciascun anno, trasmettono all'AEEG i TEE relativi all'anno precedente per l'annullamento. L'AEEG verifica che ciascuna impresa di distribuzione possieda i titoli corrispondenti all'obiettivo annuo. Il GME, secondo quanto previsto all'art.10 comma 3 dei decreti del Ministro delle Attività Produttive del 20 luglio 2004, è chiamato a organizzare una sede per la contrattazione dei TEE. Le regole di funzionamento del mercato sono state definite con la delibera n. 67/05 dell'AEEG.

4.5 Il mercato delle Unità di Emissione

La Direttiva 2003/87/CE sull'*Emission Trading* (ET) ricopre un ruolo fondamentale nel panorama delle iniziative dell'Unione Europea volte all'introduzione di misure per la riduzione delle emissioni dei gas serra. La Direttiva introduce un sistema di scambio di unità di emissione nell'ambito dei paesi membri, individuando un primo periodo di applicazione della durata di tre anni, con inizio il 1° gennaio 2005. Dal 2008 le misure previste si applicheranno per periodi quinquennali.

Dal 2005 tutti gli impianti che esercitano attività specificate dalla Direttiva stessa devono ottenere preventivamente un'autorizzazione a emettere gas a effetto serra. E' previsto, inoltre, che ciascuno stato membro predisponga, per ogni periodo di riferimento (2005-2007 all'inizio, poi 2008-2012) un piano nazionale che individui il quantitativo delle unità di emissione previsto e le modalità con cui si intendono assegnare. I piani nazionali di assegnazione vanno approvati dalla Commissione, che ha facoltà di respingerli. Le modalità di assegnazione devono prevedere che, nel periodo 2005-2007, almeno il 95% delle unità vengano assegnate gratuitamente, mentre per il successivo quinquennio (2008-2012), l'assegnazione gratuita dovrà riguardare almeno il 90% delle unità di emissione complessivamente allocate.

Entro il 30 aprile di ciascun anno, il gestore dell'impianto dovrà restituire un numero di unità pari alle emissioni totali relative all'anno precedente; le unità presentate per l'adempimento all'obbligo verranno quindi annullate.

Nel caso di inadempimento alla consegna delle unità di emissione, verrà comminata una sanzione pari a 40 € nel periodo 2005-2007, e a 100 € nel quinquennio successivo, al gestore dell'impianto per ciascuna tonnellata di biossido di carbonio emessa e per la quale non è stata restituita la relativa unità. Il pagamento della sanzione non dispensa il gestore dell'impianto dall'obbligo di restituzione delle unità dovute.

Il meccanismo del ET consente di contenere in modo efficiente il costo complessivo della riduzione delle emissioni. Accettando che la riduzione possa avvenire indipendentemente dalla localizzazione territoriale e permettendo il trasferimento dei diritti di emissione, i costi di riduzione, a livello globale, dovrebbero risultare relativamente più bassi. Il mercato delle unità di emissione organizzato dal GME è stato avviato il 2 aprile 2007.

Per facilitare l'adempimento dell'obbligo da parte degli impianti, è stata approvata la Direttiva 2004/101/CE (nota come *Linking Directive*) la quale costituisce un "ponte" di collegamento tra quanto previsto dal Protocollo di Kyoto, con i meccanismi flessibili, e lo schema comunitario di ET. La Direttiva prevede, infatti, il riconoscimento dei certificati di riduzione ottenuti con progetti di *Joint Implementation* (JI) e di *Clean Development Mechanism* (CDM) ai fini dell'adempimento dell'obbligo di ET. Riconoscendo la validità dei crediti ottenuti attraverso progetti di JI e di CDM sarà possibile ottenere minori costi marginali di abbattimento delle emissioni.

Un altro sostegno importante ai progetti di JI e di CDM potrà venire dai cosiddetti *Carbon Fund*. Il principio è quello di utilizzare fondi pubblici per incentivare lo sviluppo di un mercato dei crediti di emissione e di stimolare il settore privato a intraprendere iniziative imprenditoriali che siano remunerate anche attraverso la vendita di questi crediti. La Banca Mondiale, a tal riguardo, ha lanciato nel 2000 il *Prototype Carbon Fund* (PCF); le unità di sottoscrizione versate da imprese ed enti governativi vengono investite in progetti di riduzione delle emissioni di JI e di CDM. I sottoscrittori delle unità del fondo riceveranno i crediti di riduzione delle emissioni relativi ai progetti realizzati. L'Italia, attraverso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, ha stipulato un accordo con la Banca Mondiale e ha conseguentemente istituito l'*Italian Carbon Fund*, che è diretto a sostenere progetti di JI e CDM e a promuovere, nel contempo, la diffusione di tecnologie moderne e a energia pulita nei paesi in via di sviluppo e nelle economie in transizione. L'*Italian Carbon Fund* è dotato di un capitale di 15 milioni di dollari messi a disposizione dal Ministero ed è aperto alla partecipazione di soggetti privati e pubblici dall'inizio del 2004.

4.6 L'avvio del mercato delle Unità di Emissione

Il mercato delle Unità di Emissione (UE) organizzato dal GME ha preso avvio il 2 aprile 2007. In Europa esistono diversi mercati organizzati. I principali sono:

- Norvegia, Nord Pool, avviato il 28 febbraio 2005;
- Germania, European Energy Exchange (EEX), avviato il 9 marzo 2005;
- Gran Bretagna, European Climate Exchange (ECX), avviato il 22 aprile 2005;
- Francia, Powernext, avviato il 24 giugno 2005;
- Austria, Energy Exchange Austria (EXAA), avviato il 28 giugno 2005.

Dal 2005 il prezzo delle UE ha subito forti oscillazioni, arrivando a superare i 30 € per poi scendere fino a circa 6 € a fine 2006 e a meno di 1 € nell'anno in corso (si ricorda che una UE corrisponde ad una tonnellata di CO₂). Questo andamento può essere spiegato in gran parte dall'eccessivo numero di UE allocate, attraverso i Piani nazionali di assegnazione relativi al 2005-2007, rispetto al livello effettivo di emissioni che caratterizza gli impianti soggetti all'obbligo.

BOX 8

Gli aspetti normativi delle Unità di Emissione

La Direttiva 2003/87/CE definisce un sistema per lo scambio di Unità di Emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, al fine di promuovere efficacemente la riduzione delle emissioni, seguendo criteri di efficacia energetica ed efficienza economica. Tale sistema è entrato in vigore dal 1° gennaio 2005. Il campo d'applicazione della Direttiva è esteso alle attività e ai gas elencati nell'allegato I (Tabella); in particolare, alle emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerali, produzione di pasta per carta, carta e cartoni. La Direttiva prevede un duplice obbligo per gli impianti da essa regolati: 1) la necessità di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas ad effetto serra; 2) l'obbligo di rendere alla fine dell'anno un numero di unità (o diritti) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno.

Il permesso all'emissione di gas serra viene rilasciato dalle autorità previa verifica della capacità dell'operatore dell'impianto di monitorare nel tempo le proprie emissioni di gas serra. Le UE vengono rilasciate all'operatore di ciascun impianto regolato dalla Direttiva sulla base di un piano di allocazione nazionale; ogni unità dà diritto al rilascio di una tonnellata di biossido di carbonio equivalente. Il piano di allocazione nazionale è redatto in conformità ai criteri previsti dall'allegato III della Direttiva. Questi sono coerenti con gli obiettivi di riduzione nazionale, con le previsioni di crescita delle emissioni, con il potenziale di abbattimento e con i principi di tutela della concorrenza. Il piano di allocazione prevede l'assegnazione di unità a livello d'impianto per periodi di tempo predeterminati.

Una volta rilasciate, le UE possono essere vendute o acquistate. Tali operazioni possono vedere la partecipazione sia degli operatori degli impianti coperti dalla Direttiva, sia di soggetti terzi (e.g. intermediari, organizzazioni non governative, singoli cittadini). Il trasferimento di unità viene registrato nei Registri nazionali delle unità di emissione; in Italia la gestione del Registro nazionale è affidata all'APAT. La restituzione delle UE è effettuata annualmente dagli operatori degli impianti in numero pari alle emissioni reali degli impianti stessi. Le emissioni reali calcolate per la restituzione sono il risultato del monitoraggio effettuato dall'operatore stesso e certificato da un soggetto terzo accreditato dalle autorità.

Tabella

Le attività soggette ai limiti di emissione, indicate nell'allegato I della Direttiva

ATTIVITA'	SOGLIA
<p>Attività energetiche Impianti di combustione Raffinerie di petrolio Cookerie</p>	oltre 20 MW
<p>Produzione e trasformazione metalli ferrosi Arrostimento o sinterizzazione minerali metallici Produzione ghisa o acciaio</p>	oltre 2,5 tonn/ora
<p>Industria prodotti minerali Produzione di <i>clinker</i> (cemento) Produzione calce viva Fabbricazione di vetro / fibre di vetro Fabbricazione di prodotti ceramici (tegole, mattoni, mattoni refrattari, piastrelle, gres, porcellana)</p>	oltre 500 tonn/giorno oltre 50 tonn/giorno oltre 20 tonn/giorno produz.> 75 tonn/giorno e/o capacità forno >4mc e densità colata >300 kg/mc
<p>Altre attività Fabbricazione di pasta per carta Fabbricazione di carta e cartoni</p>	oltre 20 tonn/giorno

B. LE ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ

Il Gestore del Mercato Elettrico (GME) è una società per azioni costituita il 27 giugno 2000 dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., ora Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A., che ne è socio unico e che svolge l'attività di coordinamento.

1. I COMPITI ISTITUZIONALI

Nell'ambito del processo di liberalizzazione che caratterizza il settore elettrico negli ultimi anni, il GME svolge un ruolo di primaria importanza poiché ad esso sono attribuite:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico (art. 5 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei Certificati Verdi (art. 6 del Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 11 novembre 1999);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) e la predisposizione delle regole di funzionamento del mercato d'intesa con l'AEEG (art. 10 dei D.D.M.M. 20 luglio 2004).

Con riferimento al mercato elettrico, il principale obiettivo è quello di promuovere la concorrenza nelle attività di produzione e compravendita di energia elettrica, garantendo neutralità, trasparenza e obiettività, mantenendo elevati standard di sicurezza a costi ragionevoli ed assicurando la gestione economica delle attività di dispacciamento.

A tal fine la borsa dell'energia elettrica, come noto, è articolata su tre mercati:

- Mercato del Giorno Prima (MGP);
- Mercato di Aggiustamento (MA);
- Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).

Si tratta di mercati telematici, gestiti via internet per mezzo di una piattaforma di negoziazione elettronica che, oltre a determinare prezzi e quantità di energia scambiata, assicura anche la definizione dei programmi di immissione e prelievo dalla rete elettrica.

La microstruttura adottata ha tenuto nel dovuto conto le caratteristiche della rete elettrica nazionale e, in particolare, dei vincoli di trasmissione esistenti, procedendo a una suddivisione per zone del Paese. Il mercato, quindi, costituisce lo strumento per assicurare le condizioni necessarie a favorire:

- l'istituzione di un meccanismo di formazione dei prezzi che rispecchi in maniera ottimale le condizioni oggettive di domanda e offerta;
- l'incremento della funzione segnaletica dei prezzi, grazie alla trasparenza e circolazione delle informazioni;
- la concorrenza tra operatori, consentendo alla domanda di essere soddisfatta alle migliori condizioni di mercato;
- la stabilizzazione del mercato, stimolando l'efficienza produttiva e favorendo l'ingresso di nuovi operatori;
- l'efficienza, trasparenza e neutralità nella assegnazione dei diritti di transito e nello svolgimento del dispacciamento di merito economico;
- l'incremento della flessibilità nella gestione delle forniture di energia;
- la sicurezza del sistema attraverso la gestione efficiente del rischio di controparte.

La borsa elettrica, benché relativamente giovane, svolge un ruolo sempre più importante, consentendo, tra l'altro, di individuare i punti critici del sistema e fornendo le informazioni indispensabili per poter intervenire, anche a livello di regolamentazione e normativo.

L'impegno del GME, volto a stimolare la concorrenza, è confermato dalla riduzione dei corrispettivi di negoziazione, già particolarmente convenienti, rispetto a quelli applicati agli operatori nei principali paesi europei. La nuova struttura, in vigore dal 1° gennaio 2007, è caratterizzata da una franchigia iniziale di 20.000 MWh mensili da tre scaglioni con costi decrescenti in base ai volumi negoziati e benefici per tutti gli operatori indipendentemente dalle loro dimensioni.

Una rilevanza crescente assumono anche i mercati ambientali, che sono indispensabili per gestire in maniera efficiente e a costi contenuti gli oneri derivanti dai vincoli di tutela ambientale; in particolare, nel mese di aprile 2007 è stata attivata una piattaforma di negoziazione delle Unità di Emissione dei gas ad effetto serra.

2. I RISULTATI ECONOMICI

Nel 2006, come nell'esercizio precedente, i risultati economici sono stati molto positivi. Il valore della produzione, a seguito dell'incremento del prezzo dell'energia elettrica, è passato da 13,7 a 16,7 miliardi di €. In tale dato sono compresi i ricavi derivanti da vendita di energia su MGP e MA, oltre a quelli dovuti alla segmentazione del mercato e che il GME, in qualità di controparte centrale, gira rispettivamente agli operatori venditori e a Terna.

Al netto di tali voci, i ricavi sono stati pari a 27,8 milioni di €, riflettendo una leggera contrazione dei volumi di negoziazione su MGP imputabile a fattori esogeni, quali le aspettative negative degli operatori circa l'evoluzione dei prezzi dei combustibili (in particolare petrolio) sui mercati internazionali, che li ha indotti a fare maggior ricorso ai contratti bilaterali per coprire i rischi dei futuri costi di approvvigionamento.

Mentre il Risultato Operativo resta sostanzialmente stabile a quota 12,6 milioni di €, l'utile netto si riduce da 12,4 a 7,9 milioni di € per il venir meno del fattore straordinario presente nell'esercizio 2005, che è consistito nel recupero del credito d'imposta maturato nei primi anni di vita della società. Nella tabella 56 sono riportati i principali dati di bilancio.

Tab. 56		I principali indicatori di bilancio (in milioni di €)				
	Ricavi	MOL	Ris. Op.	Utile Netto	Totale Attivo	Patrimonio Netto
2005	28,177	16,460	12,719	12,399	(a) 83,045	25,090
2006	27,772	14,554	12,569	7,944	56,912	26,834

NOTE (a) Il dato è stato stimato scorporando 2,6 miliardi di € per il 2005 e 2,9 miliardi di € per il 2006, in relazione alla fatturazione degli scambi sul mercato elettrico.

Tra gli indicatori economici (Tab. 57) il rapporto tra il MOL e i ricavi risulta superiore al 50% e quello tra il risultato operativo e i ricavi intorno al 45%. Il ROI sale sopra il 22%, mentre il ROE è di circa il 30%, un livello inferiore al 49,4% dell'anno precedente che, tuttavia, come si è detto, era influenzato largamente da detrazioni fiscali straordinarie.

Tab. 57		I principali indicatori economici (in percentuale)			
	MOL/Ricavi	Ris. Op./Ricavi	ROI (a)	ROE (a)	
2005	58,4	45,1	15,3	49,4	
2006	52,4	45,3	22,1	29,6	

NOTE: (a) Il ROI è calcolato come rapporto tra Risultato Operativo e Totale Attivo il ROE come rapporto tra utile netto e patrimonio netto.

La struttura dei costi si presenta equilibrata, con una riduzione di quelli per ammortamento e svalutazioni (da 3,74 a 1,99 milioni di €) e un incremento di circa 1,4 milioni di € della spesa per servizi (Tab. 58):

Tab. 58		La struttura dei costi (in milioni €) e il peso sui ricavi (in percentuale)				
Costi	Per Servizi	Godimento Beni Terzi	Personale	Ammort. e Svalutazioni	Oneri Diversi di Gestione	
2005	5,016	0,827	5,400	3,742	0,446	
2006	5,792	0,894	5,991	1,985	0,516	
Peso costi su ricavi						
2005	17,8	2,9	19,2	13,3	1,6	
2006	20,9	3,2	21,6	0,71	1,9	

In rapporto ai ricavi, la voce che incide maggiormente (21,6%) è quella del personale, seguita dalla spesa per servizi (20,9%).

A fine 2006 il GME aveva una consistenza del personale pari a 77 unità, composta come segue:

- 13 dirigenti;
- 19 quadri;
- 45 impiegati.

Rispetto all'anno precedente si è registrato un incremento di 5 unità, dovuto all'ampliamento delle competenze e delle funzioni attribuite alla società.

C. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Nell'ultimo triennio sui mercati internazionali i prezzi dei combustibili fossili e del gas naturale, principali fonti impiegate nella produzione elettrica italiana, sono aumentati in misura consistente, (circa il 103% per il petrolio *Brent*, il cui prezzo medio è passato tra il 2003 ed il 2006 da circa 25,5 a 51,68 €/bbl) e hanno presentato elevati livelli di volatilità. Questo andamento riflette l'operare di diversi fattori, tra i quali hanno avuto un ruolo di primo piano l'acuirsi delle tensioni in alcune tra le maggiori aree di produzione, ed i ritardi nello sviluppo dell'offerta, insieme alle discontinuità emerse nelle forniture ai paesi consumatori. Il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti è divenuto, pertanto, uno degli obiettivi preminenti nelle politiche economiche perseguite da paesi, quali quelli europei, ed in particolare l'Italia, che sono largamente dipendenti dalle importazioni per soddisfare il proprio fabbisogno.

Pur in un contesto di particolari tensioni, in Italia la dinamica delle quotazioni sul mercato dell'energia elettrica è risultata relativamente contenuta. In particolare, si è assistito a un movimento di graduale convergenza delle quotazioni verso i livelli dei principali paesi dell'Europa continentale. Su questa tendenza hanno influito senza dubbio il processo di liberalizzazione del settore e lo sviluppo di un mercato elettrico che risponde, più che il precedente regime, agli impulsi della concorrenza, fornendo nel contempo nuovi stimoli agli investimenti. Un ruolo ha avuto la microstruttura del mercato, che è stata disegnata per tener conto della gradualità del processo di liberalizzazione del settore e per salvaguardare le imprescindibili esigenze di sicurezza del sistema elettrico collegate all'attività di dispacciamento. I due principali elementi che caratterizzano la borsa elettrica sono, infatti, la valorizzazione delle offerte al prezzo marginale, che rappresenta il punto di equilibrio tra domanda ed offerta, e l'adozione di una struttura di tipo zonale, che remunera i produttori al prezzo marginale che si forma in ciascuna zona. Al tempo stesso, dal lato domanda non si operano discriminazioni tra i consumatori, in quanto tutti pagano un unico prezzo definito a livello nazionale (PUN) sulla base della media dei prezzi zionali di vendita.

In Italia, tuttavia, i prezzi sono rimasti in media su posizioni più elevate che nel resto dell'Europa, con un differenziale che è in gran parte attribuibile a fattori strutturali, quali il grado relativo di efficienza del parco produttivo ed il *mix* di combustibili impiegati, che tende a concentrarsi sempre più sulle fonti energetiche collegate al petrolio (segnatamente, il gas naturale).

Anche sul piano della volatilità delle quotazioni, il mercato elettrico italiano si è differenziato da quelli europei per una escursione dei prezzi che è risultata relativamente minore nella media annuale, e particolarmente nelle fasi di tensione dal lato della domanda, come quella emersa nell'inverno del 2005. In quel periodo, i prezzi nel mercato italiano sono risultati a tratti inferiori a quelli registrati negli altri principali paesi (Germania e Francia), innescando per la prima volta significativi flussi di esportazione di energia. Al contenimento della volatilità ha contribuito il particolare modello di mercato che è stato adottato. A fronte della contenuta volatilità sta una certa lentezza di reazione dei prezzi di mercato all'evolvere dei fattori sottostanti. Questo ritardo è apparso evidente nella fase discendente delle quotazioni dei combustibili sui mercati mondiali, quando il differenziale di prezzo rispetto agli altri principali mercati europei si è ampliato.

In ogni caso, il mercato elettrico italiano è ancora in fase di evoluzione ed espansione, sotto la spinta di un processo di liberalizzazione che continua il suo corso, e che nel tempo dovrebbe condurre a quotazioni che siano sempre più rappresentative non solo delle sottostanti forze del mercato, ma del continuo rafforzamento del grado di concorrenzialità. I segnali in tal senso sono molteplici e vanno ben oltre il ripiegamento delle quotazioni registrato negli scorsi mesi di febbraio e marzo, con una riduzione media tendenziale che supera il 17 per cento. Si osserva, infatti, che la partecipazione degli operatori si è arricchita da entrambi i lati, domanda ed offerta. Su quest'ultimo versante, nel biennio 2005-06 sono stati realizzati investimenti in capacità produttiva per ben 8.000 MW, che, anche grazie agli stimoli provenienti dal mercato, hanno privilegiato tecnologie ad alta efficienza energetica e si sono concentrati nelle zone del paese maggiormente deficitarie (Nord, Sud, Calabria), con ricadute positive sui differenziali di prezzo zionali.

Nello stesso periodo si è registrata una considerevole riduzione del grado di concentrazione dell'offerta sul mercato, che ha visto la quota dell'operatore principale su MGP scendere di 9 punti percentuali (dal 43% del 2004 al 34% del 2006) e quella dei tre operatori di dimensioni maggiori e del GSE (che vende in borsa l'energia ritirata da impianti CIP 6) diminuire di 11 punti percentuali (dall'82 al 71%). Di riflesso la quota di mercato degli altri operatori è salita dal 18 al 29%.

Un impulso allo sviluppo del mercato elettrico deriverà nei prossimi mesi dal completamento del processo di liberalizzazione dal lato della domanda: dal 1° luglio tutti i consumatori acquisiranno la qualifica di operatore idoneo. Ciò significa che da quella data ogni utente avrà la possibilità di beneficiare del mercato libero, scegliendosi il proprio fornitore. Si aprirà di conseguenza un mercato potenziale composto di circa 28 milioni di clienti domestici. Al tempo stesso sarà ridefinito il ruolo dell'Acquirente Unico, che finora ha curato l'approvvigionamento di energia elettrica per conto dei clienti di minori dimensioni, i cosiddetti clienti vincolati, spuntando le migliori condizioni di mercato e garantendo continuità, sicurezza ed efficienza del servizio in maniera non discriminatoria. Dopo il 1° luglio, l'AU dovrebbe continuare a rifornire i clienti che decideranno di non avvalersi della facoltà di cambiare fornitore. Considerata la resistenza al cambiamento del fornitore, che è tipica del settore dei clienti domestici e che risulta inversamente correlata con i livelli di consumi, è ragionevole attendersi il permanere per qualche tempo di una consistente quota del mercato che farà ricorso all'AU. Nel 2006 tale quota era di poco inferiore alla metà dei consumi complessivi.

Il GME da parte sua è impegnato ad assecondare l'evoluzione e lo sviluppo del mercato, offrendo una gamma sempre più ampia di possibilità di contrattazione e di servizi nell'intento di dotare il Paese di un'infrastruttura di mercato che lo ponga tra i più avanzati nella liberalizzazione e nel potenziamento del settore in Europa. In particolare, svolge una continua attività di manutenzione delle regole di mercato e di monitoraggio delle attività di negoziazione, con l'obiettivo di contribuire con le sue analisi ed esperienza a migliorare l'articolazione, l'efficienza e la sicurezza del mercato stesso. In questa prospettiva si inserisce anche la decisione di attuare una consistente riduzione dei corrispettivi di negoziazione sul mercato, e di applicare una nuova struttura tariffaria che apporti benefici tanto ai grandi operatori, quanto a quelli di piccole dimensioni. Nella medesima prospettiva di potenziamento del mercato, il GME ha recentemente avviato la Piattaforma dei Conti Energia (PCE), un nuovo sistema di registrazione dei contratti bilaterali che introduce importanti elementi di flessibilità, in quanto consente di distinguere le transazioni commerciali da quelle fisiche direttamente collegate all'attività di dispacciamento, costituendo un primo passo verso lo sviluppo di negoziazioni a termine.

Procedendo in questa missione strategica, il GME mira a sostenere il completamento dell'architettura del mercato elettrico in tre direzioni: primo, accrescere gli strumenti di flessibilità a disposizione degli operatori per gestire i rischi connessi con la loro attività di compravendita; secondo, ottimizzare i flussi transfrontalieri di energia elettrica; e terzo, creare condizioni di trasparenza e diffusione delle informazioni rilevanti per il mercato, tali da promuovere adeguati livelli di concorrenza nell'ambito di un settore elettrico completamente liberalizzato.

Sotto il primo profilo, è ampiamente e da lungo tempo avvertita l'esigenza che il Paese disponga di un mercato regolamentato per le contrattazioni a termine di energia elettrica, che coinvolga ogni categoria di operatore per consentire livelli adeguati di liquidità ed economicità nella gestione dei portafogli energetici. Anche per il mercato a pronti sono possibili maggiori margini di flessibilità mediante un potenziamento del Mercato di Aggiustamento, che può essere conseguito allargando la partecipazione agli operatori dal lato domanda e creando un mercato infragiornaliero in tempo reale. Una maggiore flessibilità consentirebbe una significativa riduzione dei costi in un contesto di maggiore sicurezza sistemica.

Sul versante delle negoziazioni con l'estero, le normative comunitarie tendono a promuovere l'emergere nel tempo di un mercato unico europeo per l'energia elettrica. Sebbene tale processo sia ancora in una fase embrionale, alcuni paesi hanno già intrapreso iniziative di coordinamento attraverso il *market-coupling*.

Allo stesso fine sono stati costituiti in sede europea gruppi di lavoro, a cui partecipano le autorità di regolazione nazionali, con l'obiettivo ultimo di armonizzare le regole di funzionamento dei vari mercati, elemento indispensabile per realizzare una effettiva integrazione dei mercati nazionali. Il tema assume particolare rilevanza per il Paese, considerato che registra prezzi in media più elevati che nel resto d'Europa. Proprio in considerazione di questi aspetti il GME da tempo fornisce il suo contributo di analisi per individuare le vie percorribili per giungere a progetti compatibili con l'attuale modello di mercato.

La trasparenza e diffusione dell'informazione di mercato hanno una rilevanza fondamentale perché i consumatori possano conseguire i benefici attesi dall'esercizio della facoltà di scegliere liberamente il proprio fornitore. Appare necessario fare in modo che i cambiamenti di fornitore possano avvenire in tempi rapidi, con procedure standardizzate e semplici, e a costi ridotti. A tal fine, un ruolo chiave potrebbe essere svolto dalla predisposizione di banche dati, facilmente accessibili dagli operatori di settore, in cui siano contenute le informazioni rilevanti per gestire le operazioni commerciali connesse e propedeutiche all'erogazione del servizio ai nuovi clienti. Il GME per la sua funzione ed esperienza è nella posizione migliore per assolvere questo compito, in quanto può gestire questo strumento in maniera trasparente e non discriminatoria, a vantaggio di tutti i soggetti interessati.

Il tema della sostenibilità ambientale dello sviluppo economico, sovente collegato a quello altrettanto strategico della sicurezza degli approvvigionamenti energetici, ha assunto un'importanza di primo piano nell'agenda italiana ed internazionale. In specie, in sede europea e nell'ambito dei paesi membri sono state adottate misure volte ad incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili, a promuovere il risparmio energetico ed a contenere le emissioni di gas ad effetto serra.

Sebbene le finalità di tali misure siano meritorie, esse pongono vincoli rilevanti al sistema delle imprese con effetti sui costi e sulla competitività. Per contenere l'impatto di questi vincoli si è scelto di adottare meccanismi di mercato tali da promuovere un ordinato avvicinamento agli obiettivi di tutela ambientale. In questo quadro il GME ha sviluppato tre piattaforme di negoziazione, in cui vengono scambiati i certificati utilizzabili da parte degli operatori per dimostrare l'avvenuto adempimento dei vincoli ambientali. Il tratto comune di tali mercati è che gli obiettivi di tutela ambientale sono fissati per via normativa, ma la loro valorizzazione è affidata al mercato. Si introduce, pertanto, un elemento di flessibilità ed efficienza, che consente ad ogni impresa di valutare la convenienza economica di ottemperare ai vincoli direttamente, oppure servendosi del mercato, mentre si premiano i soggetti più virtuosi nel conseguimento degli obiettivi ambientali. Nell'organizzare questi mercati ambientali il GME ha puntato sulla facilità di negoziazione, sulla economicità di accesso da parte degli operatori e sulla sicurezza delle transazioni.

I significativi risultati conseguiti dal GME in tre anni di attività del mercato elettrico e nei mercati ambientali non sarebbero stati possibili senza l'impegno, la dedizione e lo spirito di collaborazione mostrato dal personale nell'assolvimento della missione della Società, in funzione dell'interesse preminente all'avanzamento economico e sociale del Paese. In tal senso è stato determinante il patrimonio di professionalità e di esperienza che il GME è riuscito ad accumulare in pochi anni. Sulla valorizzazione e formazione del capitale umano la Società intende continuare ad investire con determinazione, nella consapevolezza che questa è la condizione necessaria per poter affrontare con successo le nuove impegnative sfide di innovazione e crescita al servizio del Paese.

L'Italia necessita di un mercato elettrico in grado di garantire condizioni di concorrenza, trasparenza, neutralità ed obiettività, che permettano il libero dispiegarsi delle forze di mercato in un assetto equilibrato. È dal confronto su un piano di parità tra domanda ed offerta che ci si attende la formazione di prezzi, che rispondano a criteri di rappresentatività e di efficienza tali da poter svolgere quella importante funzione segnaletica di cui l'intero sistema economico ha bisogno per il suo sviluppo. Il GME ha fornito al Paese un mercato che tende proprio in questa direzione.

D. APPENDICE STATISTICA

INTRODUZIONE

L'Appendice statistica della Relazione Annuale 2006 del Gestore del Mercato Elettrico (GME), attraverso una ricca serie di tabelle e grafici, presenta le principali variabili di mercato per ciascuno dei mercati dell'energia elettrica: Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato di Aggiustamento (MA), Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) *ex-ante* ed *ex-post*, Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB).

All'interno delle tabelle e dei grafici gli esiti del mercato del 2006 sono confrontati con i corrispondenti valori dell'anno precedente; laddove non specificato, quindi, la variazione si riferisce allo scostamento rispetto al 2005.

L'appendice si articola in sei sottosezioni:

- la sezione **Prezzi** presenta i principali dati sui prezzi di acquisto e di vendita, nonché il confronto con i prezzi delle più importanti borse europee;
- la sezione **Domanda** mostra una sintesi dei volumi di energia elettrica acquistati, sia a livello Sistema Italia sia a livello macrozonale, e un'analisi dei fattori che ne hanno condizionato l'andamento;
- la sezione **Offerta** presenta i volumi di energia elettrica offerti e accettati in vendita sia per l'intero Sistema che per macrozona. L'offerta e il venduto è analizzato anche per tipologia di impianto;
- la sezione **Liquidità** analizza la struttura della quantità scambiata sulla borsa elettrica sia lato acquisti che lato vendite nonché la sua evoluzione;
- la sezione **Configurazioni zonali** mostra quali e quante zone di mercato sono state determinate in base agli esiti del MGP e gli aspetti collegati sui transiti, sulla rendita del sistema e sui Corrispettivi di assegnazione dei diritti di transito (CCT);
- la sezione **Concentrazione** presenta alcuni importanti indicatori quali: l'Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI), l'indice di determinazione del prezzo per operatore e tecnologia, l'indice dell'operatore residuale e le quote di mercato degli operatori.

1. I PREZZI

Tab. 1 MGP - Prezzo di acquisto

/MWh	2006				2005		Variazione	
	Media	DS	Min	Max	Media	DS	/MWh	%
Totale	74,75	33,68	15,06	378,47	58,59	27,67	16,1	2 ,6%
Lavorativo	81,43	37,19	15,06	378,47	64,98	29,47	16,45	25,3%
Picco	108,73	31,11	50,57	378,47	87,80	20,89	20,92	23,8%
Fuori picco	54,12	17,55	15,06	160,04	42,15	16,07	11,97	28,4%
Festivo	60,25	16,90	19,57	148,14	44,33	15,55	15,91	35,9%

Tab. 2 MGP - Coefficiente di Pearson del PUN vs le principali variabili

Volumi	Totale		Lavorativo						Festivo	
			Totale		Picco		Fuori picco			
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
scambiati in borsa	0,81	0,89	0,81	0,89	0,56	0,72	0,79	0,63	0,75	0,79
scambiati nel sistema	0,81	0,87	0,82	0,88	0,58	0,70	0,76	0,67	0,73	0,79
scambiati fuori borsa	0,66	0,68	0,68	0,67	0,32	0,35	0,46	0,43	0,37	0,40
offerti nel sistema	0,71	0,76	0,70	0,77	0,34	0,50	0,59	0,43	0,61	0,48
offerti e non accettati	-0,37	-0,71	-0,40	-0,71	-0,37	-0,45	-0,24	-0,39	-0,09	-0,54
quota non acc/acc	-0,61	-0,80	-0,65	-0,81	-0,44	-0,57	-0,53	-0,58	-0,35	-0,69
fabbisogno	0,83	0,89	0,83	0,89	0,58	0,70	0,80	0,77	0,81	0,84
da fonti rinnovabili	0,84	0,87	0,84	0,87	0,65	0,68	0,62	0,40	0,67	0,70
da termico	0,66	0,75	0,66	0,75	0,36	0,52	0,66	0,60	0,50	0,66

Tab. 3 MGP - Prezzi di vendita per zona geografica

/MWh		2006				2005	Variazione	
		Media	Min	Max	DS	Media	MWh	%
	Totale	73,63	3,00	400,00	33,71	57,71	15,92	2 ,6%
	Lavorativo	80,32	3,00	400,00	37,27	64,20	16,11	25,1%
NORD	Picco	107,49	45,00	400,00	31,53	86,85	20,64	23,8%
	Fuori picco	53,14	3,00	160,00	17,51	41,56	11,58	27,9%
	Festivo	59,08	21,00	148,14	16,70	43,22	15,86	36,7%
	Totale	74,98	21,00	400,00	34,16	58,62	16,36	2 ,9%
	Lavorativo	81,83	27,00	400,00	37,68	65,20	16,62	25,5%
CENTRO NORD	Picco	109,41	50,65	400,00	31,71	88,27	21,14	24,0%
	Fuori picco	54,24	27,00	160,00	17,68	42,14	12,11	28,7%
	Festivo	60,09	21,00	148,14	17,12	43,93	16,16	36,8%
	Totale	74,99	21,00	400,00	34,15	59,03	15,96	2 ,0%
	Lavorativo	81,79	27,00	400,00	37,67	65,47	16,32	24,9%
CENTRO SUD	Picco	109,36	50,65	400,00	31,70	88,61	20,76	23,4%
	Fuori picco	54,21	27,00	160,00	17,69	42,33	11,88	28,1%
	Festivo	60,21	21,00	148,14	17,27	44,66	15,56	34,8%
	Totale	74,98	21,00	400,00	34,15	59,03	15,95	2 ,0%
	Lavorativo	81,78	27,00	400,00	37,67	65,47	16,31	24,9%
SUD	Picco	109,35	50,65	400,00	31,69	88,61	20,74	23,4%
	Fuori picco	54,21	27,00	160,00	17,70	42,34	11,87	28,0%
	Festivo	60,21	21,00	148,14	17,27	44,67	15,55	34,8%
	Totale	75,67	0,00	202,00	34,66	59,83	15,84	26,5%
	Lavorativo	82,28	0,00	202,00	38,06	66,25	16,04	24,2%
CALABRIA	Picco	109,82	0,00	202,00	31,61	89,24	20,58	23,1%
	Fuori picco	54,74	27,00	190,02	19,50	43,25	11,49	26,6%
	Festivo	61,31	21,00	178,00	19,04	45,53	15,78	34,7%
	Totale	78,96	0,00	417,00	36,86	62,77	16,18	25,8%
	Lavorativo	85,01	0,00	417,00	40,29	68,22	16,79	24,6%
SICILIA	Picco	113,26	49,90	417,00	33,47	91,85	21,41	23,3%
	Fuori picco	56,75	0,00	190,02	23,03	44,58	12,17	27,3%
	Festivo	65,80	0,00	178,00	23,01	50,64	15,16	29,9%
	Totale	80,55	21,00	202,00	39,63	60,38	20,18	33,4%
	Lavorativo	87,60	27,00	202,00	42,08	66,63	20,97	31,5%
SARDEGNA	Picco	113,49	27,00	201,00	35,62	88,50	24,99	28,2%
	Fuori picco	61,72	27,00	202,00	30,53	44,77	16,95	37,9%
	Festivo	65,23	21,00	201,00	28,17	46,42	18,81	40,5%

Tab. 4

Mercati europei (ME) – Prezzi medi sulle principali borse europee

/MWh	IPEX			EEX			Nord Pool			OMEL			Powernext			EXAA		
	Media	DS	Variazione															
Totale	74,75	33,68	27,6%	50,79	49,42	10,5%	48,59	11,13	65,7%	50,53	19,95	-5,9%	49,29	35,48	5,6%	50,97	31,30	9,7%
Lavorativo	81,43	37,20	25,3%	57,94	57,47	13,4%	49,84	11,06	66,3%	52,98	20,78	-7,2%	55,26	39,63	7,0%	57,96	34,27	12,5%
Picco	108,73	31,12	23,8%	74,59	75,76	17,1%	52,32	10,57	67,6%	61,49	20,70	-8,2%	70,45	47,93	9,0%	74,27	39,09	15,6%
Fuori picco	54,12	17,55	28,4%	41,28	17,64	7,3%	47,35	10,98	64,9%	44,47	17,04	-5,7%	40,08	19,57	3,7%	41,65	17,01	7,3%
Festivo	60,25	16,90	35,9%	35,24	14,89	2,0%	45,89	10,81	64,3%	45,21	16,82	-2,0%	36,30	18,32	2,1%	35,77	14,75	1,7%

Tab. 5

MA - Prezzi per zona geografica

/MWh		2006				2005		Variazione	
		Media	Min	Max	DS	Media	MWh	%	
	Totale	70,24	0,00	409,32	35,66	56,32	13,92	24, %	
	Lavorativo	77,20	0,00	409,32	39,02	63,08	14,11	22,4%	
NORD	Picco	103,71	20,00	409,32	35,84	86,00	17,71	20,6%	
	uori icco	50,69	0,00	250,00	18,86	40,17	10,52	26,2%	
	Festivo	55,10	0,00	250,00	19,80	41,23	13,88	33,7%	
	Totale	74,88	0,00	409,32	39,89	58,02	16,86	29,1%	
	Lavorativo	82,61	10,00	409,32	43,47	65,07	17,54	27,0%	
CENTRO NORD	Picco	111,88	20,00	409,32	39,17	89,23	22,65	25,4%	
	uori icco	53,33	10,00	250,00	23,06	40,90	12,43	30,4%	
	Festivo	58,08	0,00	250,00	23,01	42,30	15,78	37,3%	
	Totale	74,94	0,00	409,32	39,95	59,26	15,68	26,5%	
	Lavorativo	82,37	0,00	409,32	43,39	66,22	16,15	24,4%	
CENTRO SUD	Picco	111,62	20,00	409,32	38,99	90,74	20,89	23,0%	
	uori icco	53,12	0,00	250,00	23,08	41,70	11,42	27,4%	
	Festivo	58,78	0,00	250,00	24,35	43,74	15,03	34,4%	
	Totale	74,82	0,00	409,32	39,81	59,91	14,91	24,9%	
	Lavorativo	82,23	0,00	409,32	43,21	67,13	15,10	22,5%	
SUD	Picco	111,36	20,00	409,32	38,77	91,98	19,39	21,1%	
	uori icco	53,09	0,00	250,00	23,11	42,27	10,82	25,6%	
	Festivo	58,71	0,00	250,00	24,30	43,81	14,89	34,0%	
	Totale	75,31	0,00	250,00	41,22	60,57	14, 4	24,3%	
	Lavorativo	82,16	0,00	250,00	44,04	67,49	14,67	21,7%	
CALABRIA	Picco	111,54	0,00	250,00	38,64	92,48	19,07	20,6%	
	uori icco	52,78	0,00	250,00	25,69	42,50	10,28	24,2%	
	Festivo	60,43	0,00	250,00	29,18	45,14	15,28	33,9%	
	Totale	85,28	0,00	500,00	50,78	66,08	19,20	29,1%	
	Lavorativo	91,10	0,00	500,00	53,46	70,25	20,85	29,7%	
SICILIA	Picco	123,63	0,00	500,00	48,70	96,23	27,40	28,5%	
	uori icco	58,57	0,00	250,00	35,04	44,27	14,30	32,3%	
	Festivo	72,62	0,00	300,00	41,71	56,77	15,85	27,9%	
	Totale	77,29	0,00	250,00	46,71	59,10	18,19	30,8%	
	Lavorativo	84,55	0,00	250,00	50,32	65,18	19,38	29,7%	
SARDEGNA	Picco	113,03	0,00	250,00	46,62	86,07	26,96	31,3%	
	uori icco	56,08	0,00	250,00	35,62	44,28	11,80	26,6%	
	Festivo	61,49	0,00	250,00	32,52	45,54	15,95	35,0%	

Fig. 1 MGP - Andamento mensile prezzi di acquisto

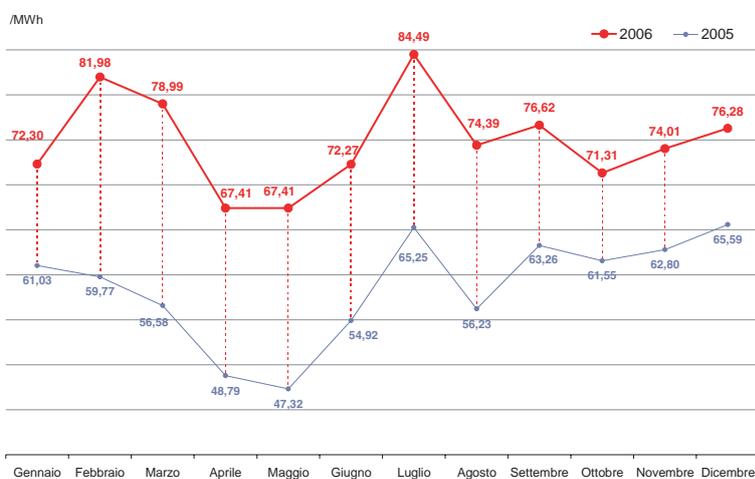


Fig. 2 MGP - Andamento mensile prezzi di acquisto per gruppi di ore

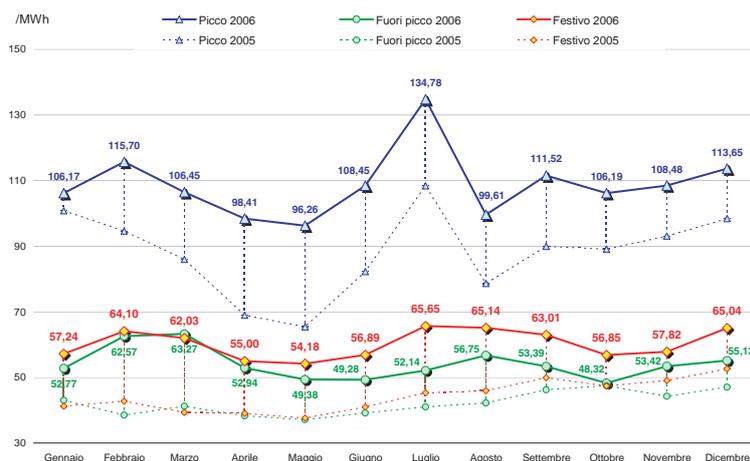


Fig. 3 MGP - Andamento mensile prezzi di acquisto: media e variabilità

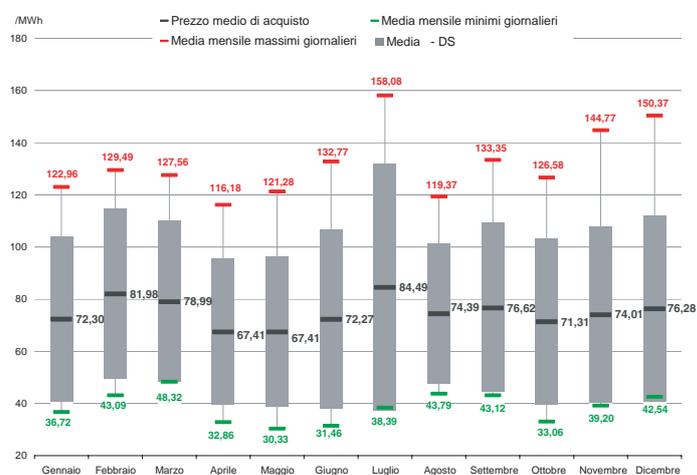


Fig. 4 MGP - Prezzi di acquisto: andamento orario e media giornaliera

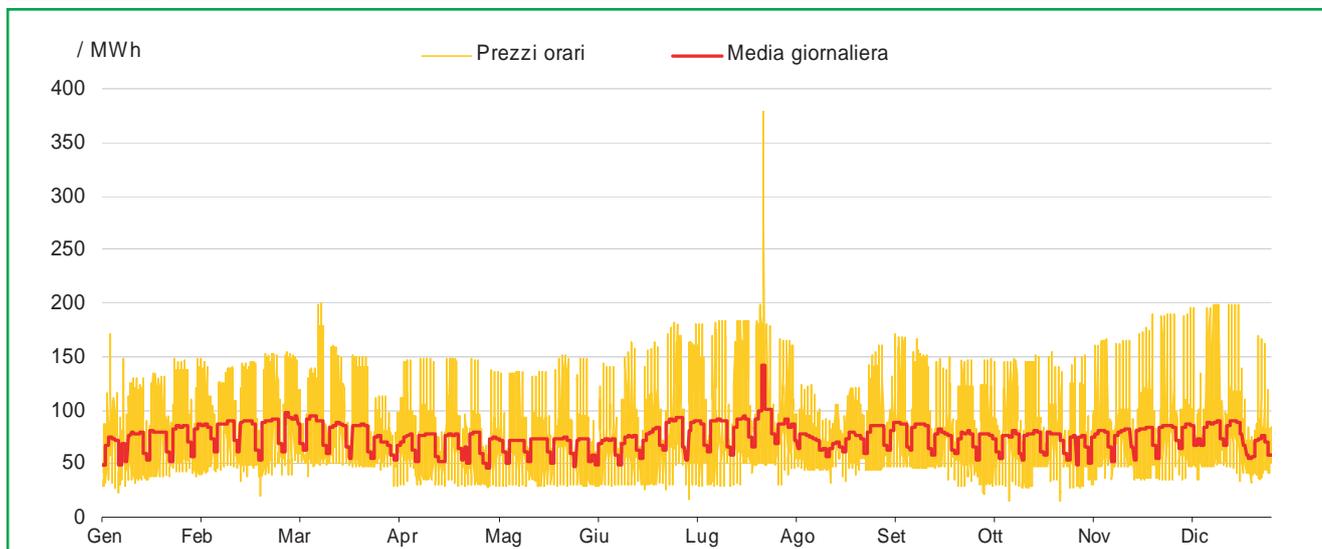


Fig. 5 MGP - Prezzi di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)

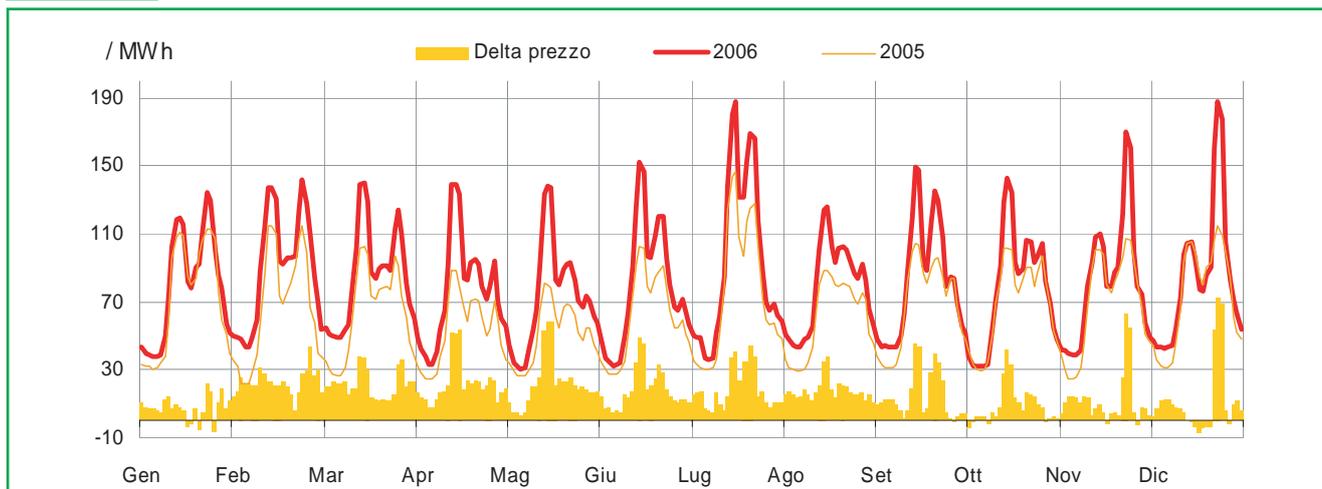


Fig. 6 MGP - Prezzi di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)

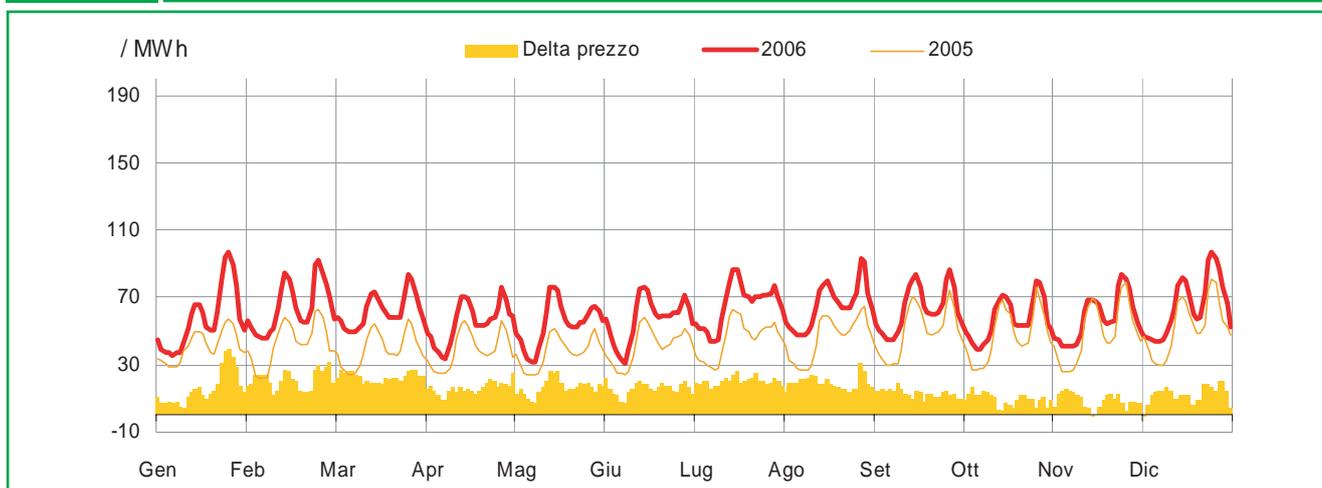


Fig. 7

MGP – Correlazione tra il PUN e le quantità totali

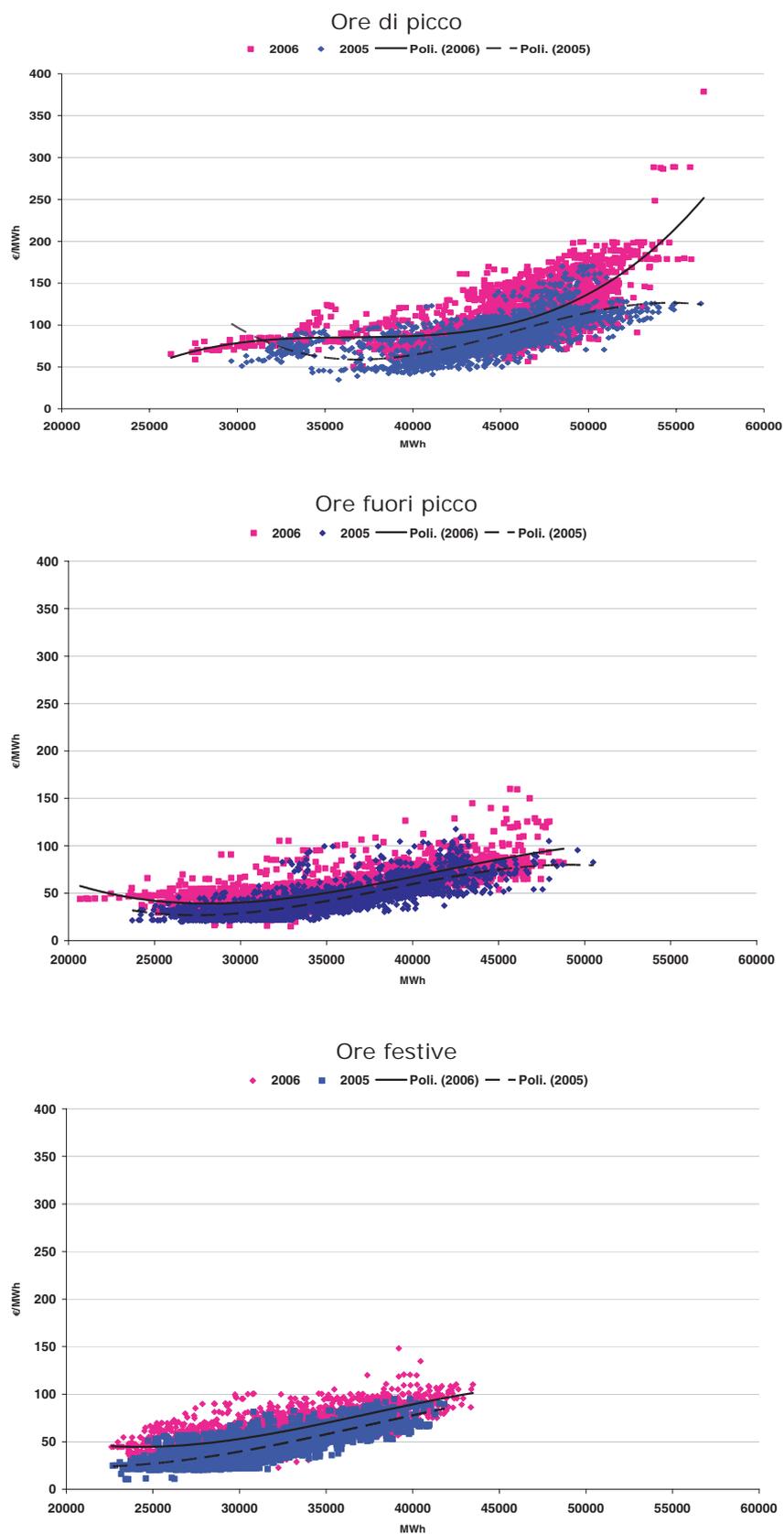


Fig. 8 MGP - Prezzi di acquisto: curva di durata

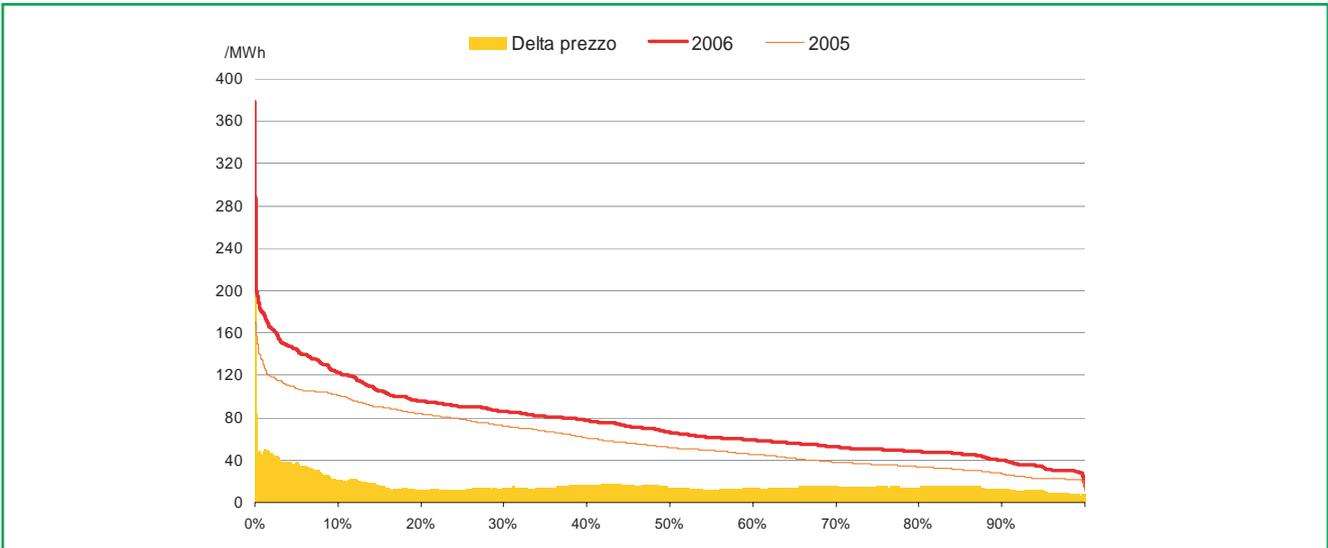


Fig. 9 ME - Confronto tra le principali borse europee

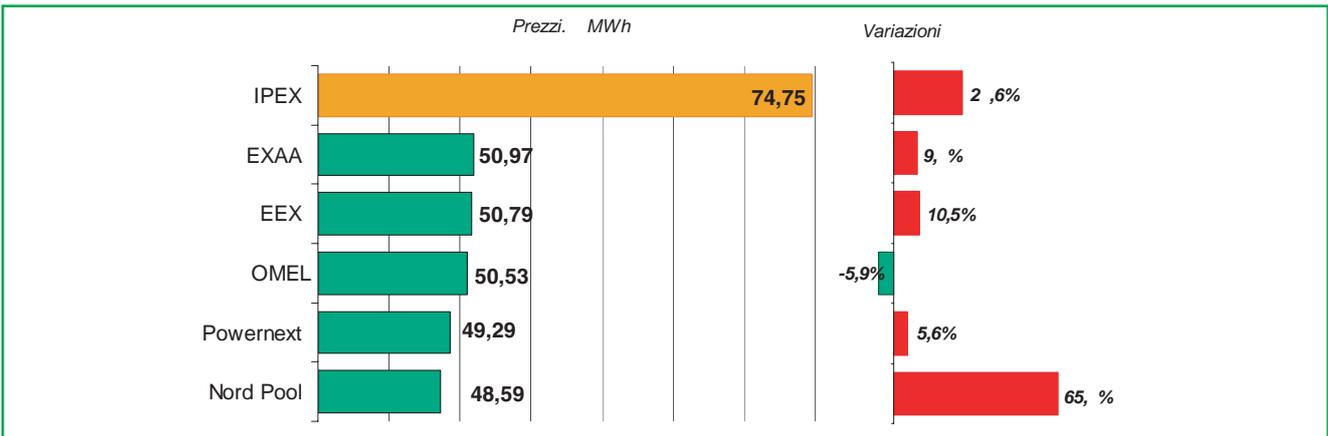


Fig. 10 ME - Prezzi medi sulle principali borse europee: andamento mensile

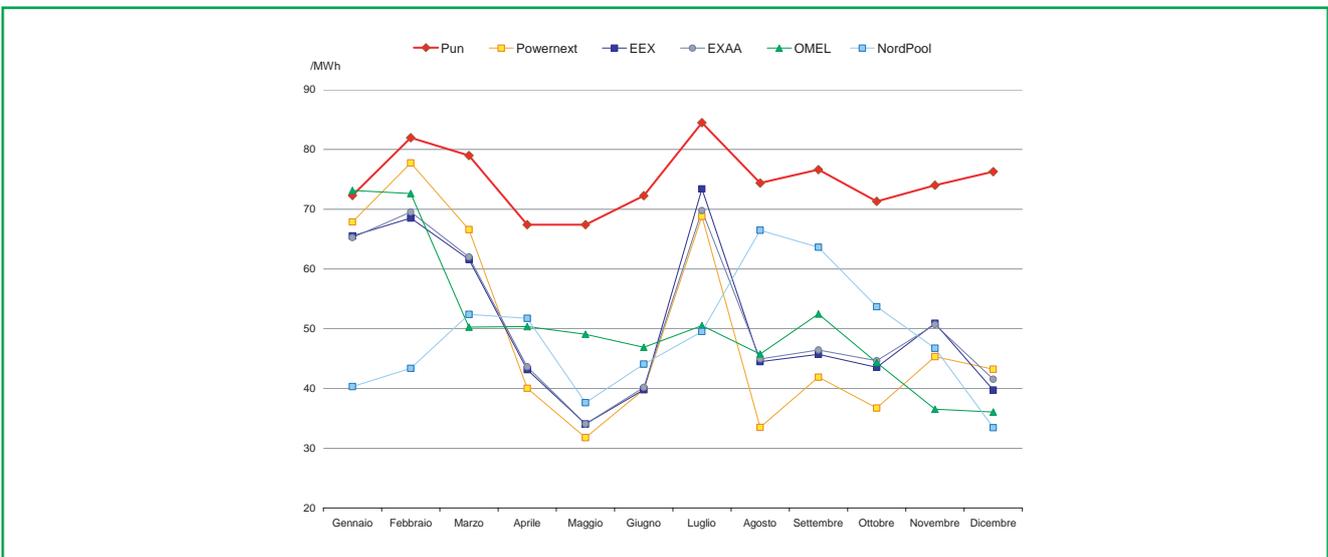


Fig. 11

MGP - Prezzi di vendita: andamento mensile

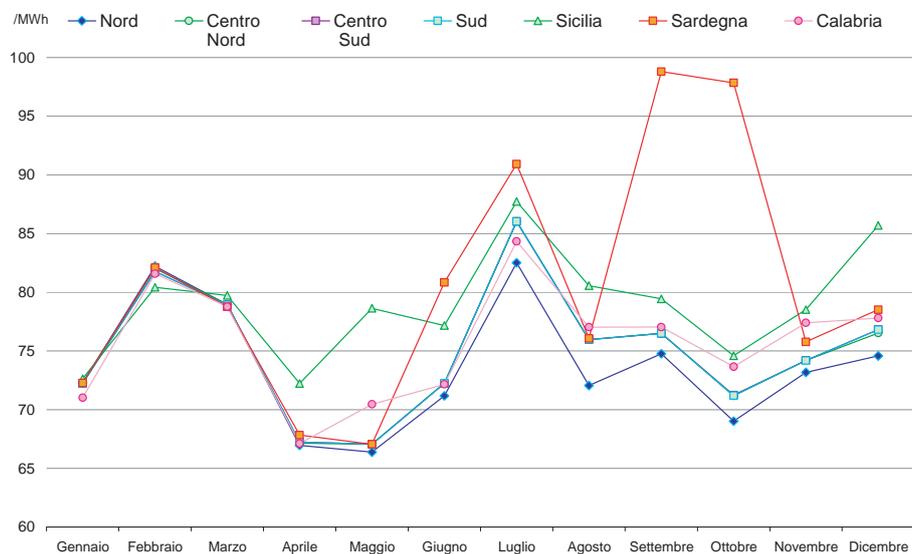


Fig. 12

MGP - Prezzi di vendita: curve di durata

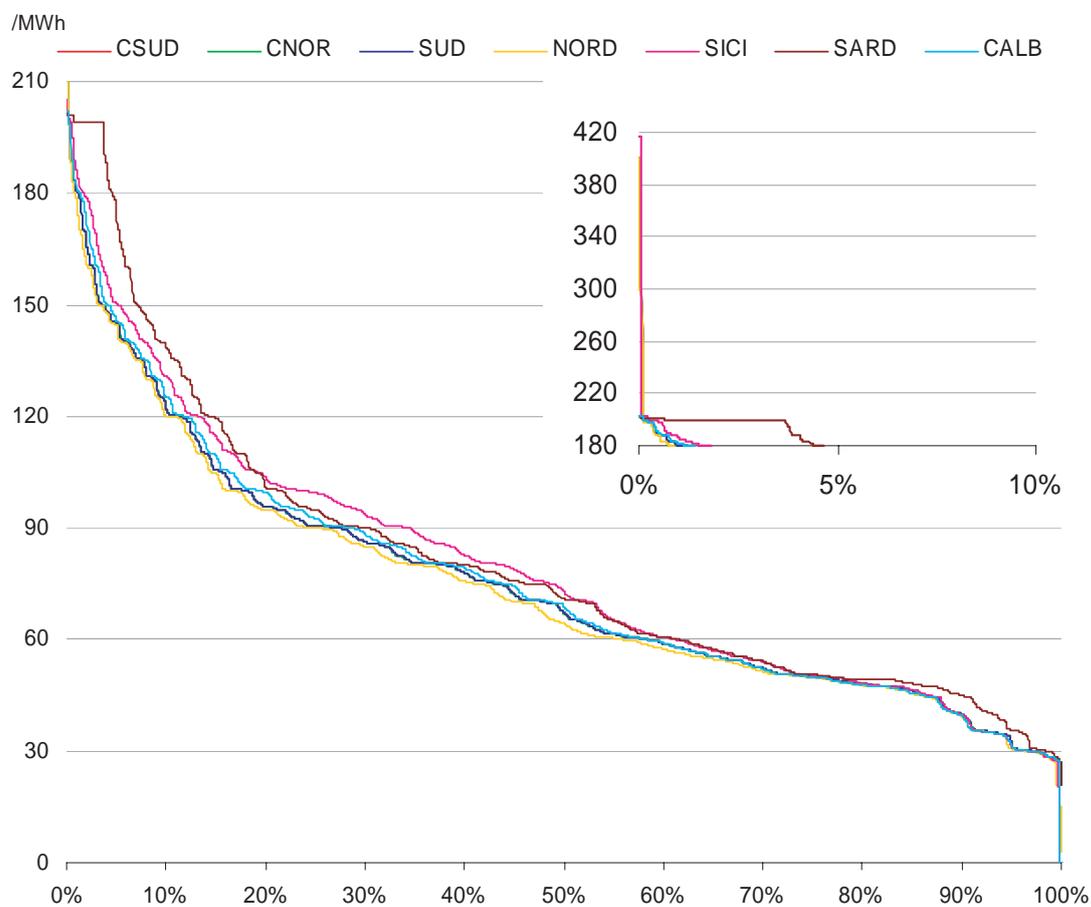


Fig. 13

MGP - Prezzi di vendita: curve di durata per macrozona

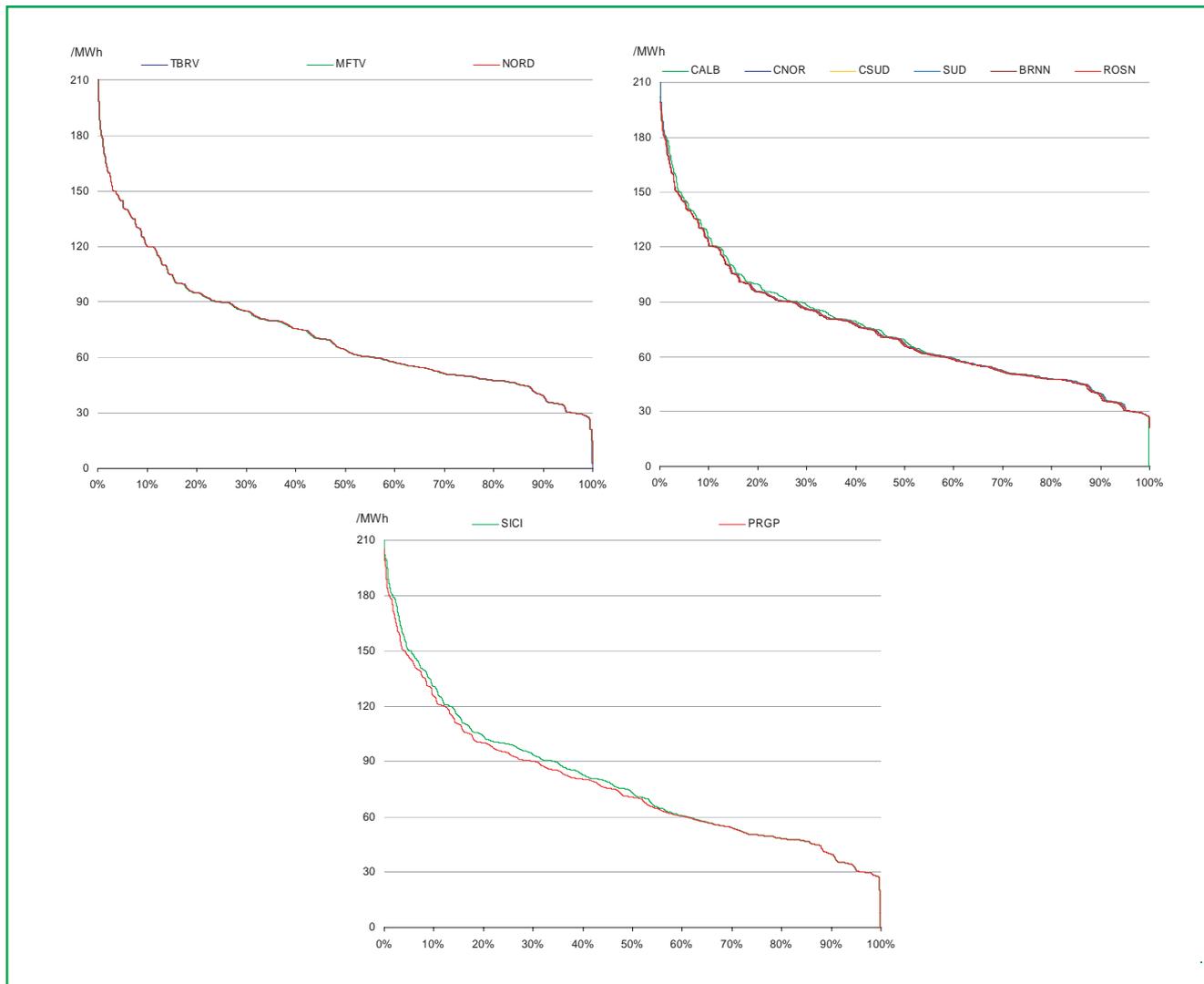


Fig. 14

MGP - Prezzi di vendita: andamento orario e media giornaliera



Fig. 15 MGP - Prezzi di vendita: curve medie orarie

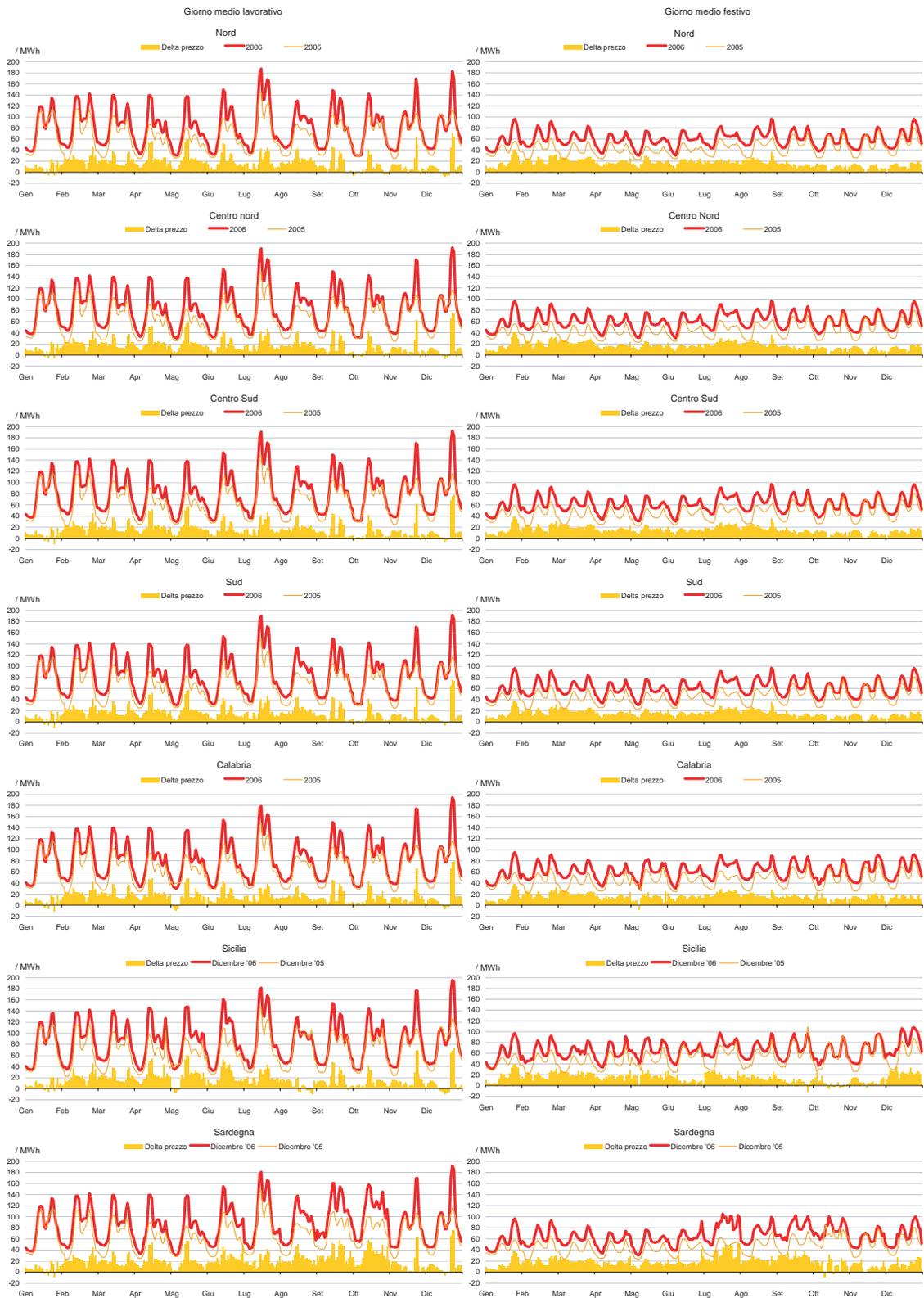


Fig. 16

MA - Prezzi: andamento mensile



Tab. 8

MGP - Composizione della domanda

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	196.535.249	-3,2%	59,6%
Acquirente Unico	132.230.746	-5,0%	40,1%
Altri operatori	49.717.421	4,0%	15,1%
Pompaggi	7.443.272	-8,0%	2,3%
Zone estere	3.346.408	20,7%	1,0%
Offerte integrative	3.797.402	-26,3%	1,2%
Contratti bilaterali	133.254.781	10,9%	40,4%
Esteri	1.285.567	12,4%	0,4%
Nazionali Acquirente Unico	20.768.233	-17,4%	6,3%
Nazionali altri operatori	111.200.980	18,4%	33,7%
VOLUMI ACQUISTATI	329.790.030	2,0%	100,0%
Borsa	7.299.180	774,8%	100,0%
Altri operatori	28.678	98,3%	0,4%
Pompaggi	44.895	0,2%	0,6%
Zone estere	7.225.607	832,2%	99,0%
Contratti bilaterali	-	-100,0%	0,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	7.299.180	4,4%	100,0%
DOMANDA TOTALE	337.089.209	4,0%	

Tab. 9

MGP - Acquisti sulle zone estere

	2006		2005		Variazione	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Austria	35.045	0,8%	173.645	4,4%	-138.600	-79,8%
Corsica	437.070	9,4%	333.180	8,5%	103.890	31,2%
Francia	1.298.617	28,0%	1.105.675	28,2%	192.943	17,5%
Grecia	493.111	10,6%	261.575	6,7%	231.536	88,5%
Slovenia	152.205	3,3%	150.590	3,8%	1.615	1,1%
Svizzera	2.085.197	45,0%	1.818.854	46,4%	266.343	14,6%
Co esazioni e soccorsi	130.731	2,8%	72.987	1,9%	57.744	79,1%
Totale	4.631.976	100,0%	3.916.506	100,0%	715.470	18,3%

Tab. 10

MGP - Offerte integrative

MWh	ACQUISTI			VENDITE		
	Totale	Media	Variazione	Totale	Media	Variazione
NORD	247.394	28	147,8%	1.472.414	168	-35,6%
CENTRO NORD	380.659	43	7,3%	130.138	15	287,4%
CENTRO SUD	164.496	19	-40,7%	251.612	29	4,3%
SUD	2.788.605	318	-31,5%	14.241	2	1764,2%
CALABRIA	335	0	202,6%	587.154	67	3,9%
SICILIA	180.105	21	-46,8%	171.644	20	250,1%
SARDEGNA	35.807	4	305,8%	389.347	44	43,3%
TOTALE	3.797.402	433	-26,3%	3.016.550	344	-12,5%

Tab. 11

MA - Volumi acquistati

MWh		Totale	Media	Variazione	% su totale	% su MGP
	Totale	5.094.005	582	-2,5%	51,3%	2,8%
	Lavorativo	3.590.906	598	-2,4%	51,6%	2,7%
MzNord	<i>Picco</i>	1.962.714	654	-3,4%	52,9%	2,6%
	<i>uori icco</i>	1.628.193	543	-1,1%	50,1%	2,9%
	Festivo	1.503.099	545	-2,7%	50,4%	3,3%
	Totale	3.608.899	412	-1,6%	36,3%	3,2%
	Lavorativo	2.461.270	410	-4,2%	35,4%	3,0%
MzSud	<i>Picco</i>	1.294.075	431	-12,8%	34,9%	2,8%
	<i>uori icco</i>	1.167.195	389	7,7%	35,9%	3,3%
	Festivo	1.147.629	416	4,7%	38,5%	3,7%
	Totale	715.667	82	-45,6%	,2%	3,6%
	Lavorativo	481.704	80	-45,6%	6,9%	3,4%
MzSicilia	<i>Picco</i>	234.163	78	-57,7%	6,3%	3,1%
	<i>uori icco</i>	247.540	83	-25,6%	7,6%	3,8%
	Festivo	233.963	85	-45,7%	7,9%	3,9%
	Totale	317.516	36	29,0%	3,2%	2,4%
	Lavorativo	222.573	37	26,7%	3,2%	2,4%
MzSardegna	<i>Picco</i>	112.684	38	21,1%	3,0%	2,3%
	<i>uori icco</i>	109.890	37	33,0%	3,4%	2,5%
	Festivo	94.943	34	34,8%	3,2%	2,4%
	Totale	9.736.087	1.111	-6,9%	98,0%	3,0%
	Lavorativo	6.756.453	1.126	-7,6%	97,1%	2,8%
Italia	<i>Picco</i>	3.603.636	1.201	-13,4%	97,2%	2,7%
	<i>uori icco</i>	3.152.817	1.051	0,2%	97,0%	3,0%
	Festivo	2.979.634	1.080	-5,2%	100,0%	3,4%
	Totale	203.146	23	-	2,0%	4,4%
	Lavorativo	203.146	34	-	2,9%	6,0%
Estero	<i>Picco</i>	105.373	35	-	2,8%	9,3%
	<i>uori icco</i>	97.773	33	-	3,0%	4,3%
	Festivo	-	-	-	0,0%	0,0%
	Totale	9.939.233	1.135	-4,9%	100,0%	3,0%
	Lavorativo	6.959.599	1.160	-4,8%	100,0%	2,9%
Totale	<i>Picco</i>	3.709.008	1.236	-10,9%	100,0%	2,7%
	<i>uori icco</i>	3.250.590	1.084	3,3%	100,0%	3,1%
	Festivo	2.979.634	1.080	-5,2%	100,0%	3,4%

Tab. 12

MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere

MWh		Totale	Media raria	Variazione	% sul totale	% su MGP
	Totale	8.190.779	935	7,2%	57,4%	4,6%
	Lavorativo	6.137.925	1.023	8,4%	60,2%	4,6%
MzNord	<i>Picco</i>	3.813.950	1.271	7,2%	63,1%	5,0%
	<i>uori icco</i>	2.323.975	775	10,4%	56,0%	4,1%
	Festivo	2.052.853	744	4,3%	50,4%	4,5%
	Totale	3.825.879	437	11,7%	26,8%	3,4%
	Lavorativo	2.526.136	421	15,6%	24,8%	3,1%
MzSud	<i>Picco</i>	1.392.690	464	36,2%	23,0%	3,0%
	<i>uori icco</i>	1.133.447	378	-2,5%	27,3%	3,2%
	Festivo	1.299.743	471	4,5%	31,9%	4,2%
	Totale	1.266.331	145	32,2%	8,9%	6,3%
	Lavorativo	822.207	137	34,5%	8,1%	5,8%
MzSicilia	<i>Picco</i>	418.222	139	37,0%	6,9%	5,5%
	<i>uori icco</i>	403.985	135	31,9%	9,7%	6,2%
	Festivo	444.123	161	27,9%	10,9%	7,5%
	Totale	991.477	113	-5,3%	6,9%	7,5%
	Lavorativo	712.924	119	-6,4%	7,0%	7,7%
MzSardegna	<i>Picco</i>	423.846	141	-11,6%	7,0%	8,8%
	<i>uori icco</i>	289.078	96	2,4%	7,0%	6,5%
	Festivo	278.552	101	-1,7%	6,8%	7,0%
	Totale	14.274.465	1.630	9,2%	100,0%	4,3%
	Lavorativo	10.199.193	1.700	10,6%	100,0%	4,2%
Italia	<i>Picco</i>	6.048.708	2.016	12,7%	100,0%	4,4%
	<i>uori icco</i>	4.150.485	1.383	7,6%	100,0%	3,9%
	Festivo	4.075.272	1.477	6,1%	100,0%	4,6%

Tab. 13 MSD ex post - Volumi scambiati a scendere

MWh		Totale	Media raria	Variazione	% sul totale	% su MGP
	Totale	3.972.781	454	-4,4%	49,7%	2,2%
MzNord	Lavorativo	2.908.306	485	-3,0%	51,7%	2,2%
	<i>Picco</i>	1.139.391	380	-8,1%	47,1%	1,5%
	<i>uori icco</i>	1.768.915	590	0,6%	55,1%	3,1%
	Festivo	1.064.475	386	-7,6%	45,0%	2,3%
	Totale	2.634.531	301	-2,0%	33,0%	2,3%
MzSud	Lavorativo	1.797.017	300	2,0%	31,9%	2,2%
	<i>Picco</i>	790.354	263	14,3%	32,7%	1,7%
	<i>uori icco</i>	1.006.663	336	-5,9%	31,4%	2,8%
	Festivo	837.514	303	-9,9%	35,4%	2,7%
	Totale	773.705	88	8,4%	9,7%	3,9%
MzSicilia	Lavorativo	509.048	85	-0,6%	9,0%	3,6%
	<i>Picco</i>	276.180	92	1,8%	11,4%	3,6%
	<i>uori icco</i>	232.868	78	-3,4%	7,3%	3,6%
	Festivo	264.657	96	31,9%	11,2%	4,5%
	Totale	611.923	70	58,0%	7,7%	4,6%
MzSardegna	Lavorativo	413.172	69	59,8%	7,3%	4,5%
	<i>Picco</i>	212.605	71	43,8%	8,8%	4,4%
	<i>uori icco</i>	200.566	67	81,1%	6,3%	4,5%
	Festivo	198.751	72	54,2%	8,4%	5,0%
	Totale	7.992.940	912	0,6%	100,0%	2,4%
Italia	Lavorativo	5.627.543	938	1,7%	100,0%	2,3%
	<i>Picco</i>	2.418.531	806	2,9%	100,0%	1,8%
	<i>uori icco</i>	3.209.012	1.070	0,9%	100,0%	3,0%
	Festivo	2.365.397	857	-1,9%	100,0%	2,7%

Tab. 14 PAB - Volumi scambiati

MWh	Totale	Media raria	Variazione	uota MGP
Totale	8.428.249	962	-9,0%	2,6%
Lavorativo	5.944.343	991	-10,6%	2,5%
<i>Picco</i>	3.120.792	1.040	-12,4%	2,3%
<i>uori icco</i>	2.823.552	941	-8,6%	2,7%
Festivo	2.483.906	900	-4,4%	2,8%

Tab. 15 PAB - Volumi scambiati per macrozona

MWh	2006				2005				Variazione %
	Totale	Media	Struttura	% su MGP	Totale	Media	Struttura	% su MGP	
MzNord	7.590.041	866	90,1%	4,2%	7.117.366	812	76,9%	4,0%	6,6%
MzSud	838.208	96	9,9%	0,7%	1.798.488	205	19,4%	1,6%	-53,4%
MzSicilia	-	-	-	-	42.123	5	0,5%	0,2%	-
MzSardegna	-	-	-	-	300.542	34	3,2%	2,3%	-
Totale	8.428.249	962	100,0%	2,6%	9.258.521	1.057	100,0%	2,9%	-9,0%

Fig. 17

MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo - quote sul totale: andamento mensile

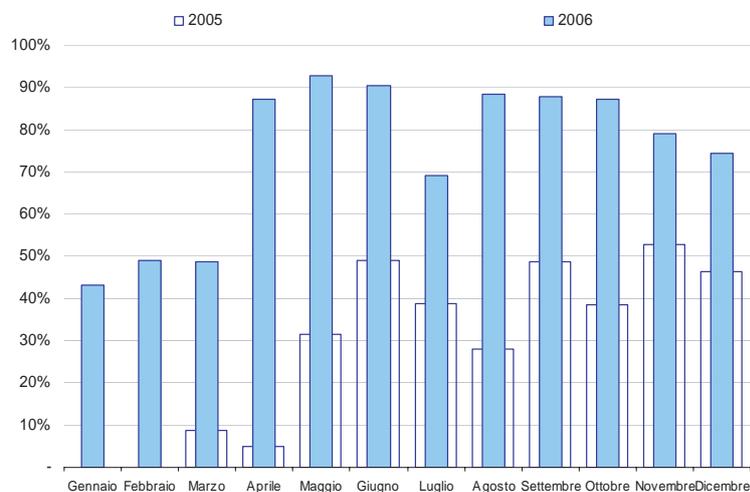


Fig. 18

MGP - Volumi acquistati: curva di durata

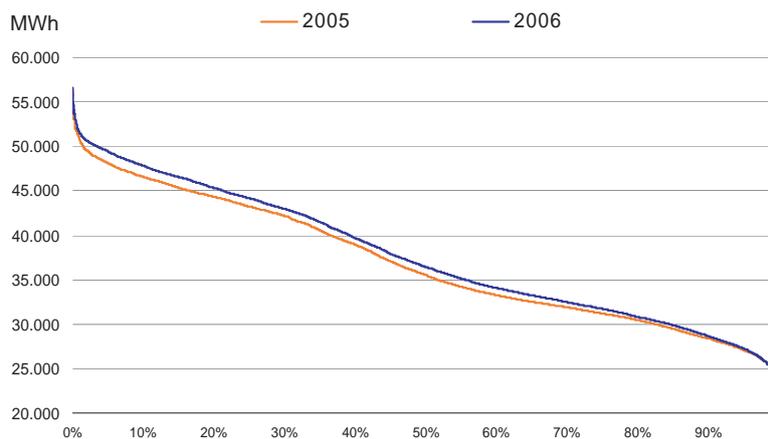


Fig. 19

MGP - Volumi acquistati: curve medie orarie

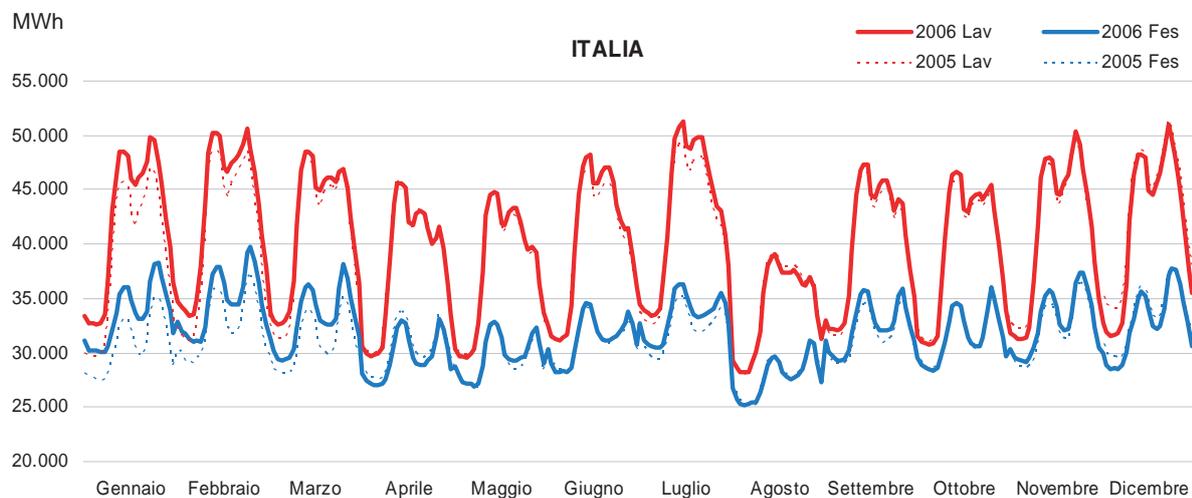


Fig. 20

MGP - Volumi acquistati per macrozona: curve medie orarie

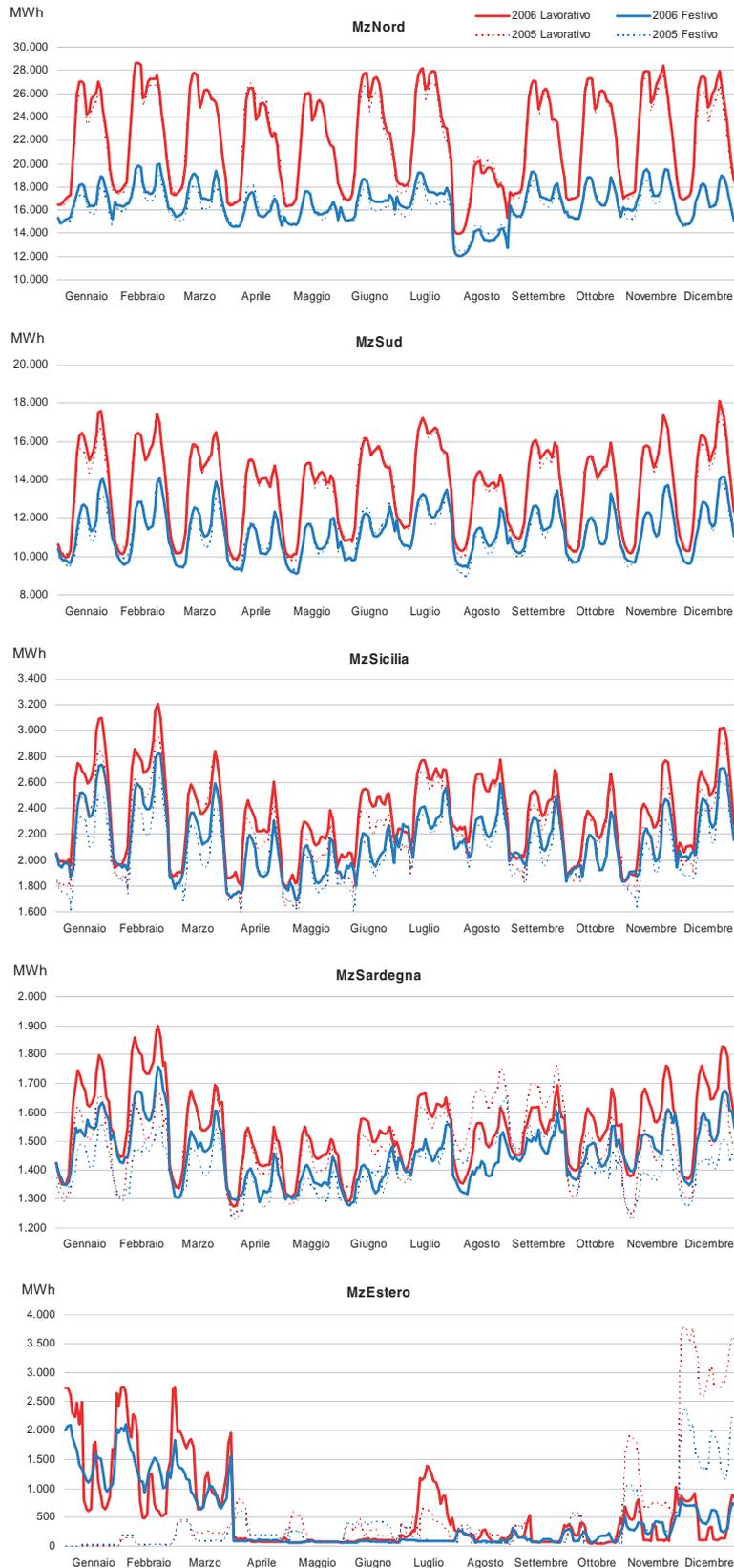


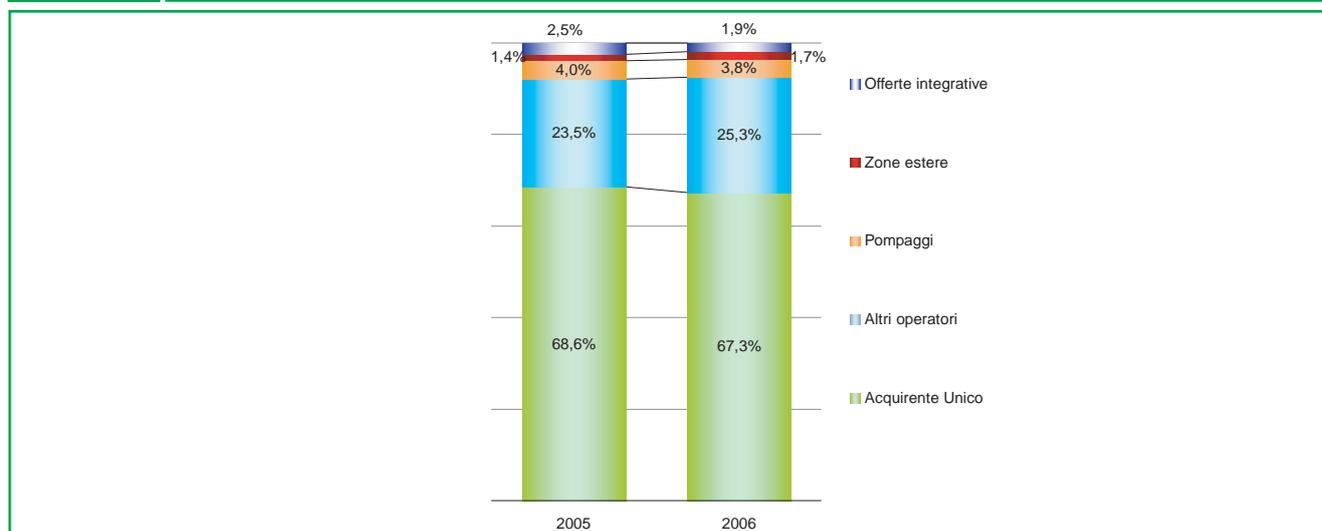
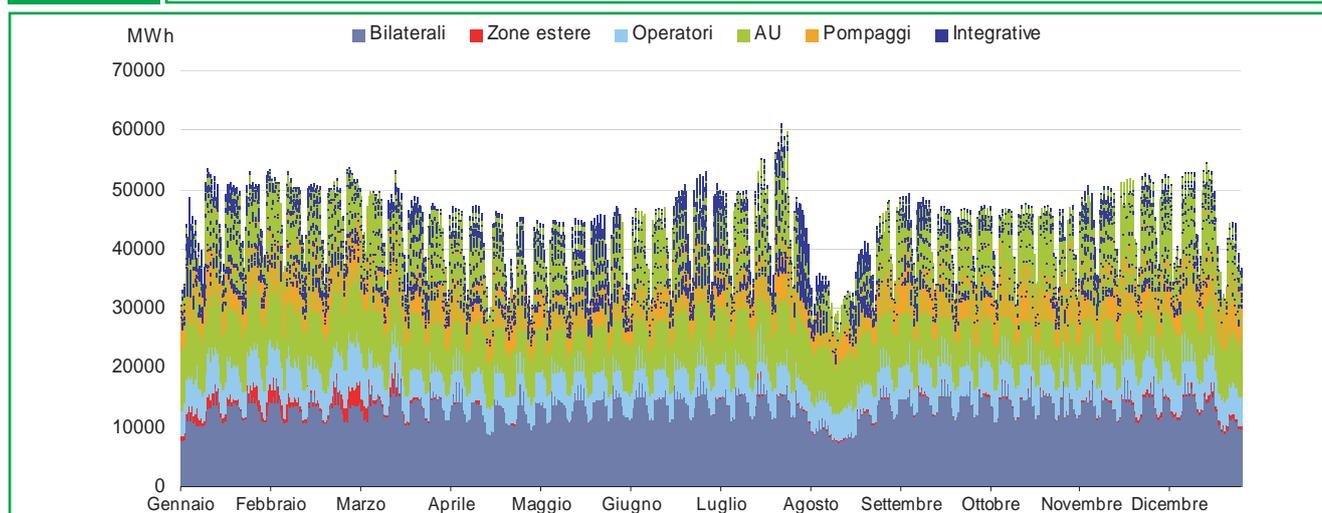
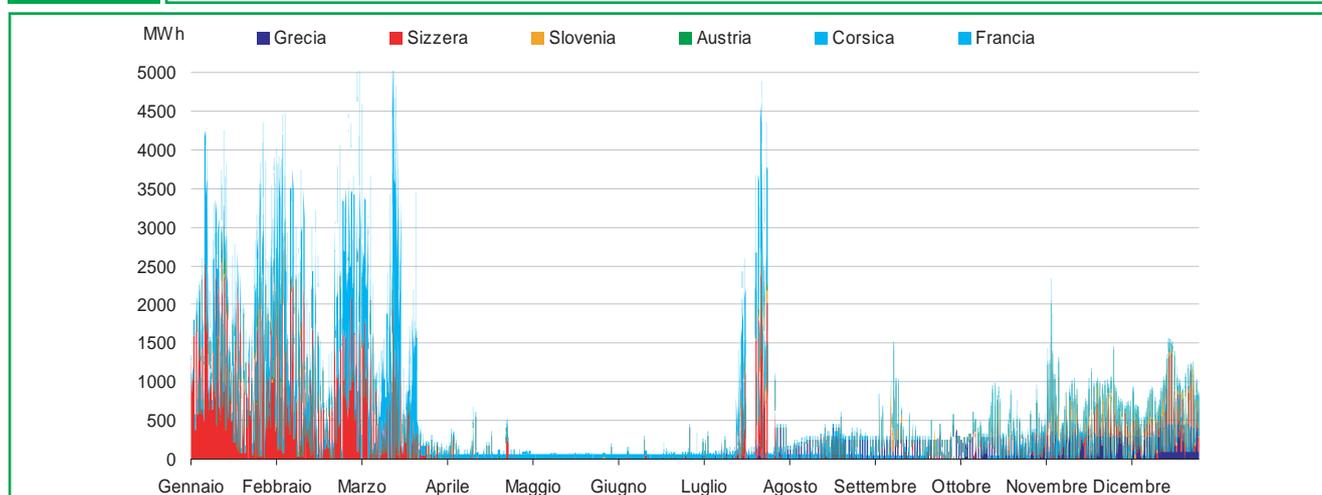
Fig. 21 MGP - Volumi acquistati: struttura della borsa**Fig. 22** MGP - Composizione degli acquisti: andamento orario**Fig. 23** MGP - Acquisti sulle zone estere: andamento orario

Fig. 24 MGP - Acquisti sulle zone estere: curve medie orarie

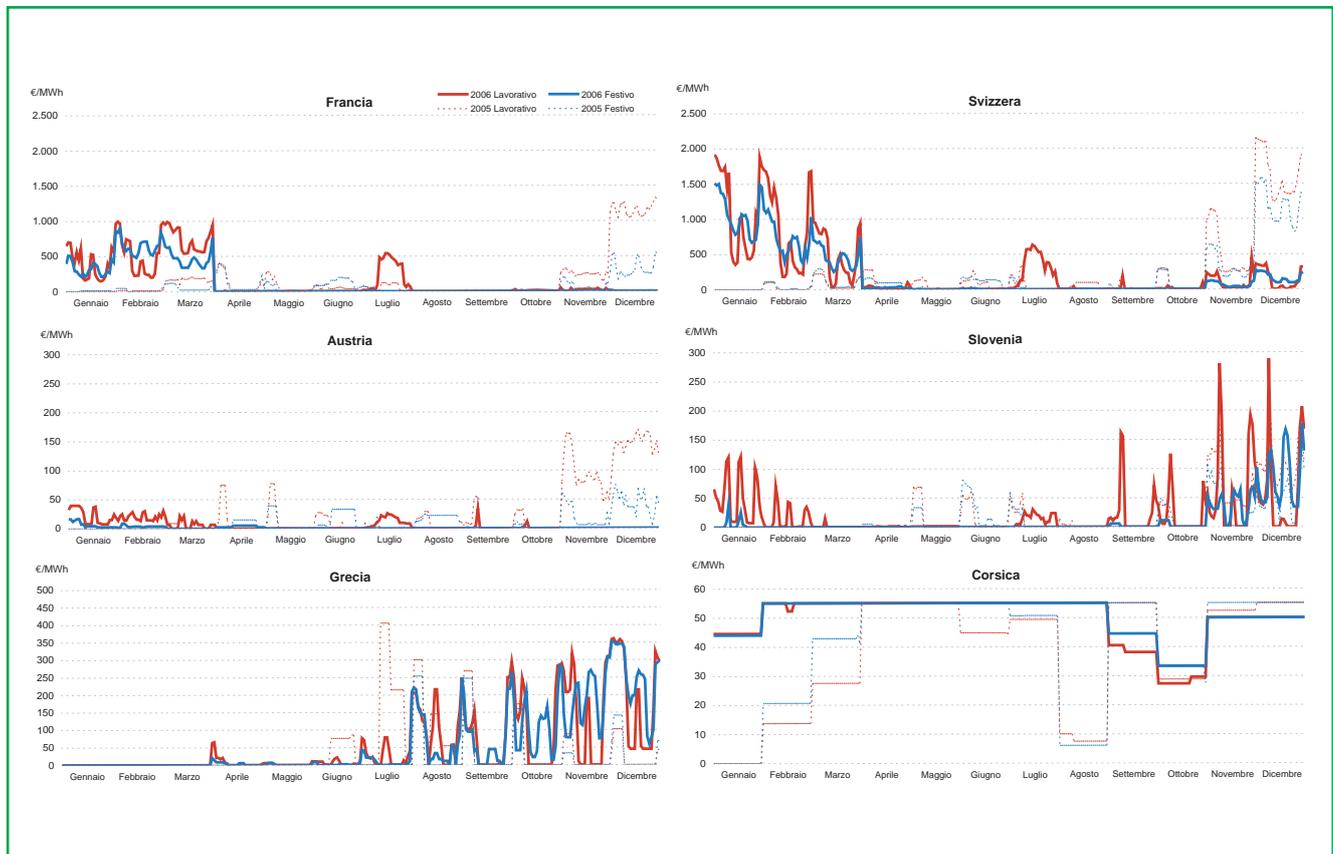


Fig. 25 MGP - Acquisti sulle zone estere: andamento mensile

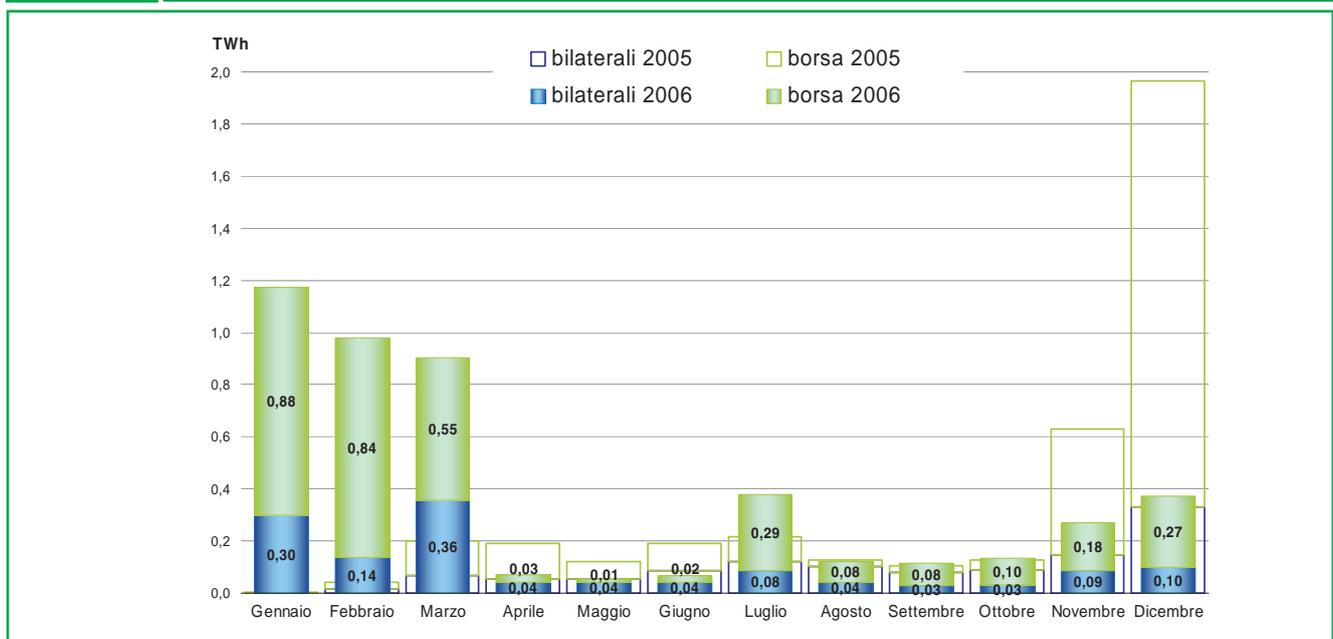


Fig. 26

MGP - Offerte integrative: andamento orario

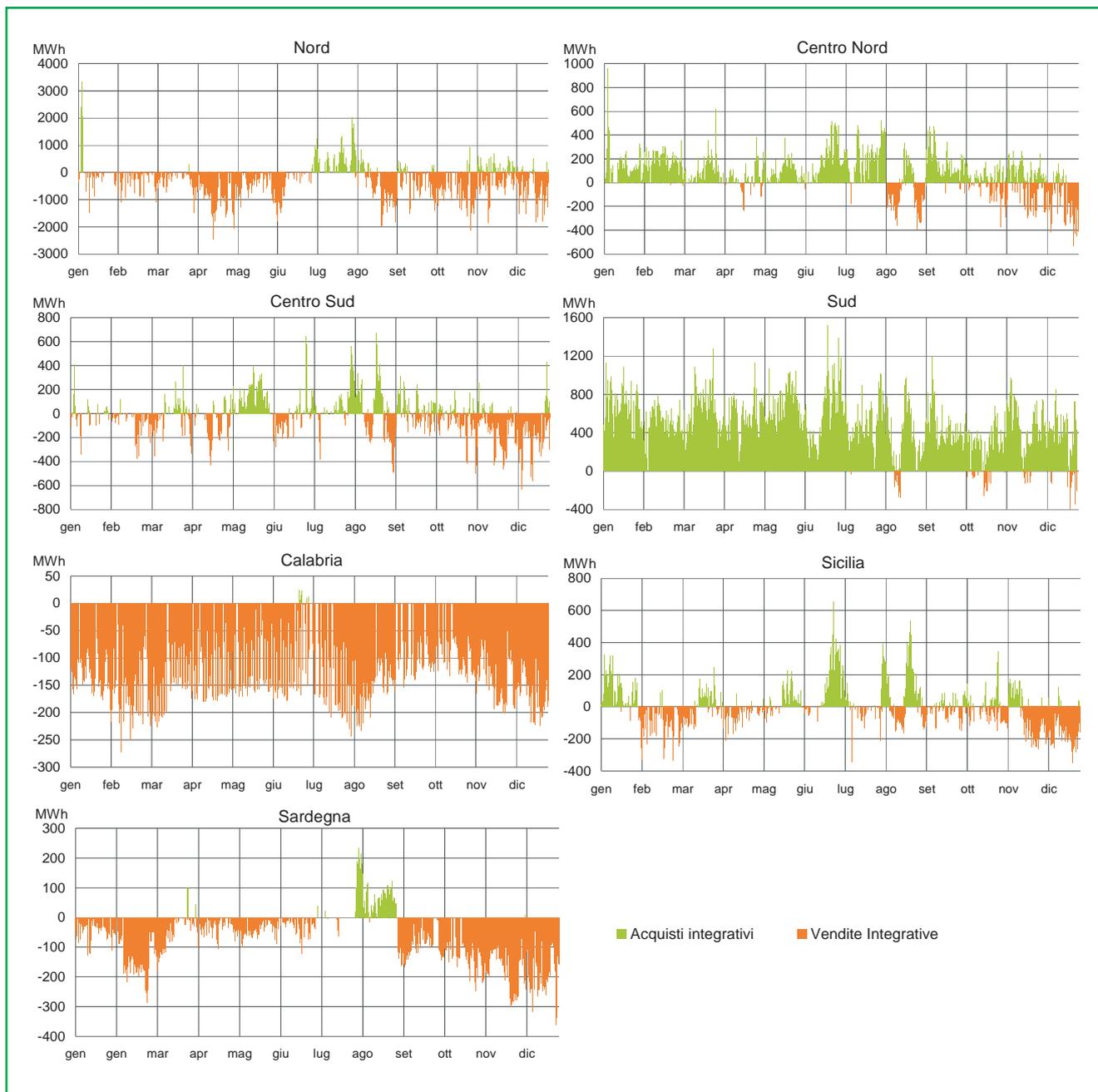


Fig. 27 MA - Volumi: andamento mensile

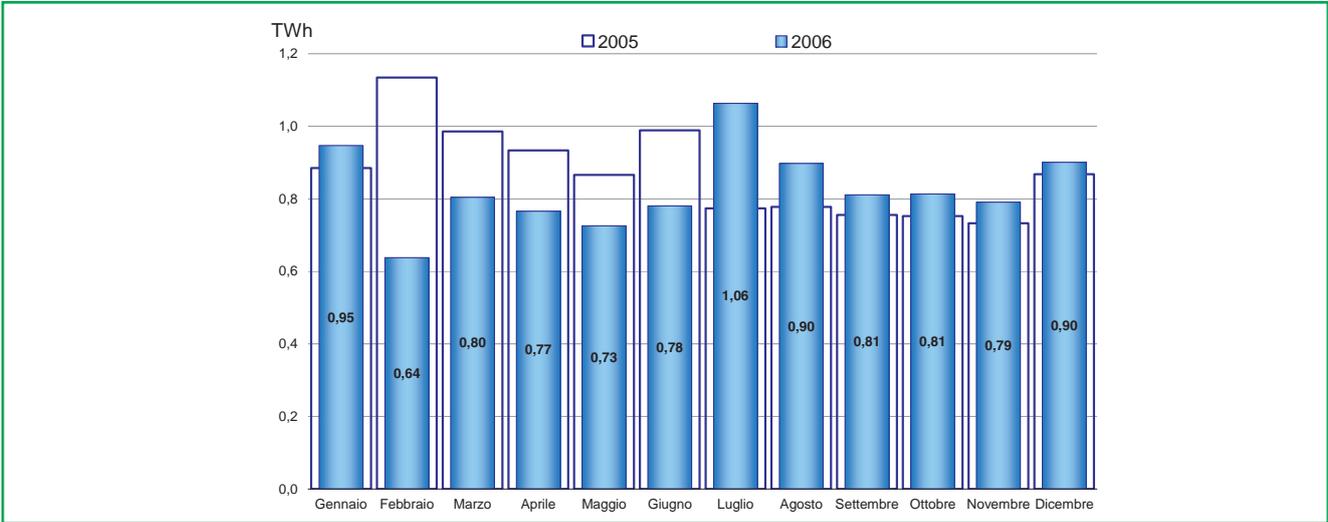


Fig. 28 MA - Acquisti per tipologia di impianto

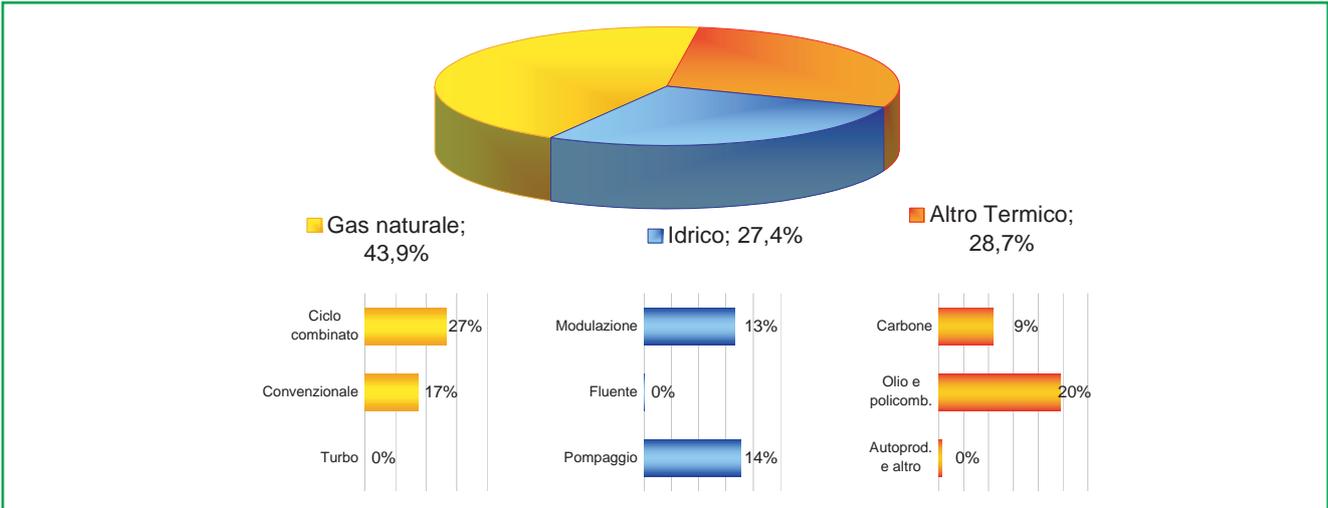


Fig. 29 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: andamento mensile

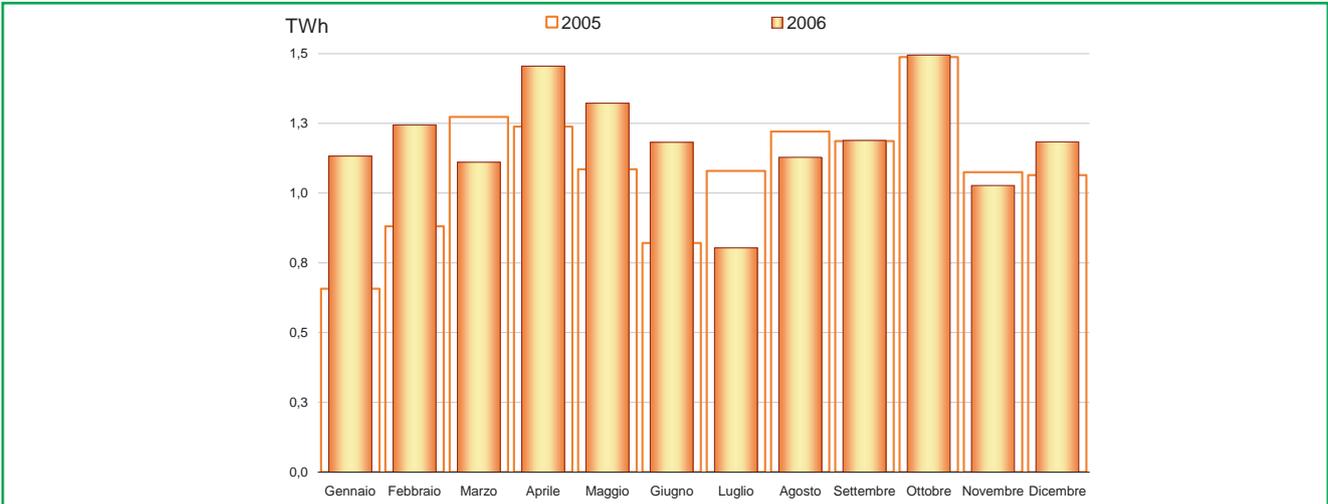


Fig. 30

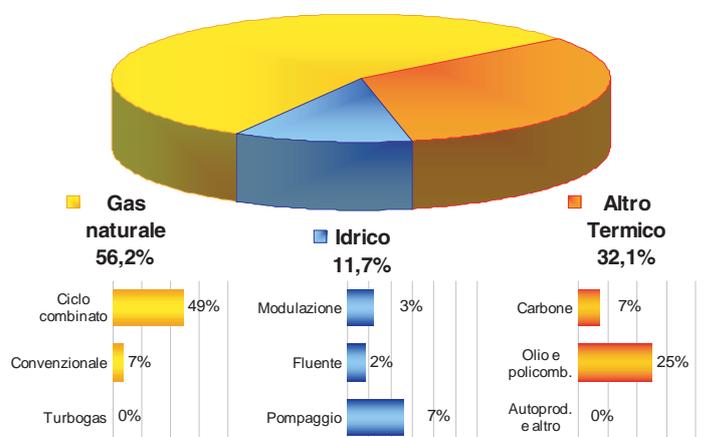
MSD *ex ante* - Volumi a scendere per tipologia di impianto

Fig. 31

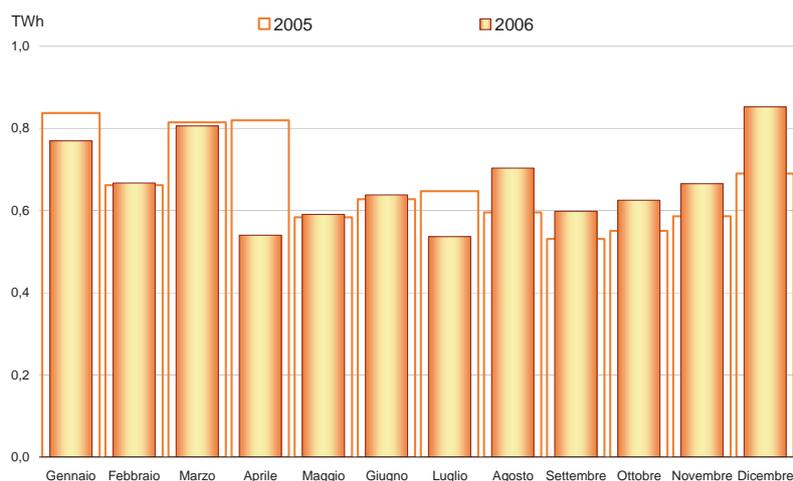
MSD *ex post* - Volumi scambiati a scendere: andamento mensile

Fig. 32

PAB - Volumi scambiati: andamento mensile



3. OFFERTA

Tab. 16 MGP - Volumi offerti

	Totale volumi	Media oraria	Variazione tendenziale		Struttura
	MWh	MWh	MWh	%	%
Nazionale	402.964.130	46.000	1.204	2,7%	88,4%
di cui in borsa	298.128.415	34.033	-1.500	-4,2%	65,4%
di cui contratti bilaterali	104.835.715	11.968	2.704	29,2%	23,0%
Estera	52.867.539	6.035	7	0,1%	11,6%
di cui in borsa	10.863.255	1.240	1.129	1020,5%	2,4%
di cui contratti bilaterali	42.004.284	4.795	-1.122	-19,0%	9,2%
TOTALE	455.831.669	52.036	1.211	2,4%	100,0%
di cui in borsa	308.991.670	35.273	-371	-1,0%	67,8%
di cui contratti bilaterali	146.839.999	16.763	1.582	10,4%	32,2%

Tab. 17 MGP - Volumi non venduti

	Totale volumi	Media oraria	Variazione tendenziale		quota su Vendite
	MWh	MWh	MWh	%	%
Nazionale	123.143.806	14.058	131	0,9%	44,0%
Estera	2.897.832	331	326	6779,3%	5,8%
TOTALE	126.041.639	14.388	457	3,3%	38,2%

Tab. 18 Composizione dell'offerta

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	196.535.249	-3,2%	59,6%
Operatori	123.564.850	-7,7%	37,5%
CIP 6	48.403.285	-6,8%	14,7%
Zone estere	7.969.332	756,0%	2,4%
Sbilanciamenti a programma	13.581.232	6,2%	4,1%
Offerte integrative	3.016.550	-12,5%	0,9%
Contratti bilaterali	133.254.781	10,9%	40,4%
Esteri	42.000.374	-19,0%	12,7%
Nazionali	104.835.639	29,2%	31,8%
Sbilanciamenti a programma	-13.581.232		-4,1%
VOLUMI VENDUTI	329.790.030	2,0%	100,0%
Borsa	126.037.653	0,4%	100,0%
Operatori	123.142.631	0,5%	97,7%
CIP 6	1.100	-100,0%	0,0%
Zone estere	2.893.923	7422,8%	2,3%
Contratti bilaterali	3.986	9,0%	0,0%
Esteri	3.910	7,0%	0,0%
Nazionali	76	-	0,0%
VOLUMI NON VENDUTI	126.041.639	3,3%	100,0%
OFFERTA TOTALE	455.831.669	2,4%	

Tab. 19

MGP - Volumi venduti

MWh		Totale	Media	Variazione	% su totale
	Totale	148.295.364	16.929	1,2%	45,0%
MzNord	Lavorativo	112.420.285	18.737	1,2%	46,5%
	<i>Picco</i>	65.220.533	21.740	0,5%	47,9%
	<i>uori icco</i>	47.199.752	15.733	2,3%	44,6%
	Festivo	35.875.079	12.998	1,7%	40,8%
	Totale	98.505.986	11.245	8,2%	29,9%
MzSud	Lavorativo	71.744.053	11.957	8,4%	29,7%
	<i>Picco</i>	39.743.690	13.248	8,3%	29,2%
	<i>uori icco</i>	32.000.363	10.667	8,6%	30,3%
	Festivo	26.761.933	9.696	8,2%	30,4%
	Totale	20.023.961	2.286	-2,4%	6,1%
MzSicilia	Lavorativo	14.089.841	2.348	-3,3%	5,8%
	<i>Picco</i>	7.694.528	2.565	-4,3%	5,7%
	<i>uori icco</i>	6.395.314	2.132	-1,9%	6,0%
	Festivo	5.934.120	2.150	0,0%	6,8%
	Totale	12.995.012	1.483	5,4%	3,9%
MzSardegna	Lavorativo	9.136.473	1.523	5,2%	3,8%
	<i>Picco</i>	4.903.387	1.634	2,1%	3,6%
	<i>uori icco</i>	4.233.086	1.411	8,9%	4,0%
	Festivo	3.858.539	1.398	6,2%	4,4%
	Totale	279.820.323	31.943	3,5%	84,8%
Italia	Lavorativo	207.390.652	34.565	3,5%	85,7%
	<i>Picco</i>	117.562.137	39.187	2,7%	86,3%
	<i>uori icco</i>	89.828.515	29.943	4,4%	84,9%
	Festivo	72.429.671	26.243	4,1%	82,4%
	Totale	49.969.706	5.704	-5,3%	15,2%
Eestero	Lavorativo	34.510.105	5.752	-5,6%	14,3%
	<i>Picco</i>	18.591.197	6.197	-2,4%	13,7%
	<i>uori icco</i>	15.918.907	5.306	-9,0%	15,1%
	Festivo	15.459.602	5.601	-4,5%	17,6%
	Totale	329.790.030	37.647	2,0%	100,0%
Totale	Lavorativo	241.900.757	40.317	2,1%	100,0%
	<i>Picco</i>	136.153.335	45.384	2,0%	100,0%
	<i>uori icco</i>	105.747.422	35.249	2,2%	100,0%
	Festivo	87.889.273	31.844	2,5%	100,0%

Tab. 20

MGP - Vendite sulle zone estere

	2006		2005		Variazione	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Austria	1.795.886	3,6%	1.784.358	3,4%	11.528	0,6%
Corsica	-	-	-	-	-	-
Francia	19.075.149	38,2%	20.406.076	38,7%	-1.330.927	-6,5%
Grecia	1.000.736	2,0%	718.863	1,4%	281.873	39,2%
Slovenia	3.183.510	6,4%	3.192.453	6,1%	-8.944	-0,3%
Svizzera	24.819.942	49,7%	26.634.924	50,5%	-1.814.982	-6,8%
Co esazioni e soccorsi	94.483	0,2%	26.160	0,0%	68.323	261,2%
Totale	49.969.706	100,0%	52.762.835	100,0%	-2.793.128	-5,3%

Tab. 21 MGP - Offerta di energia elettrica: media oraria

MWh		Volumi offerti			Volumi non venduti			Volumi non venduti / Volumi venduti		
		2006	Variazione		2006	Variazione		2006	2005	elta (. .)
MzNord	Totale	24.105	1.284	5,6%	7.176	1.088	1,9%	42,4%	36,4%	6,0
	Lavorativo	25.583	1.576	6,6%	6.846	1.346	24,5%	36,5%	29,7%	6,8
	Picco	28.055	2.096	8,1%	6.315	1.990	46,0%	29,0%	20,0%	9,1
	uori icco	23.110	1.055	4,8%	7.377	701	10,5%	46,9%	43,4%	3,5
	Festivo	20.891	717	3,6%	7.893	495	6,7%	60,7%	57,9%	2,8
MzSud	Totale	16.418	115	0, %	5.174	-838	-13,9%	46,0%	58,4%	-12,4
	Lavorativo	17.091	359	2,1%	5.134	-673	-11,6%	42,9%	53,1%	-10,2
	Picco	18.084	664	3,8%	4.836	-477	-9,0%	36,5%	43,9%	-7,4
	uori icco	16.098	55	0,3%	5.431	-869	-13,8%	50,9%	64,7%	-13,8
	Festivo	14.957	-393	-2,6%	5.260	-1.208	-18,7%	54,2%	72,8%	-18,6
MzSicilia	Totale	3.346	-228	-6,4%	1.060	- 6	-6, %	46,4%	46,6%	-0,2
	Lavorativo	3.361	-256	-7,1%	1.013	-74	-6,8%	43,1%	43,0%	0,2
	Picco	3.503	-239	-6,4%	938	0	0,0%	36,6%	33,5%	3,1
	uori icco	3.219	-272	-7,8%	1.087	-148	-12,0%	51,0%	54,8%	-3,8
	Festivo	3.314	-167	-4,8%	1.164	-83	-6,7%	54,1%	55,8%	-1,7
MzSardegna	Totale	2.131	33	1,6%	648	-43	-6,3%	43,7%	49,1%	-5,5
	Lavorativo	2.156	44	2,1%	633	-31	-4,7%	41,6%	45,8%	-4,3
	Picco	2.250	72	3,3%	616	38	6,7%	37,7%	36,1%	1,6
	uori icco	2.061	15	0,8%	650	-100	-13,4%	46,1%	57,9%	-11,9
	Festivo	2.078	10	0,5%	680	-72	-9,6%	48,7%	57,2%	-8,5
Italia	Totale	46.000	1.204	2, %	14.058	131	0,9%	44,0%	45,1%	-1,1
	Lavorativo	48.190	1.723	3,7%	13.625	568	4,3%	39,4%	39,1%	0,3
	Picco	51.893	2.594	5,3%	12.705	1.552	13,9%	32,4%	29,2%	3,2
	uori icco	44.488	853	2,0%	14.545	-416	-2,8%	48,6%	52,2%	-3,6
	Festivo	41.240	168	0,4%	14.997	-867	-5,5%	57,1%	62,9%	-5,8
Esteri	Totale	6.035		0,1%	331	326	6,9,3%	5,8%	0,1%	5,
	Lavorativo	6.087	-11	-0,2%	336	331	6467,2%	5,8%	0,1%	5,8
	Picco	6.520	165	2,6%	323	320	11715,7%	5,2%	0,0%	5,2
	uori icco	5.655	-187	-3,2%	349	341	4551,6%	6,6%	0,1%	6,4
	Festivo	5.921	50	0,9%	320	316	7647,8%	5,7%	0,1%	5,6
Totale	Totale	52.036	1.211	2,4%	14.388	45	3,3%	38,2%	3,8%	0,5
	Lavorativo	54.278	1.713	3,3%	13.961	898	6,9%	34,6%	33,1%	1,6
	Picco	58.413	2.759	5,0%	13.028	1.872	16,8%	28,7%	25,1%	3,6
	uori icco	50.143	666	1,3%	14.894	-75	-0,5%	42,3%	43,4%	-1,1
	Festivo	47.161	218	0,5%	15.317	-551	-3,5%	48,1%	51,1%	-3,0

Tab. 22 MGP - Offerte di vendita a prezzo zero

	Quote sul Sistema Italia					Quota su borsa
	Totale	Bilaterali	Cip6	Terna	Operatori	Operatori
MzNord	77,3%	48,5%	10,0%	1,0%	17,8%	34,5%
	(69,5%)	(37,7%)	(11,4%)	(1,6%)	(18,9%)	(30,3%)
MzSud	66,2%	27,9%	24,1%	1,0%	13,2%	18,3%
	(64,7%)	(20,4%)	(27,8%)	(0,9%)	(15,6%)	(19,6%)
MzSicilia	50,1%	12,2%	26,0%	0,9%	11,1%	12,6%
	(53,5%)	(19,0%)	(25,7%)	(0,2%)	(8,5%)	(10,5%)
MzSardegna	69,4%	23,3%	35,7%	3,0%	7,5%	9,8%
	(73,8%)	(28,2%)	(37,1%)	(2,2%)	(6,2%)	(8,7%)
MzEsteri	97,2%	84,1%	0,0%	0,2%	13,0%	81,3%
	(99,9%)	(98,2%)	(-)	(0,8%)	(1,6%)	(90,6%)
Totale	75,0%	44,5%	14,7%	0,9%	14,9%	26,8%
	(72,3%)	(41,1%)	(16,1%)	(1,2%)	(14,0%)	(23,8%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 23 MGP - Volumi di energia venduti per tipologia di impianto

MWh		Volumi			Struttura	
		2006	2005	Variazione	2006	2005
	Totale	136.972.993	123.199.531	11,2%	49,5%	46,2%
Gas Naturale	Ciclo combinato	121.995.693	109.717.871	11,2%	44,1%	41,2%
	Convenzionale	14.318.494	12.741.408	12,4%	5,2%	4,8%
	Turbogas	658.805	740.253	-11,0%	0,2%	0,3%
	Totale	97.654.265	98.217.313	-0,6%	35,3%	36,9%
Altro Termico	Carbone	24.952.875	24.075.981	3,6%	9,0%	9,0%
	Olio e policomb.	46.154.801	50.572.779	-8,7%	16,7%	19,0%
	Autoprod. e altro	26.546.588	23.568.553	12,6%	9,6%	8,8%
	Totale	32.899.993	36.497.363	-9,9%	11,9%	13,7%
Idrico	Modulazione	14.038.887	15.279.916	-8,1%	5,1%	5,7%
	Fluente	12.218.475	11.858.829	3,0%	4,4%	4,4%
	Pompaggio	6.642.631	9.358.618	-29,0%	2,4%	3,5%
Altro Rinnovab.	Totale	9.074.334	8.609.513	5,4%	3,3%	3,2%
Totale		276.601.584	266.523.720	3,8%	100,0%	100,0%

Tab. 24 MA - Volumi venduti

MWh		Totale	Media	Variazione	% su totale	% su MGP
	Totale	5.096.663	582	12,2%	51,3%	3,4%
MzNord	Lavorativo	3.691.640	615	14,5%	53,0%	3,3%
	<i>Picco</i>	2.151.582	717	18,2%	58,0%	3,3%
	<i>uori icco</i>	1.540.058	513	9,6%	47,4%	3,3%
	Festivo	1.405.023	509	6,9%	47,2%	3,9%
	Totale	3.755.300	429	-10,9%	3,8%	3,8%
MzSud	Lavorativo	2.569.385	428	-12,8%	36,9%	3,6%
	<i>Picco</i>	1.231.680	411	-26,6%	33,2%	3,1%
	<i>uori icco</i>	1.337.704	446	5,6%	41,2%	4,2%
	Festivo	1.185.915	430	-6,4%	39,8%	4,4%
	Totale	655.864	75	-50,6%	6,6%	3,3%
MzSicilia	Lavorativo	429.926	72	-52,0%	6,2%	3,1%
	<i>Picco</i>	210.923	70	-62,3%	5,7%	2,7%
	<i>uori icco</i>	219.003	73	-35,0%	6,7%	3,4%
	Festivo	225.938	82	-47,6%	7,6%	3,8%
	Totale	431.406	49	16,6%	4,3%	3,3%
MzSardegna	Lavorativo	268.648	45	11,2%	3,9%	2,9%
	<i>Picco</i>	114.823	38	9,9%	3,1%	2,3%
	<i>uori icco</i>	153.825	51	12,2%	4,7%	3,6%
	Festivo	162.758	59	26,4%	5,5%	4,2%
	Totale	9.939.233	1.135	-4,9%	100,0%	3,0%
Totale	Lavorativo	6.959.599	1.160	-4,8%	100,0%	2,9%
	<i>Picco</i>	3.709.009	1.236	-10,9%	100,0%	2,7%
	<i>uori icco</i>	3.250.590	1.084	3,3%	100,0%	3,1%
	Festivo	2.979.634	1.080	-5,2%	100,0%	3,4%

Tab. 25 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire

MWh		Totale	Media raria	Variazione	% sul totale	% su MGP
	Totale	2.798.058	319	42,2%	23,0%	1,6%
MzNord	Lavorativo	2.054.892	342	57,1%	24,5%	1,5%
	<i>Picco</i>	928.667	310	42,7%	22,0%	1,2%
	<i>uori icco</i>	1.126.225	375	71,3%	27,1%	2,0%
	Festivo	743.165	269	12,4%	19,6%	1,6%
	Totale	6.047.378	690	-2,9%	49,7%	5,4%
MzSud	Lavorativo	4.129.988	688	-5,7%	49,3%	5,0%
	<i>Picco</i>	2.184.308	728	-7,0%	51,7%	4,7%
	<i>uori icco</i>	1.945.680	649	-4,1%	46,8%	5,4%
	Festivo	1.917.390	695	3,9%	50,6%	6,2%
	Totale	1.760.360	201	-11,2%	14,5%	8,8%
MzSicilia	Lavorativo	1.137.292	190	-8,9%	13,6%	8,1%
	<i>Picco</i>	594.806	198	-10,1%	14,1%	7,9%
	<i>uori icco</i>	542.486	181	-7,5%	13,0%	8,3%
	Festivo	623.068	226	-15,5%	16,5%	10,5%
	Totale	1.562.797	178	10,5%	12,8%	11,8%
MzSardegna	Lavorativo	1.060.827	177	14,9%	12,7%	11,5%
	<i>Picco</i>	516.791	172	25,0%	12,2%	10,7%
	<i>uori icco</i>	544.037	181	6,7%	13,1%	12,3%
	Festivo	501.969	182	1,9%	13,3%	12,5%
	Totale	12.168.593	1.389	5,0%	100,0%	3,7%
Italia	Lavorativo	8.383.000	1.397	6,7%	100,0%	3,5%
	<i>Picco</i>	4.224.573	1.408	3,7%	100,0%	3,1%
	<i>uori icco</i>	4.158.428	1.386	9,9%	100,0%	3,9%
	Festivo	3.785.593	1.372	1,3%	100,0%	4,3%

Tab. 26 MSD ex post - Volumi scambiati a salire

MWh		Totale	Media raria	Variazione	% sul totale	% su MGP
	Totale	4.743.617	542	29,8%	43,2%	2,7%
MzNord	Lavorativo	3.750.641	625	41,4%	45,2%	2,8%
	<i>Picco</i>	2.391.596	797	44,8%	46,6%	3,1%
	<i>uori icco</i>	1.359.045	453	35,7%	42,9%	2,4%
	Festivo	992.976	360	-0,4%	36,9%	2,2%
	Totale	4.547.208	519	2,3%	41,4%	4,0%
MzSud	Lavorativo	3.380.527	563	0,9%	40,7%	4,1%
	<i>Picco</i>	2.135.391	712	-0,6%	41,6%	4,6%
	<i>uori icco</i>	1.245.136	415	3,7%	39,3%	3,5%
	Festivo	1.166.681	423	7,2%	43,4%	3,8%
	Totale	1.266.149	145	-1,5%	11,5%	6,3%
MzSicilia	Lavorativo	872.011	145	-0,2%	10,5%	6,2%
	<i>Picco</i>	457.163	152	1,7%	8,9%	6,0%
	<i>uori icco</i>	414.848	138	-2,3%	13,1%	6,4%
	Festivo	394.138	143	-4,4%	14,7%	6,6%
	Totale	431.764	49	0,1%	3,9%	3,3%
MzSardegna	Lavorativo	295.747	49	0,3%	3,6%	3,2%
	<i>Picco</i>	144.565	48	2,8%	2,8%	3,0%
	<i>uori icco</i>	151.181	50	-2,1%	4,8%	3,4%
	Festivo	136.017	49	-0,4%	5,1%	3,4%
	Totale	10.988.737	1.254	11,9%	100,0%	3,3%
Italia	Lavorativo	8.298.925	1.383	15,7%	100,0%	3,4%
	<i>Picco</i>	5.128.715	1.710	16,8%	100,0%	3,8%
	<i>uori icco</i>	3.170.210	1.057	14,0%	100,0%	3,0%
	Festivo	2.689.812	975	2,1%	100,0%	3,1%

Fig. 33 MGP - Volumi venduti: struttura della borsa

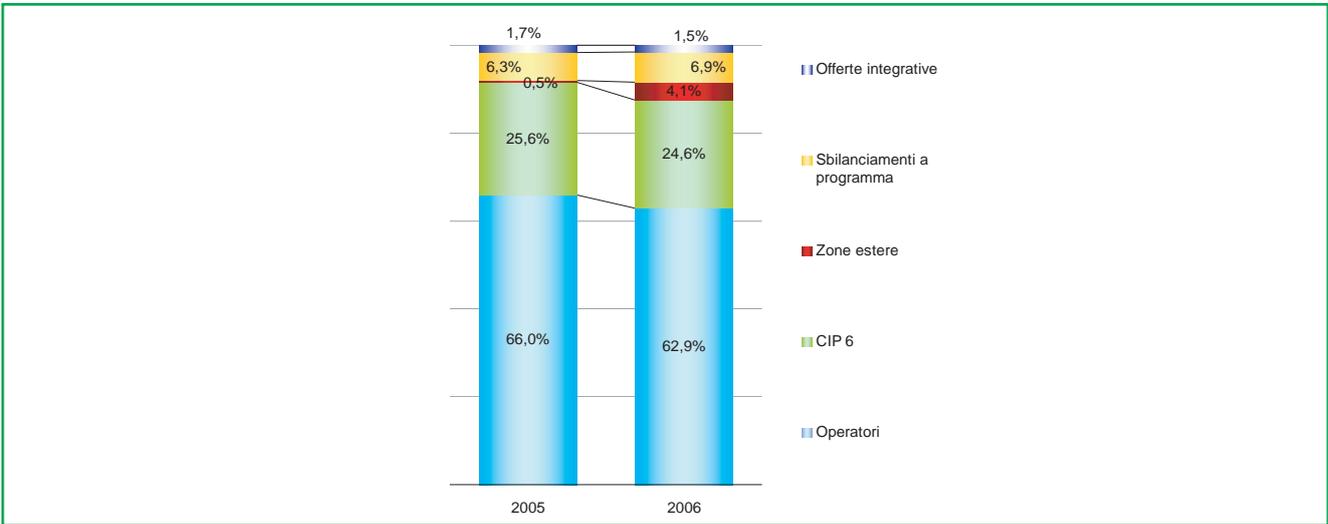


Fig. 34 MGP - Offerte di vendita a prezzo zero - quote sul totale: andamento mensile

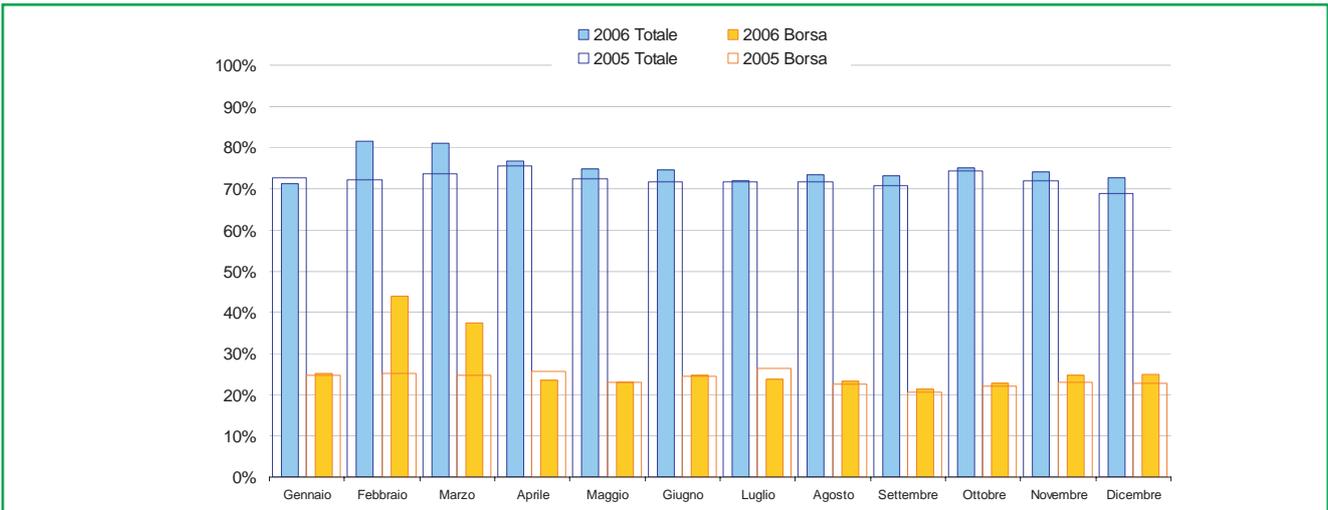


Fig. 35 MGP - Composizione delle vendite: andamento orario

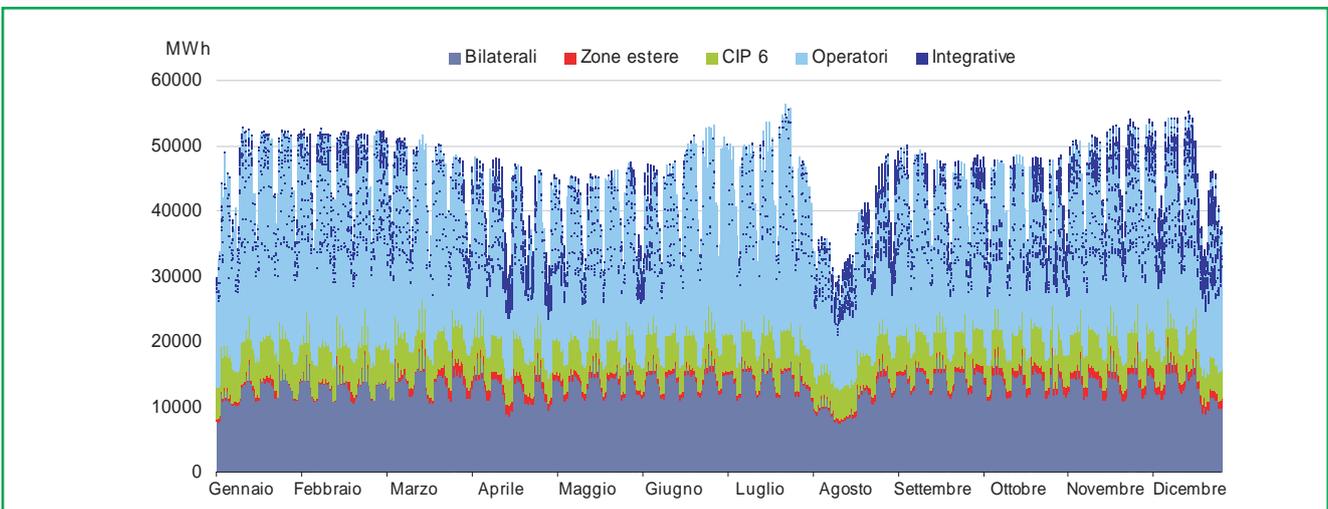


Fig. 36 MGP - Vendite sulle zone estere: andamento orario

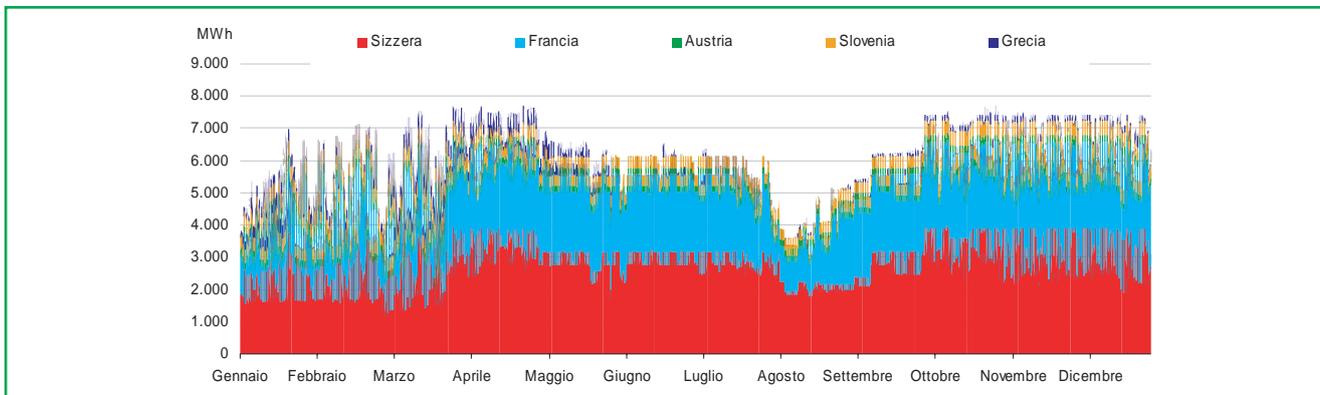


Fig. 37 MGP - Vendite sulle zone estere: curve medie orarie



Fig. 38 MGP - Vendite sulle zone estere: andamento mensile

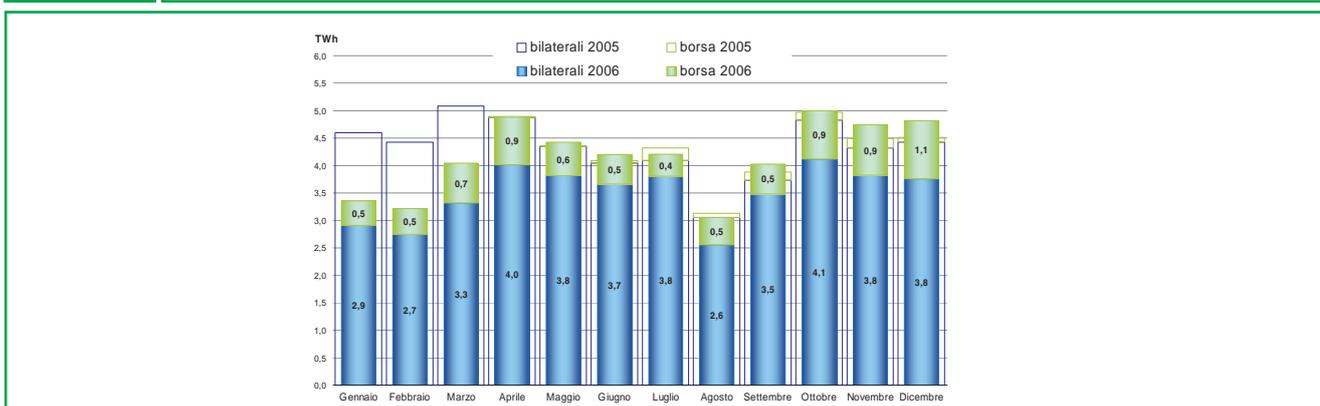


Fig. 39 MGP - Vendite per tipologia di impianto: sintesi annuale

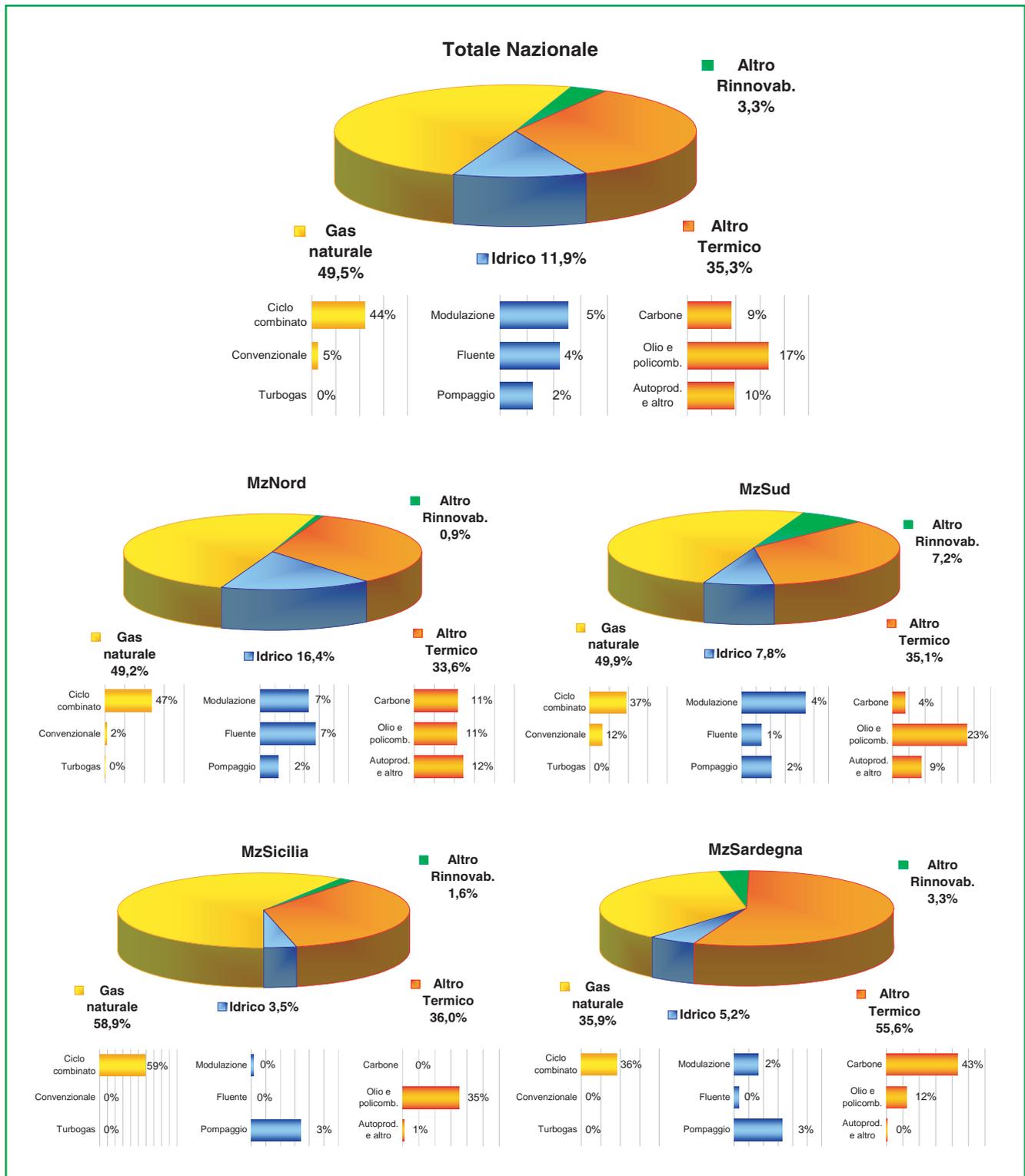


Fig. 40

MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario

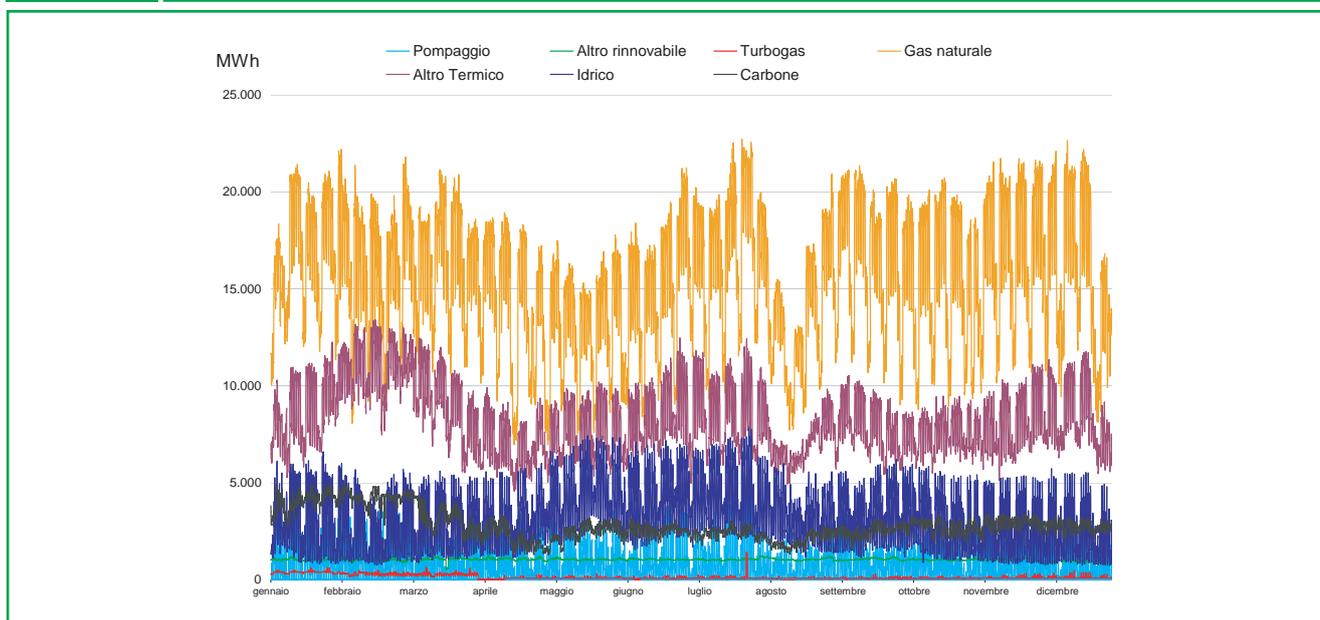


Fig. 41

MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento mensile

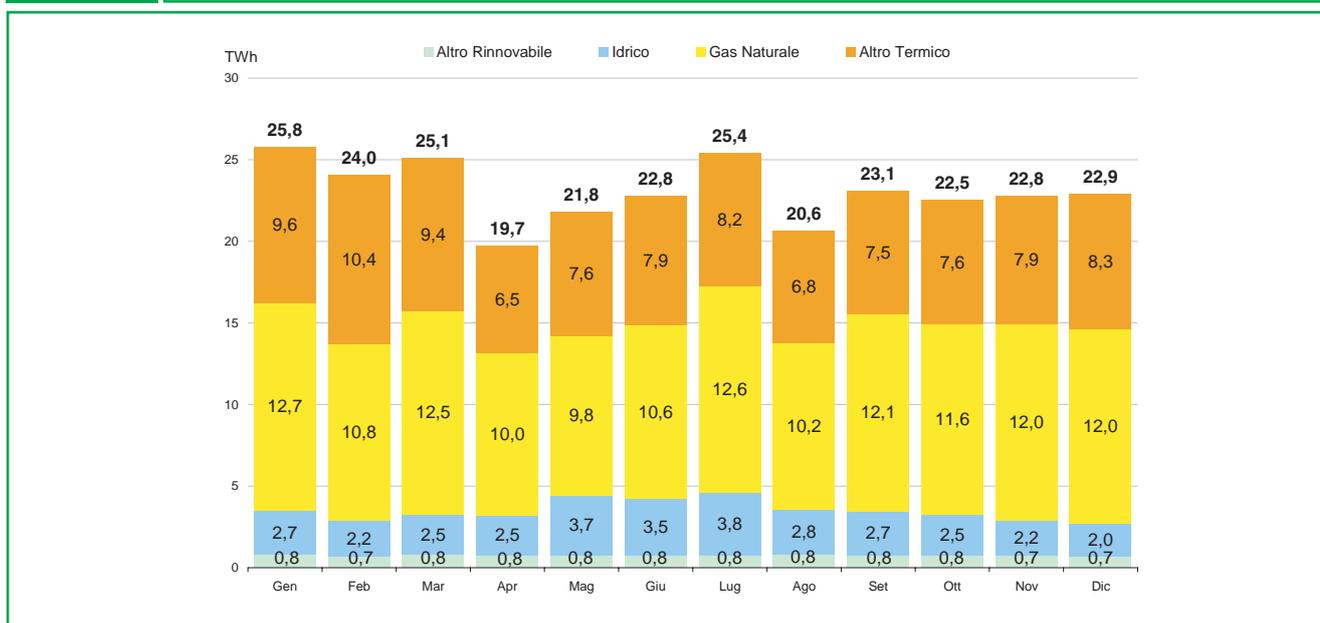


Fig. 42 MGP - Valore delle vendite

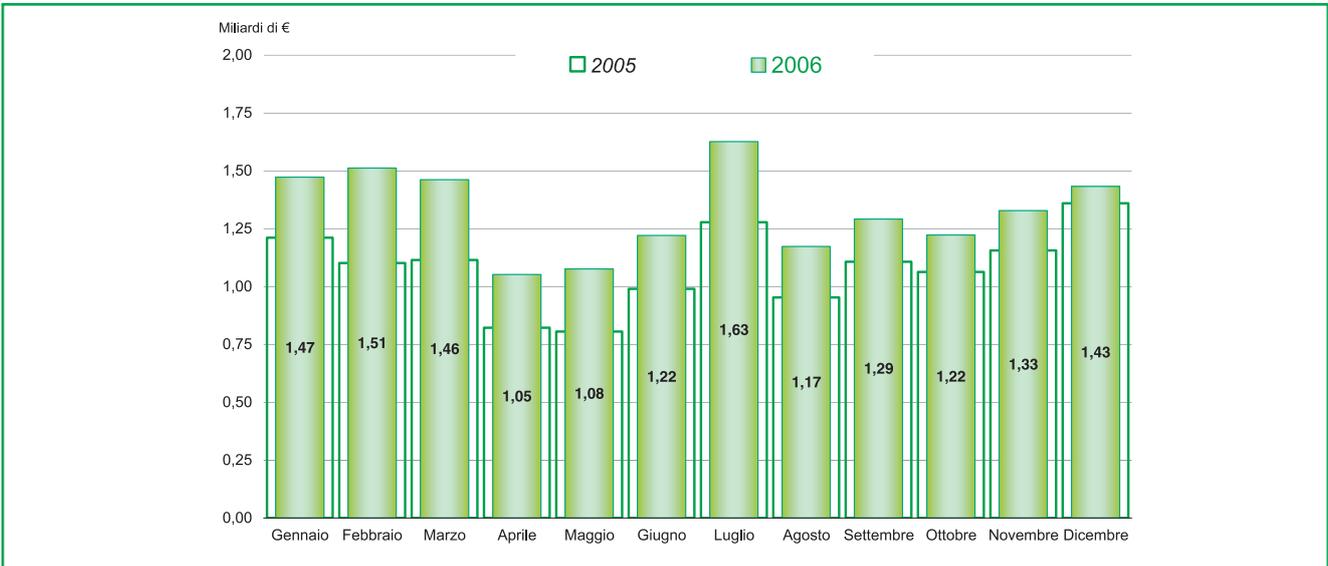


Fig. 43 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo

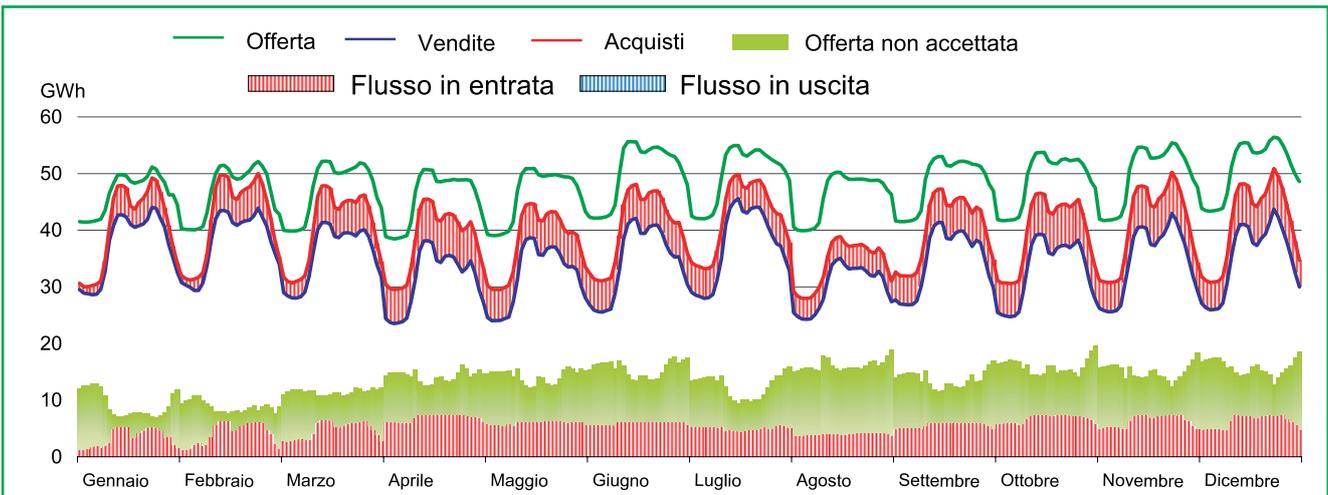


Fig. 44 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo

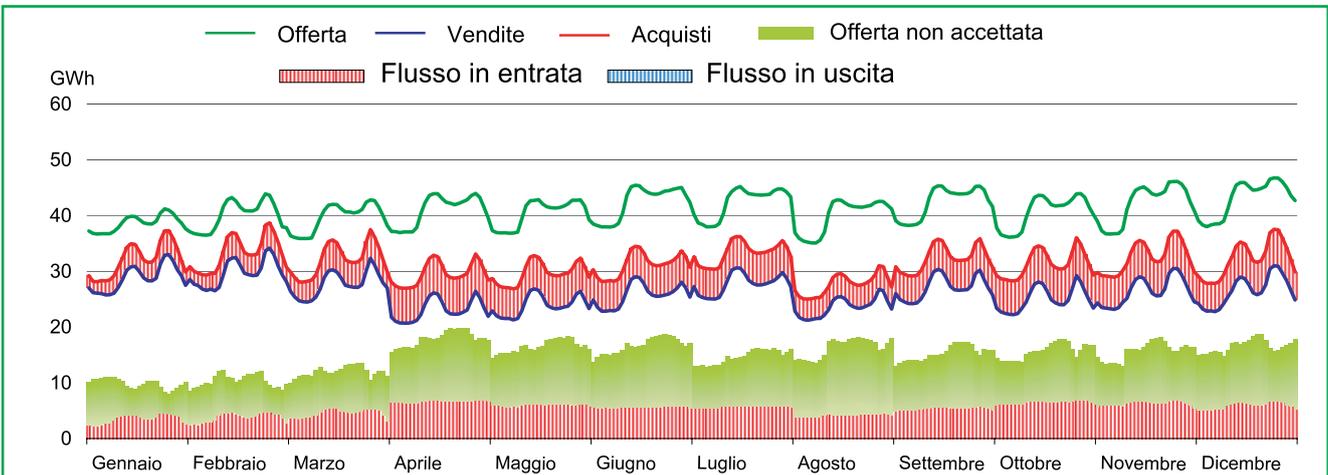


Fig. 45 MGP - Offerte nelle macrozone: curve medie orarie

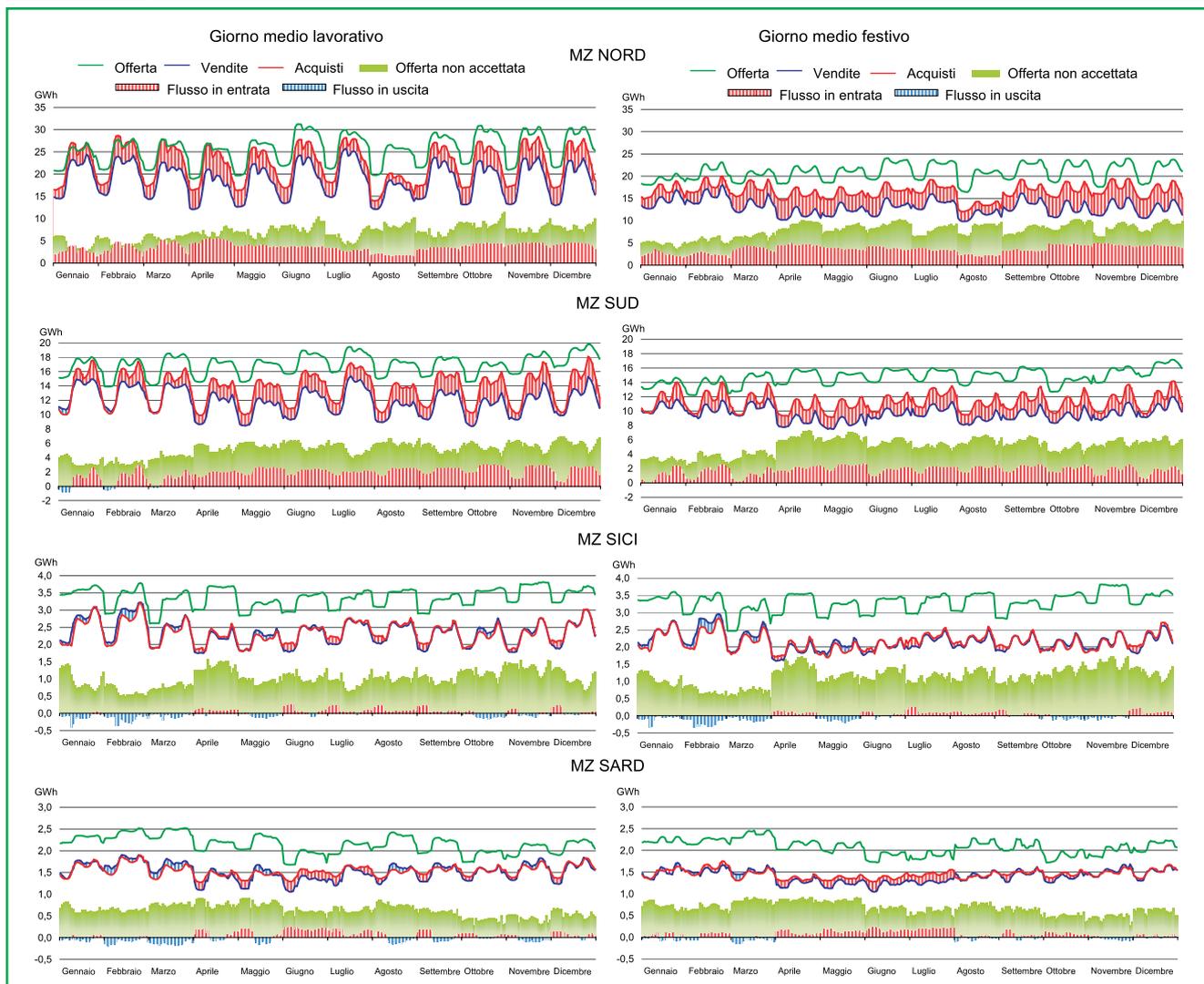


Fig. 46 MA - Valore delle transazioni

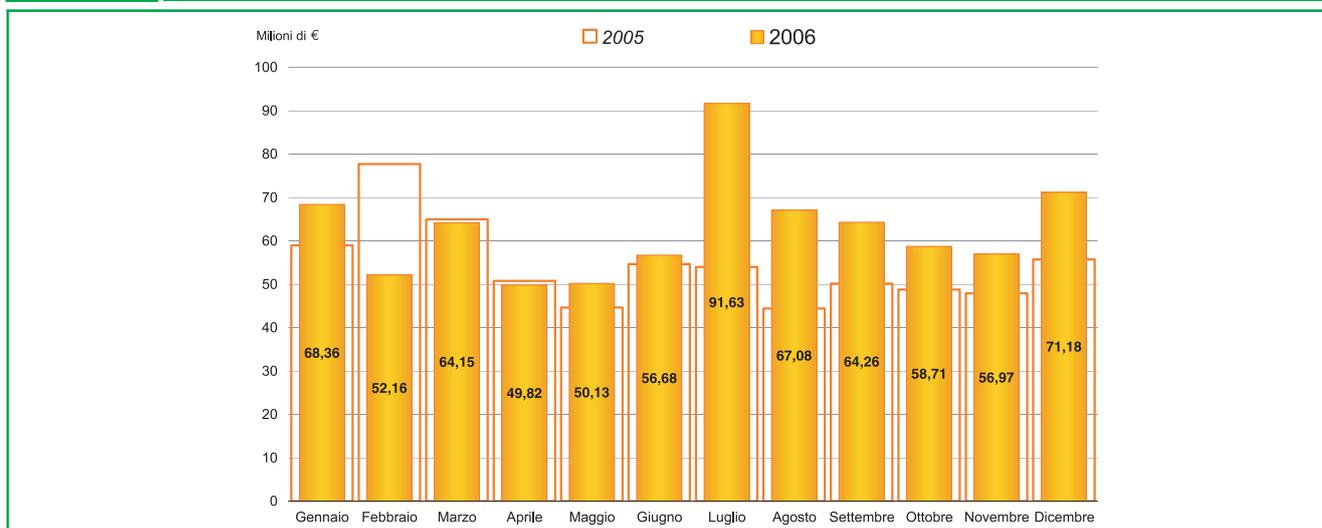


Fig. 47 MA - Vendite per tipologia di impianto

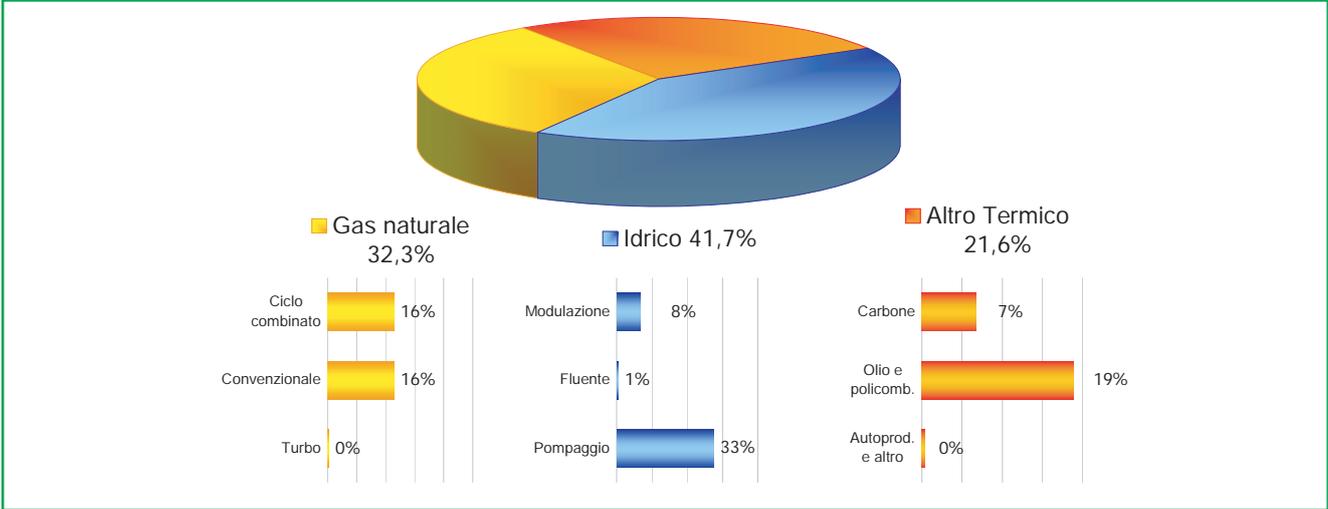


Fig. 48 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: andamento mensile

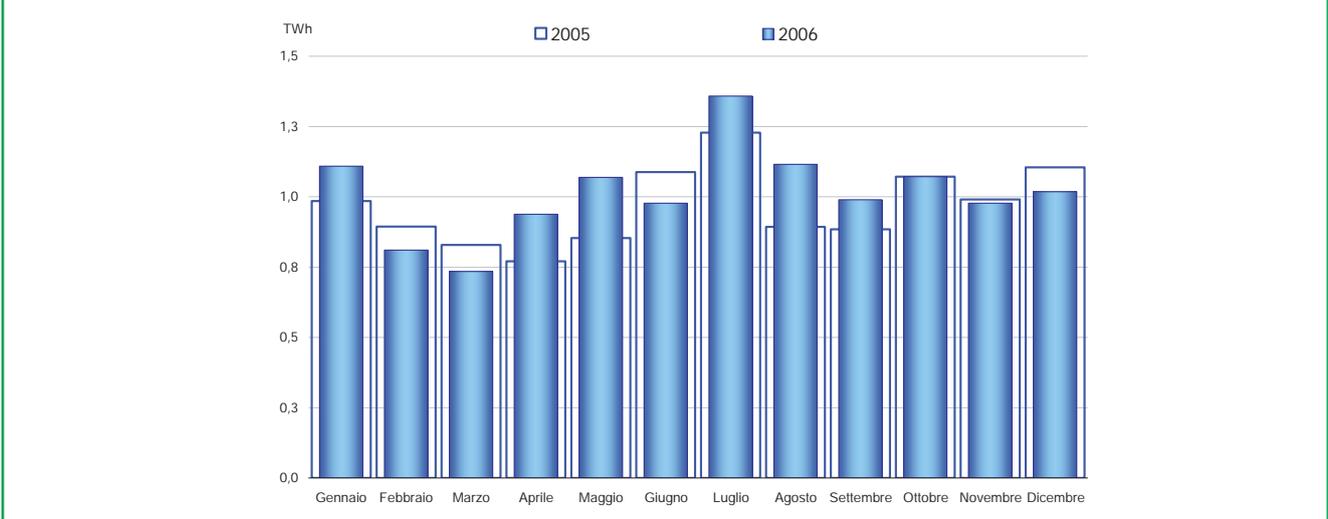


Fig. 49 MSD ex ante - Volumi a salire per tipologia di impianto

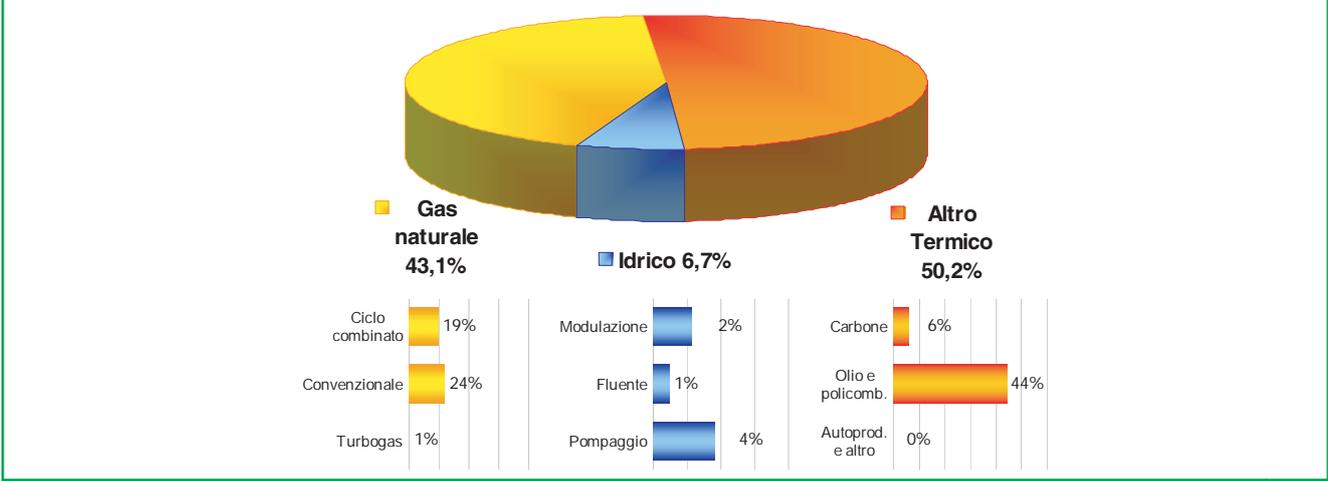
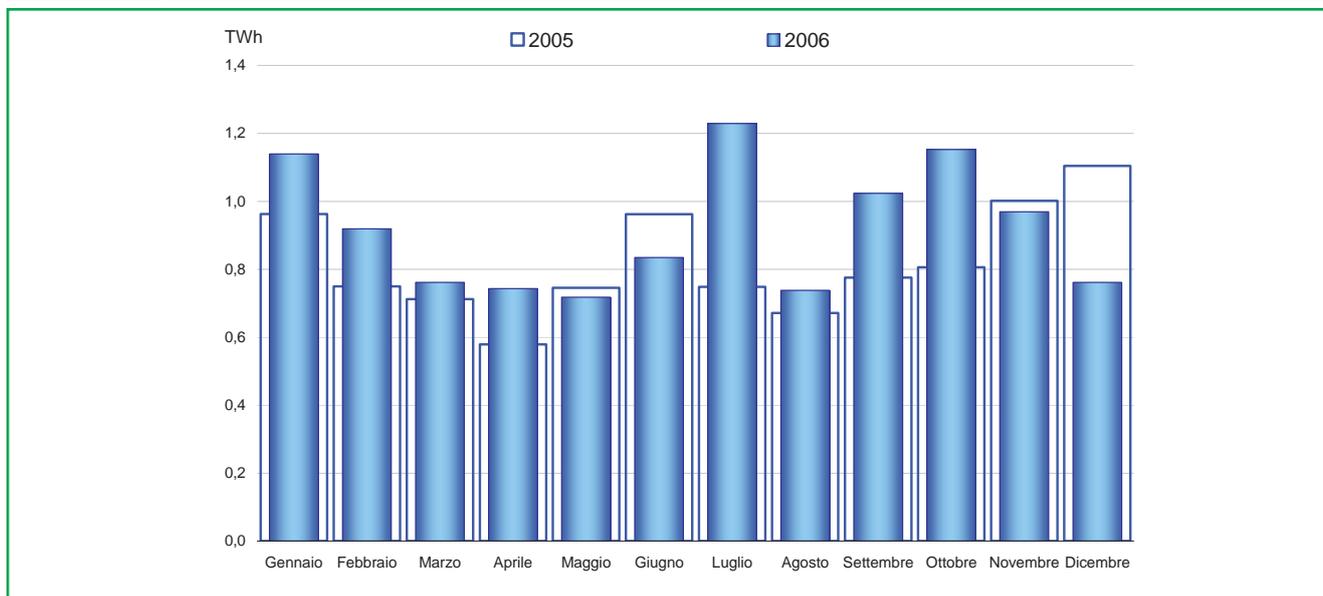


Fig. 50

MSD ex post - Volumi scambiati a salire: andamento mensile



4. LIQUIDITÀ

Fig. 51 MGP - Liquidità: sintesi annuale



Fig. 52 MGP - Liquidità: andamento mensile

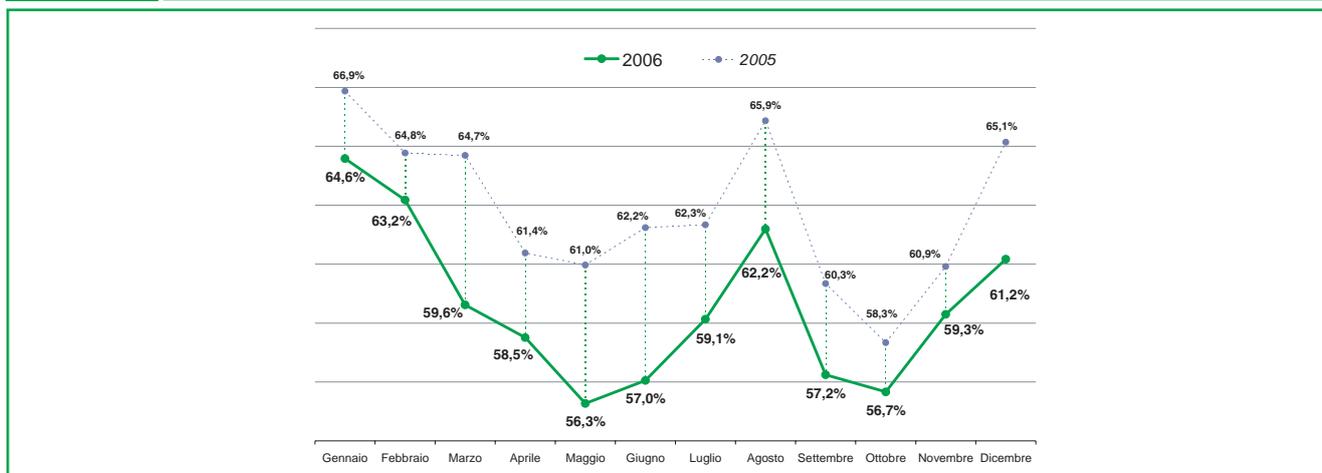


Fig. 53 MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera

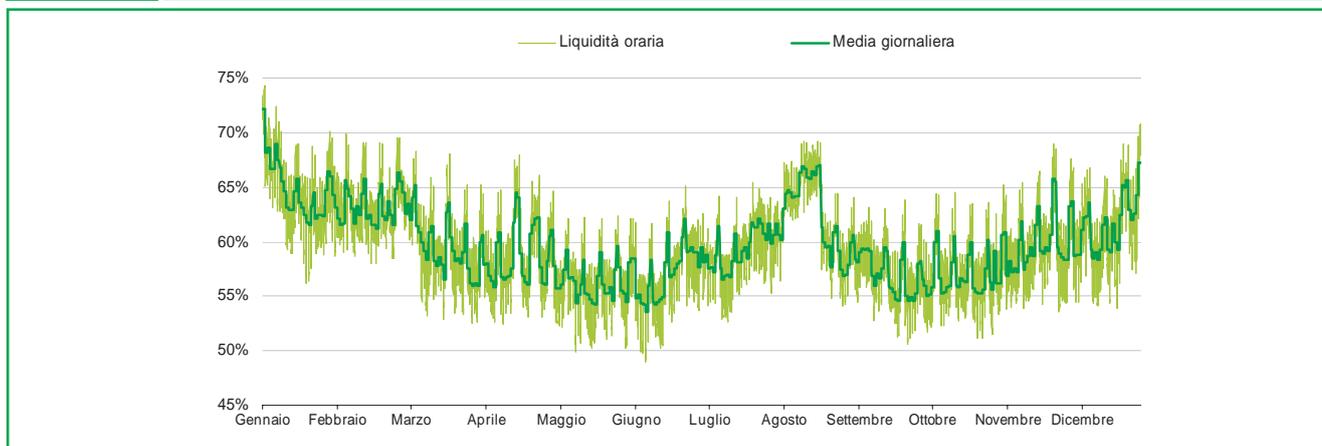


Fig. 54

MGP - Volumi: andamento mensile

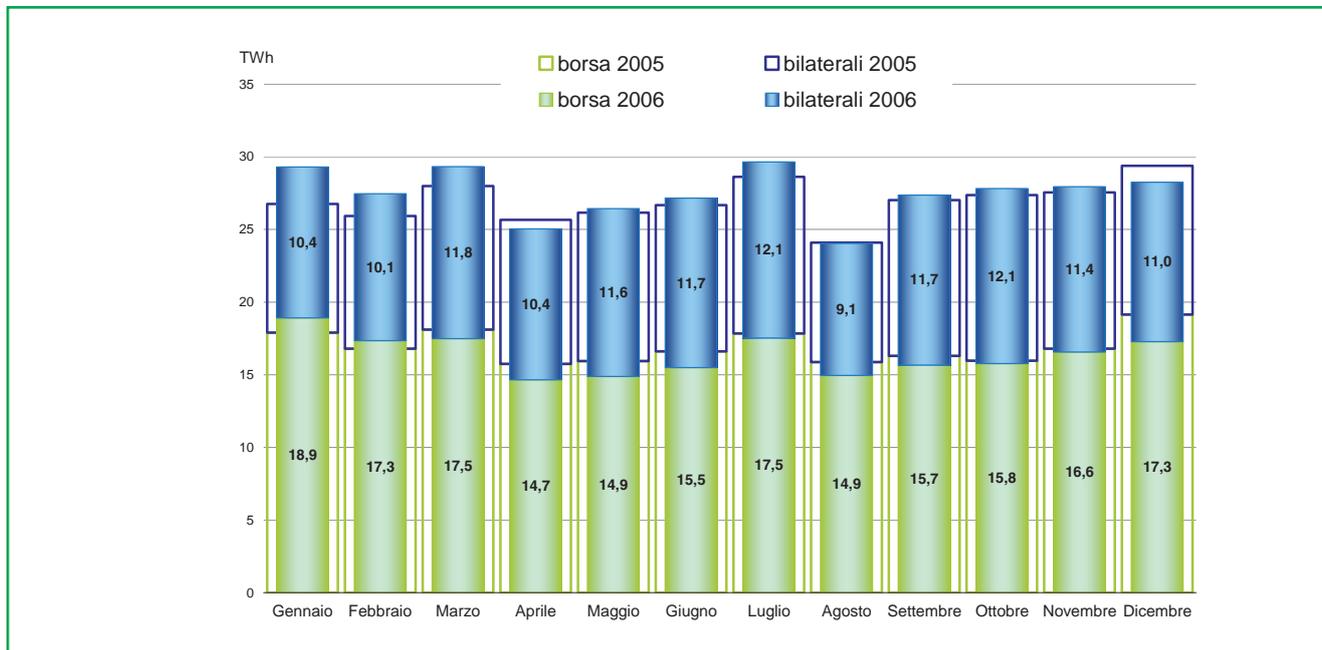


Fig. 55

MGP - Volumi bilaterali: andamento mensile

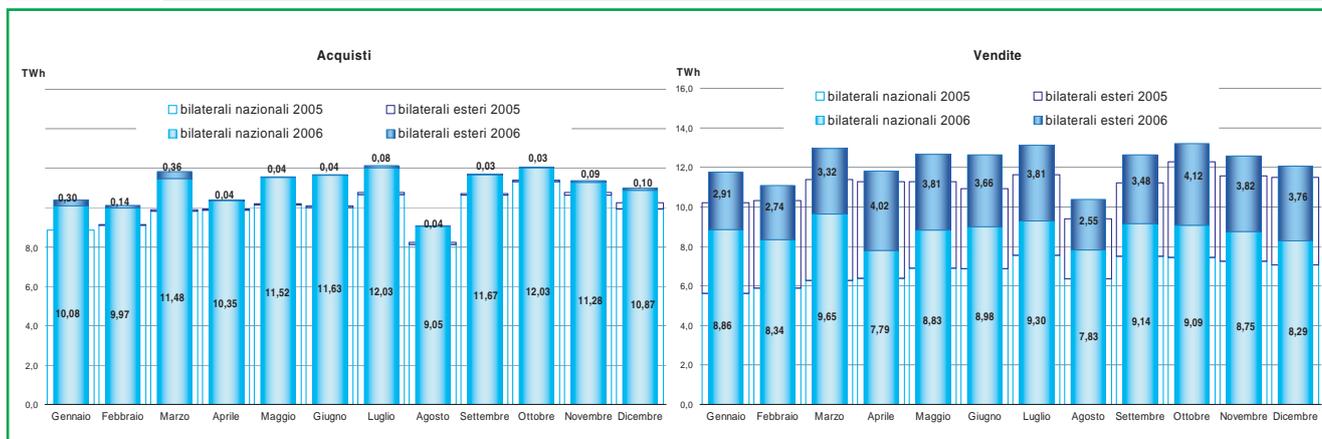


Fig. 56

MGP - Sbilanciamento a programma: andamento mensile



5. CONFIGURAZIONI ZONALI

Tab. 27 MGP - Numero di zone di mercato: sintesi annuale

Area	N° medio	% ore in cui l'area si è divisa in:					Totale
		1	2	3	4	5	
Tutte le zone	3,87 (2,57)	4% (17%)	18% (37%)	25% (27%)	23% (13%)	15% (4%)	84% (98%)
Zone nazionali e poli	2,66 (2,22)	17% (21%)	34% (45%)	26% (26%)	15% (7%)	6% (1%)	98% (100%)
Zone continentali e relativi poli	1,72 (1,38)	45% (65%)	40% (31%)	12% (3%)	2% (0%)	1% (-)	100% (100%)

() valori dell'anno precedente

Tab. 28 MGP - Separazione commerciale sul differenziale di prezzo - percentuale sul totale ore

	one	2006	2005
NORD-CNOR		34,6%	17,2%
CNOR-CSUD		3,3%	11,6%
CSUD-SUD		0,7%	0,3%
SUD-CALB		23,7%	7,7%
CALB-SICI		44,8%	49,6%
CNOR-CORS		24,3%	29,4%

Tab. 29 MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)

/MWh		Media		DS	
		2006	2005	2006	2005
	Totale	1,13	0,88	2,96	2,26
NORD	Lavorativo	1,11	0,77	3,11	2,25
	Picco	1,24	0,95	3,61	2,67
	uori icco	0,99	0,59	2,50	1,72
	Festivo	1,16	1,11	2,59	2,27
	Totale	-0,23	-0,03	3,07	2,42
CENTRO NORD	Lavorativo	-0,40	-0,22	3,24	2,52
	Picco	-0,68	-0,46	3,96	3,10
	uori icco	-0,12	0,01	2,28	1,72
	Festivo	0,15	0,40	2,62	2,13
	Totale	-0,24	-0,44	3,19	2,75
CENTRO SUD	Lavorativo	-0,36	-0,49	3,33	2,83
	Picco	-0,63	-0,80	4,10	3,47
	uori icco	-0,09	-0,18	2,29	1,94
	Festivo	0,03	-0,32	2,82	2,56
	Totale	-0,23	-0,44	3,19	2,76
SUD	Lavorativo	-0,35	-0,49	3,33	2,83
	Picco	-0,62	-0,80	4,10	3,47
	uori icco	-0,08	-0,18	2,30	1,94
	Festivo	0,03	-0,34	2,82	2,58
	Totale	-0,92	-1,25	9,62	6,27
CALABRIA	Lavorativo	-0,86	-1,27	10,29	6,11
	Picco	-1,10	-1,44	13,00	5,89
	uori icco	-0,62	-1,10	6,55	6,33
	Festivo	-1,06	-1,20	7,97	6,59
	Totale	-4,20	-4,19	14,07	12,25
SICILIA	Lavorativo	-3,58	-3,24	14,35	11,24
	Picco	-4,53	-4,05	16,55	11,90
	uori icco	-2,63	-2,43	11,68	10,47
	Festivo	-5,55	-6,31	13,32	14,03
	Totale	-5,80	-1,79	23,08	8,54
SARDEGNA	Lavorativo	-6,18	-1,66	23,54	8,39
	Picco	-4,76	-0,70	21,23	6,44
	uori icco	-7,59	-2,62	25,56	9,87
	Festivo	-4,98	-2,09	22,02	8,86

Tab. 30

MGP - Limite medio di transito

MWh	Transito		2006											
	Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Francia	Estero NordOvest	Francia	513	511	511	508	371	373	371	360	373	498	507	505
Francia	Estero NordOvest	Francia	1.335	1.341	1.305	1.322	950	985	996	585	849	1.295	1.318	1.325
Francia	Estero NordOvest	Francia	108	108	108	108	97	98	97	97	98	108	108	108
Francia	Estero NordOvest	Francia	208	209	206	177	162	163	162	139	163	208	208	208
Francia	Estero NordOvest	Francia	6.508	7.677	7.949	7.907	6.719	6.795	6.813	5.124	6.524	7.640	7.739	7.739
Francia	Estero NordOvest	Francia	779	781	781	778	709	707	715	670	716	830	830	825
Francia	Estero NordOvest	Francia	950	950	950	1.730	1.730	1.701	1.640	978	1.691	1.681	1.699	1.730
Francia	Estero NordOvest	Francia	2.052	1.914	2.174	2.187	2.200	2.101	2.200	2.026	1.743	2.200	2.200	2.200
Francia	Estero NordOvest	Francia	3.520	3.497	3.163	2.201	2.488	2.526	2.553	2.556	2.538	2.603	2.625	2.622
Francia	Estero NordOvest	Francia	2.092	1.984	1.960	1.555	1.657	1.655	1.689	1.681	1.651	1.361	1.440	1.458
Francia	Estero NordOvest	Francia	300	300	300	300	300	299	300	300	300	243	150	261
Francia	Estero NordOvest	Francia	250	250	250	252	250	250	250	250	250	223	161	224
Francia	Estero NordOvest	Francia	300	348	350	302	300	300	300	300	300	243	275	300
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	2.300	2.300	2.297	2.300	2.244	2.229	2.241	2.244	2.242	2.231	2.277	2.217
Francia	Estero NordOvest	Francia	2.246	2.243	1.982	2.243	2.125	2.106	2.113	1.980	2.127	1.913	2.121	2.251
Francia	Estero NordOvest	Francia	2.000	2.000	1.891	2.000	2.082	2.064	2.070	2.078	2.084	1.793	1.924	2.000
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.150	1.166
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	4.320	4.355	4.054	3.933	4.287	4.337	4.322	4.294	4.364	4.360	4.334	4.278
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	7.845	-	-	9.468	9.230	5.110	7.140	8.797
Francia	Estero NordOvest	Francia	100	100	100	151	160	151	152	154	151	153	151	152
Francia	Estero NordOvest	Francia	467	468	451	467	488	467	466	460	467	466	448	426
Francia	Estero NordOvest	Francia	815	812	801	813	814	776	808	791	769	815	812	815
Francia	Estero NordOvest	Francia	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Francia	Estero NordOvest	Francia	4.492	4.500	4.500	4.457	4.377	4.353	4.473	4.097	4.400	4.310	4.389	4.500
Francia	Estero NordOvest	Francia	501	501	501	501	501	500	500	500	500	500	500	500
Francia	Estero NordOvest	Francia	501	501	501	501	501	500	500	401	296	351	319	337
Francia	Estero NordOvest	Francia	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Francia	Estero NordOvest	Francia	250	250	250	250	250	250	250	204	144	176	160	168

Per i transiti Brindisi-Estero Sud, CentroNord-Corsica e CentroNord-CentroSud sono considerati i transiti Brindisi-Grecia, Plo mbinio-Corsica e Piombino-CentroSud

Tab. 31

MGP - Direzione prevalente dei flussi di transito

MWh	Transito		2006											
	Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Francia	Estero NordOvest	Francia	48,5%	50,9%	47,0%	100,0%	100,0%	100,0%	86,8%	24,9%	100,0%	97,6%	99,9%	100,0%
Francia	Estero NordOvest	Francia	51,5%	49,1%	53,0%	-	-	-	13,2%	-	-	0,1%	0,1%	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	22,8%	38,2%	68,8%	100,0%	100,0%	100,0%	89,5%	100,0%	100,0%	100,0%	99,3%	97,2%
Francia	Estero NordOvest	Francia	77,0%	61,8%	31,2%	-	-	-	10,5%	-	-	-	0,7%	2,8%
Francia	Estero NordOvest	Francia	95,8%	94,0%	97,4%	82,1%	100,0%	95,4%	96,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	98,7%
Francia	Estero NordOvest	Francia	4,2%	6,0%	2,6%	-	-	-	2,0%	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	93,5%	98,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	98,3%	100,0%	95,4%	97,4%	89,7%	89,8%
Francia	Estero NordOvest	Francia	6,5%	1,3%	-	-	-	-	1,7%	-	4,6%	2,4%	10,3%	10,2%
Francia	Estero NordOvest	Francia	89,1%	86,0%	90,6%	100,0%	100,0%	100,0%	99,3%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Francia	Estero NordOvest	Francia	10,9%	14,0%	9,4%	-	-	-	0,7%	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,4%	100,0%	100,0%	100,0%
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6%	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Francia	Estero NordOvest	Francia	62,6%	93,3%	77,9%	28,3%	48,5%	68,3%	50,1%	22,3%	48,2%	36,2%	58,1%	50,3%
Francia	Estero NordOvest	Francia	31,5%	5,2%	18,4%	39,9%	37,5%	22,5%	32,7%	33,2%	35,6%	36,1%	31,8%	28,9%
Francia	Estero NordOvest	Francia	55,9%	61,8%	56,9%	100,0%	99,7%	99,9%	99,2%	100,0%	100,0%	99,6%	98,9%	99,1%
Francia	Estero NordOvest	Francia	44,1%	38,2%	43,1%	-	0,3%	0,1%	0,8%	-	-	0,4%	1,1%	0,9%
Francia	Estero NordOvest	Francia	57,0%	49,3%	35,0%	79,4%	71,8%	95,7%	91,7%	58,6%	56,9%	46,3%	52,9%	75,5%
Francia	Estero NordOvest	Francia	43,0%	50,3%	65,0%	20,6%	27,7%	4,3%	8,3%	41,4%	22,5%	12,9%	42,2%	24,5%
Francia	Estero NordOvest	Francia	45,4%	36,9%	25,8%	66,5%	62,8%	91,9%	86,3%	47,6%	48,9%	41,1%	42,6%	61,7%
Francia	Estero NordOvest	Francia	54,6%	62,6%	74,2%	33,5%	37,2%	6,4%	13,7%	52,4%	32,2%	18,1%	57,4%	38,3%
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	18,5%	30,1%	23,0%	73,6%	75,3%	81,7%	75,0%	99,2%	83,1%	92,3%	89,9%	77,4%
Francia	Estero NordOvest	Francia	81,5%	69,9%	77,0%	26,4%	24,7%	18,3%	25,0%	0,8%	16,9%	7,7%	10,1%	22,6%
Francia	Estero NordOvest	Francia	12,9%	36,0%	26,1%	59,3%	26,1%	14,7%	20,7%	33,1%	9,3%	6,7%	3,1%	10,8%
Francia	Estero NordOvest	Francia	87,1%	64,0%	73,9%	40,7%	73,9%	85,3%	79,3%	66,9%	90,7%	93,3%	96,9%	89,2%
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	77,6%	93,1%	96,2%	73,9%	93,3%	93,6%	96,7%	100,0%
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Francia	Estero NordOvest	Francia	88,4%	83,3%	89,8%	97,4%	71,4%	94,7%	99,6%	99,1%	98,3%	86,6%	86,0%	97,7%
Francia	Estero NordOvest	Francia	11,6%	16,7%	10,2%	2,6%	7,1%	5,3%	0,4%	0,9%	1,7%	13,4%	14,0%	2,3%
Francia	Estero NordOvest	Francia	41,5%	20,8%	50,2%	84,7%	21,9%	74,3%	82,1%	82,4%	77,9%	36,4%	47,8%	78,5%
Francia	Estero NordOvest	Francia	58,5%	76,8%	49,8%	15,3%	51,2%	25,7%	17,3%	17,6%	22,1%	63,6%	52,2%	21,5%
Francia	Estero NordOvest	Francia	95,4%	86,2%	77,0%	100,0%	99,7%	98,5%	99,7%	99,7%	99,0%	99,5%	99,6%	89,4%
Francia	Estero NordOvest	Francia	4,6%	12,6%	15,5%	-	0,3%	1,5%	0,3%	0,3%	1,0%	0,5%	0,4%	10,6%
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Francia	Estero NordOvest	Francia	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	7,4%	4,2%	5,8%	32,9%	47,2%	36,1%	48,2%	64,7%	66,5%
Francia	Estero NordOvest	Francia	93,1%	36,0%	95,7%	91,7%	85,8%	14,4%	5,2%	5,6%	63,5%	51,7%	35,3%	33,5%
Francia	Estero NordOvest	Francia	-	-	-	8,3%	-	8,2%	30,0%	45,6%	36,3%	46,3%	59,7%	63,6%
Francia	Estero NordOvest	Francia	89,2%	34,7%	75,9%	68,9%	65,9%	6,1%	4,3%	0,8%	59,3%	53,7%	40,3%	36,4%

Per i transiti Brindisi-Estero Sud, CentroNord-Corsica e CentroNord-CentroSud sono considerati i transiti Brindisi-Grecia, Plo mbinio-Corsica e Piombino-CentroSud

Tab. 32

MGP - Percentuale di saturazione dei transiti

Transito		2006											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Francia	Estero NordOvest	1,7%	6,1%	4,8%	3,3%	17,7%	1,7%	23,8%	19,0%	73,1%	72,1%	79,6%	65,2%
Estero NordOvest	Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Svizzera	Estero NordOvest	-	0,7%	4,2%	28,9%	85,5%	70,3%	44,5%	71,4%	83,5%	46,0%	31,1%	26,2%
Estero NordOvest	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Austria	Estero NordEst	69,1%	82,4%	34,2%	41,9%	4,6%	-	1,1%	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Austria	-	-	2,3%	14,0%	8,6%	-	0,1%	20,6%	-	-	-	-
Slovenia	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	11,0%	1,8%	0,9%	2,4%	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo	Nord	-	0,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Turbigo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	0,3%	0,1%	5,9%	29,0%	31,6%	39,7%	52,0%	53,2%	56,3%	60,8%	45,6%	34,9%
Centro Nord	Nord	1,2%	3,9%	4,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Corsica	5,9%	7,0%	2,6%	12,8%	9,0%	51,5%	26,1%	5,1%	10,3%	20,4%	22,5%	20,4%
Corsica	Centro Nord	4,6%	3,9%	12,2%	-	-	-	-	-	5,0%	-	6,7%	1,2%
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	2,3%	1,0%	-	-	1,6%	1,1%	1,3%	5,8%	5,0%	2,8%	8,1%	0,8%
Sardegna	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	4,6%	2,2%	-	-	-	-	2,6%	-	6,9%
Centro Sud	Centro Nord	12,4%	6,5%	4,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3%
Centro Sud	Sud	-	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	0,5%	-	0,1%	-	-	-	0,1%	-	0,3%	5,0%	1,9%	1,5%
Foggia	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	43,3%	13,4%	24,0%	19,6%	10,5%	17,5%	21,5%	6,6%	16,0%	3,0%	7,2%	26,3%
Rossano	Calabria	-	-	-	-	5,4%	-	-	4,2%	4,7%	25,2%	14,9%	8,3%
Calabria	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	27,3%	11,2%	36,3%	52,9%	11,7%	47,9%	53,1%	57,0%	46,8%	20,5%	26,8%	57,9%
Sicilia	Calabria	14,5%	19,0%	10,8%	2,4%	3,8%	0,8%	0,1%	0,7%	1,3%	4,8%	6,0%	0,7%
Priolo	Sicilia	-	0,1%	2,6%	20,7%	11,7%	23,5%	15,9%	20,7%	17,4%	19,1%	37,9%	21,2%
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	-	-	-	2,9%	2,8%	5,4%	-	21,0%	5,4%	8,3%	3,8%	2,7%
Brindisi	Estero Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6%	-	-	-
Estero Sud	Grecia	-	-	-	-	-	-	-	14,4%	1,1%	-	-	7,4%
Grecia	Estero Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3%	-	-	0,8%

Per i transiti Brindisi-Estero Sud, CentroNord-Corsica e CentroNord-CentroSud sono considerati i transiti Brindisi-Grecia, Plo mbinio-Corsica e Piombino-CentroSud

Tab. 33

MGP - Percentuale di utilizzo dei transiti quando non saturi

Transito		2006											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Francia	Estero NordOvest	18,7%	28,1%	34,4%	98,4%	100,0%	98,5%	75,4%	7,2%	99,8%	90,4%	86,8%	98,5%
Estero NordOvest	Francia	2,6%	3,9%	4,4%	-	-	-	1,2%	-	-	0,0%	0,0%	-
Svizzera	Estero NordOvest	7,6%	16,0%	36,5%	79,9%	99,0%	98,3%	70,0%	91,8%	95,1%	93,3%	66,7%	58,8%
Estero NordOvest	Svizzera	7,2%	5,2%	2,4%	-	-	-	0,7%	-	-	-	0,0%	0,1%
Austria	Estero NordEst	64,0%	51,6%	94,1%	66,9%	99,4%	94,4%	91,7%	99,9%	98,8%	98,3%	98,8%	97,3%
Estero NordEst	Austria	0,0%	0,0%	0,0%	-	-	-	0,0%	-	-	-	-	-
Slovenia	Estero NordEst	84,0%	95,3%	98,7%	99,5%	99,0%	99,7%	94,2%	100,0%	94,0%	94,7%	80,1%	70,0%
Estero NordEst	Slovenia	0,0%	0,0%	-	-	-	-	0,0%	-	0,1%	0,0%	0,1%	0,1%
Estero NordOvest	Nord	34,4%	36,0%	43,1%	75,2%	77,4%	77,4%	69,4%	70,2%	76,4%	78,1%	74,5%	72,3%
Nord	Estero NordOvest	0,7%	1,0%	1,0%	-	-	-	0,0%	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	71,7%	77,1%	79,4%	68,0%	73,3%	72,3%	69,6%	70,2%	70,1%	74,4%	69,5%	67,3%
Nord	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-	-	-
Monfalcone	Nord	55,4%	59,4%	80,9%	22,7%	18,6%	39,2%	61,0%	54,3%	56,7%	36,4%	66,1%	61,1%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbigo	Nord	17,2%	38,2%	17,0%	3,1%	9,9%	13,0%	11,0%	2,1%	8,8%	4,3%	9,9%	9,0%
Nord	Turbigo	0,9%	0,1%	0,5%	1,3%	1,0%	0,5%	1,1%	0,8%	1,0%	1,2%	0,9%	0,9%
Nord	Centro Nord	18,7%	22,6%	17,9%	73,7%	71,9%	75,6%	68,7%	76,7%	78,8%	74,8%	62,9%	62,7%
Centro Nord	Nord	18,1%	15,3%	15,6%	-	0,0%	0,0%	0,3%	-	-	0,0%	0,3%	0,4%
Centro Nord	Corsica	24,1%	18,4%	12,1%	38,0%	39,4%	59,6%	53,4%	23,6%	26,3%	16,9%	18,2%	31,9%
Corsica	Centro Nord	18,4%	19,2%	30,2%	5,7%	12,8%	2,0%	3,3%	20,4%	6,9%	4,4%	17,7%	7,8%
Corsica	Sardegna	0,6%	0,5%	0,3%	1,0%	1,0%	1,9%	1,5%	0,5%	0,8%	0,6%	0,3%	0,7%
Sardegna	Corsica	22,9%	24,3%	38,6%	9,5%	15,3%	1,5%	3,4%	21,1%	9,9%	5,6%	19,7%	11,3%
Sardegna	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	1,3%	2,2%	1,2%	29,5%	36,8%	24,0%	27,0%	45,2%	29,2%	33,8%	36,8%	38,8%
Centro Sud	Centro Nord	38,2%	31,4%	33,5%	4,4%	5,3%	1,7%	6,8%	0,1%	2,5%	0,8%	1,6%	3,5%
Centro Sud	Sud	2,1%	9,7%	6,3%	11,3%	3,1%	1,3%	2,2%	6,9%	1,0%	0,6%	0,2%	1,6%
Sud	Centro Sud	37,3%	20,9%	26,8%	8,1%	17,7%	28,5%	26,2%	18,0%	40,3%	50,0%	49,5%	47,3%
Foggia	Sud	-	-	-	-	21,4%	31,2%	58,7%	49,4%	73,3%	62,2%	72,9%	64,7%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	91,1%	80,4%	84,2%	79,0%	82,0%	87,8%	85,6%	80,5%	88,0%	82,2%	82,4%	88,7%
Rossano	Calabria	2,6%	2,0%	2,6%	2,9%	4,9%	3,0%	3,8%	4,3%	3,6%	9,8%	4,6%	4,5%
Calabria	Rossano	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%
Calabria	Sicilia	10,1%	5,3%	11,6%	35,0%	5,1%	28,5%	32,6%	30,9%	34,1%	10,3%	13,8%	26,2%
Sicilia	Calabria	19,9%	33,2%	17,7%	2,7%	18,3%	7,2%	3,7%	4,1%	5,3%	21,5%	15,4%	8,2%
Priolo	Sicilia	70,8%	41,6%	31,9%	77,4%	65,0%	66,0%	70,7%	69,1%	63,4%	71,2%	68,5%	54,8%
Sicilia	Priolo	1,0%	3,6%	4,6%	-	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	2,7%
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	83,0%	75,4%	72,2%	69,1%	68,0%	79,4%	75,2%	76,2%	77,7%	69,2%	71,4%	79,7%
Brindisi	Estero Sud	-	-	-	0,9%	0,1%	0,8%	3,7%	18,4%	13,0%	18,6%	27,8%	37,1%
Estero Sud	Brindisi	44,7%	14,3%	61,0%	50,8%	40,0%	4,1%	1,6%	2,7%	32,7%	28,3%	23,4%	19,4%
Estero Sud	Grecia	-	-	-	2,0%	-	1,4%	5,0%	18,1%	25,9%	32,3%	45,7%	50,7%
Grecia	Estero Sud	37,1%	11,7%	45,5%	39,6%	31,6%	2,3%	1,4%	0,5%	25,4%	22,7%	19,8%	24,5%

Per i transiti Brindisi-Estero Sud, CentroNord-Corsica e CentroNord-CentroSud sono considerati i transiti Brindisi-Grecia, Plo mbinio-Corsica e Piombino-CentroSud

Fig. 57

MGP – Configurazioni di mercato più frequenti

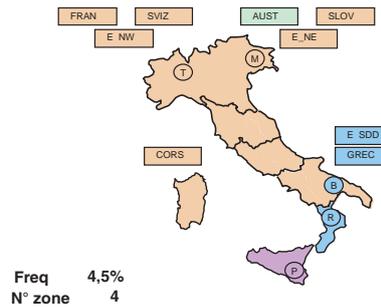
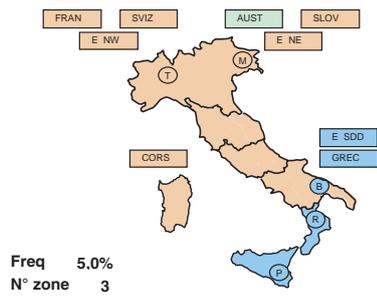
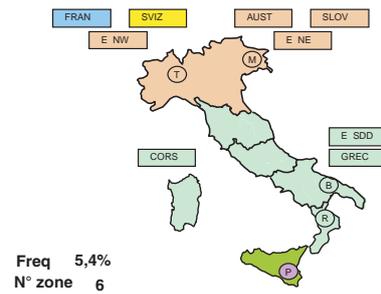
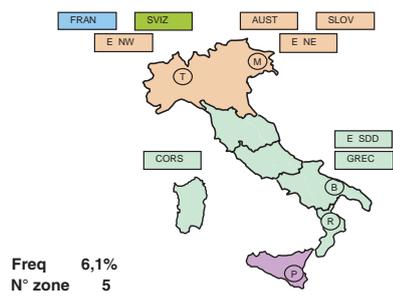
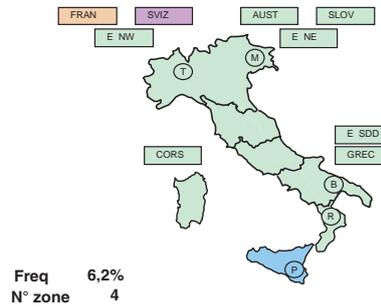
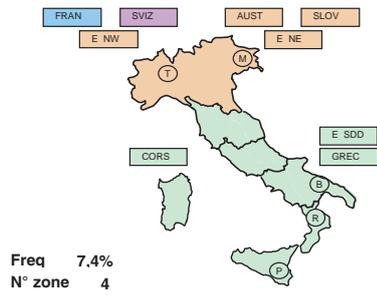
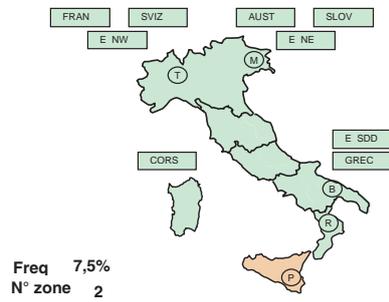
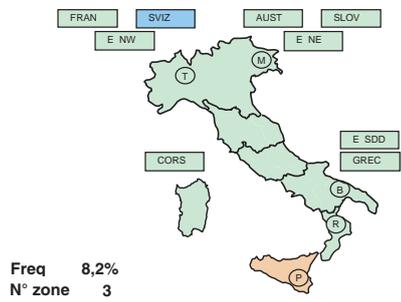
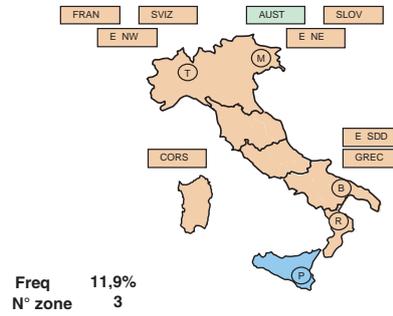
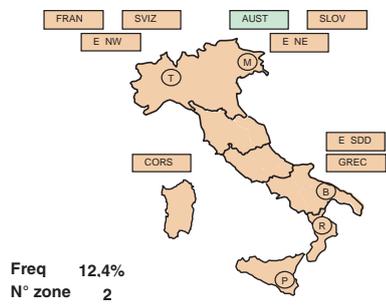


Fig. 58 MGP - Numero medio di zone di mercato: andamento mensile



Fig. 59 MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera

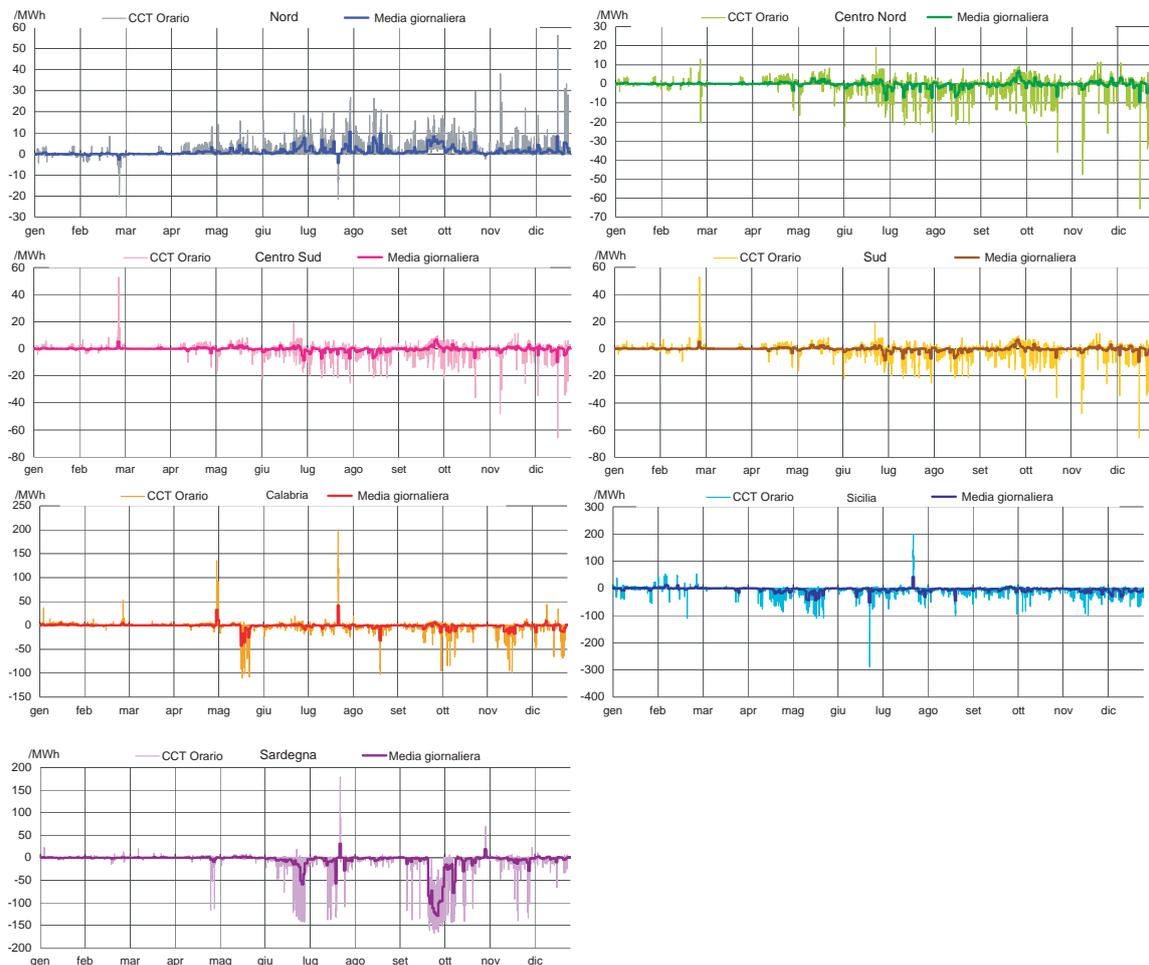


Fig. 60 MGP - Rendita complessiva: andamento mensile

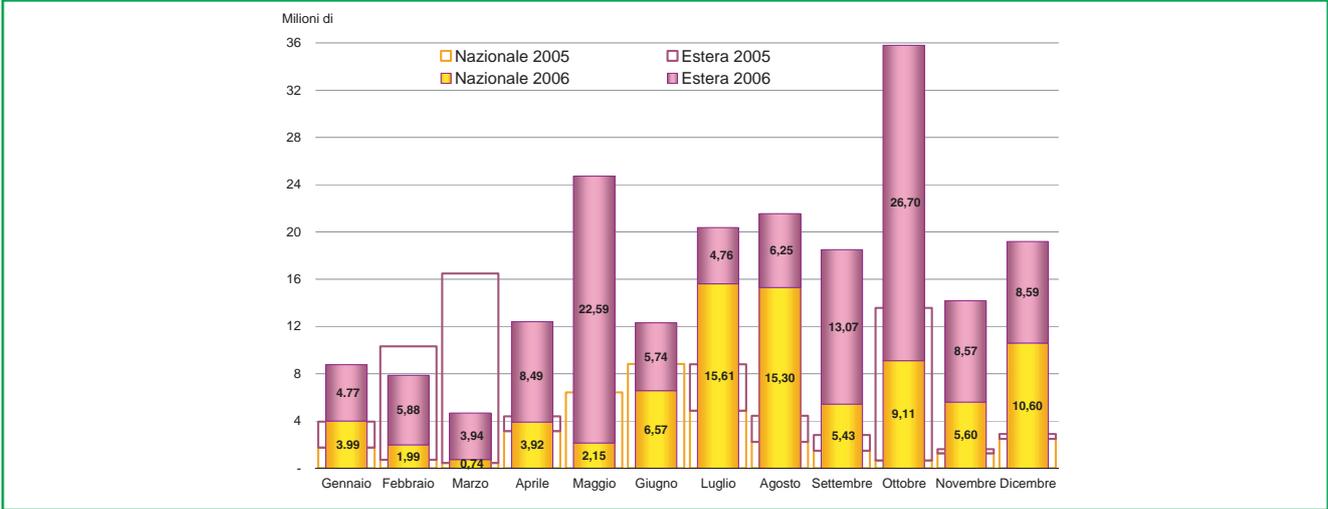


Fig. 61 MGP - Rendita da congestione per transito

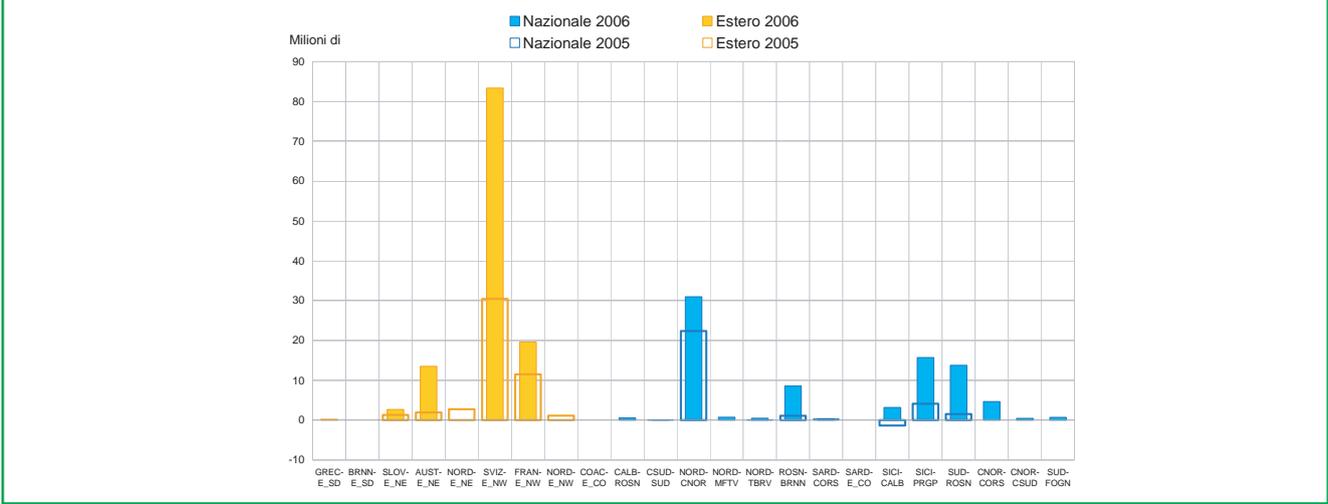


Fig. 62 MGP - Rendita unitaria da congestione per transito

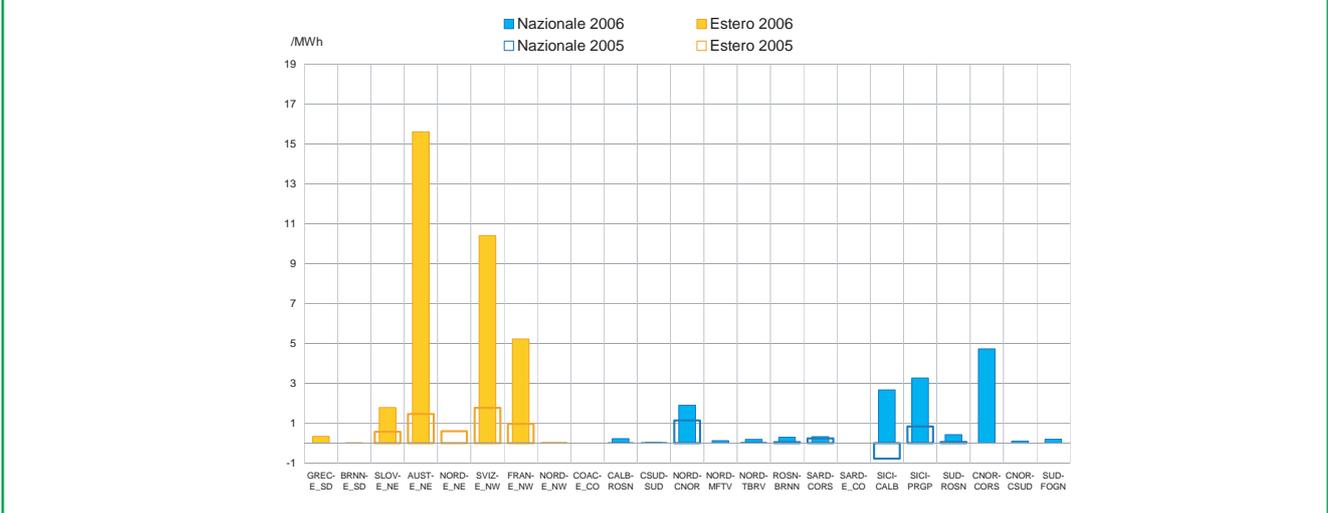


Fig. 63 MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo

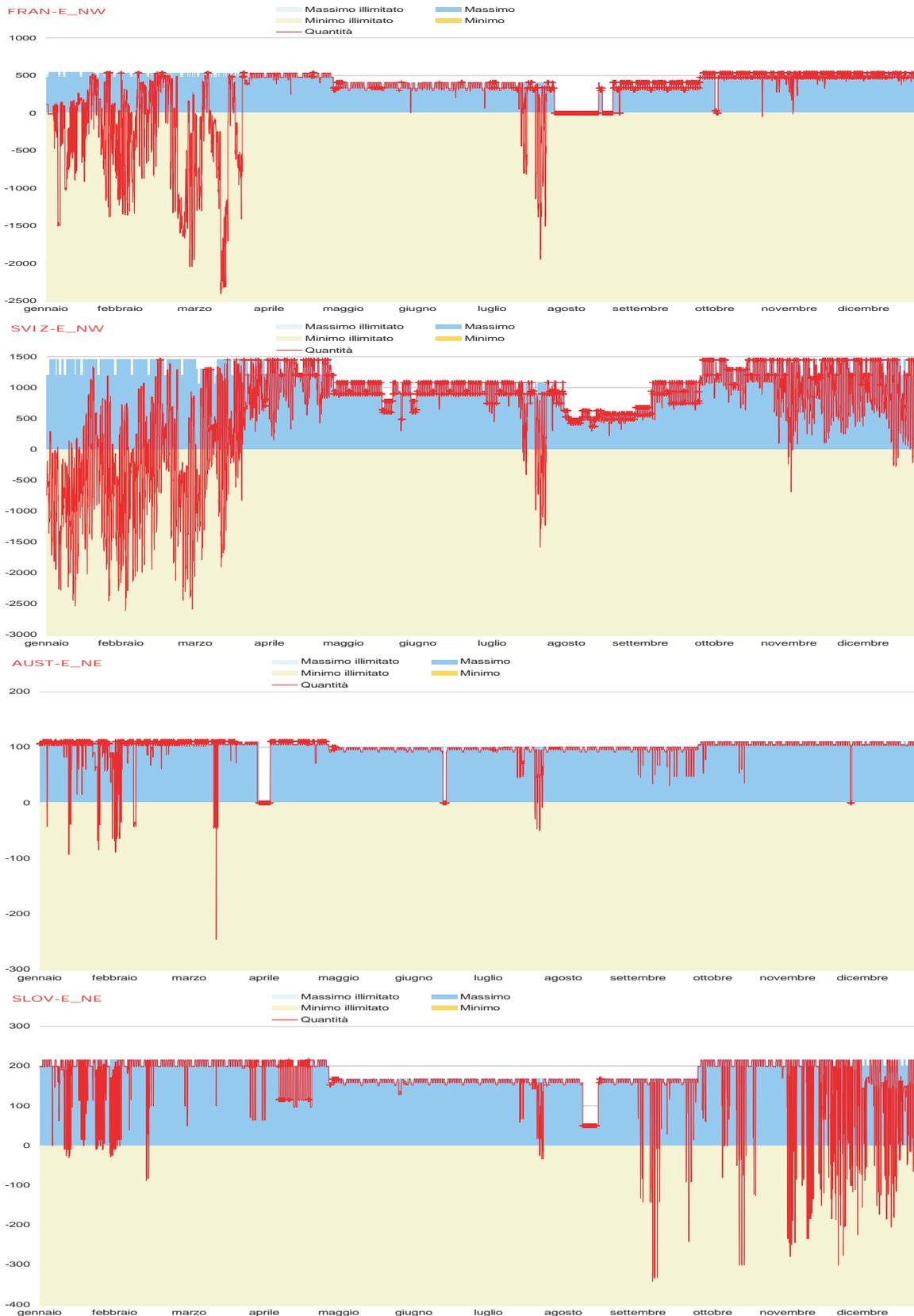


Fig. 63

MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo

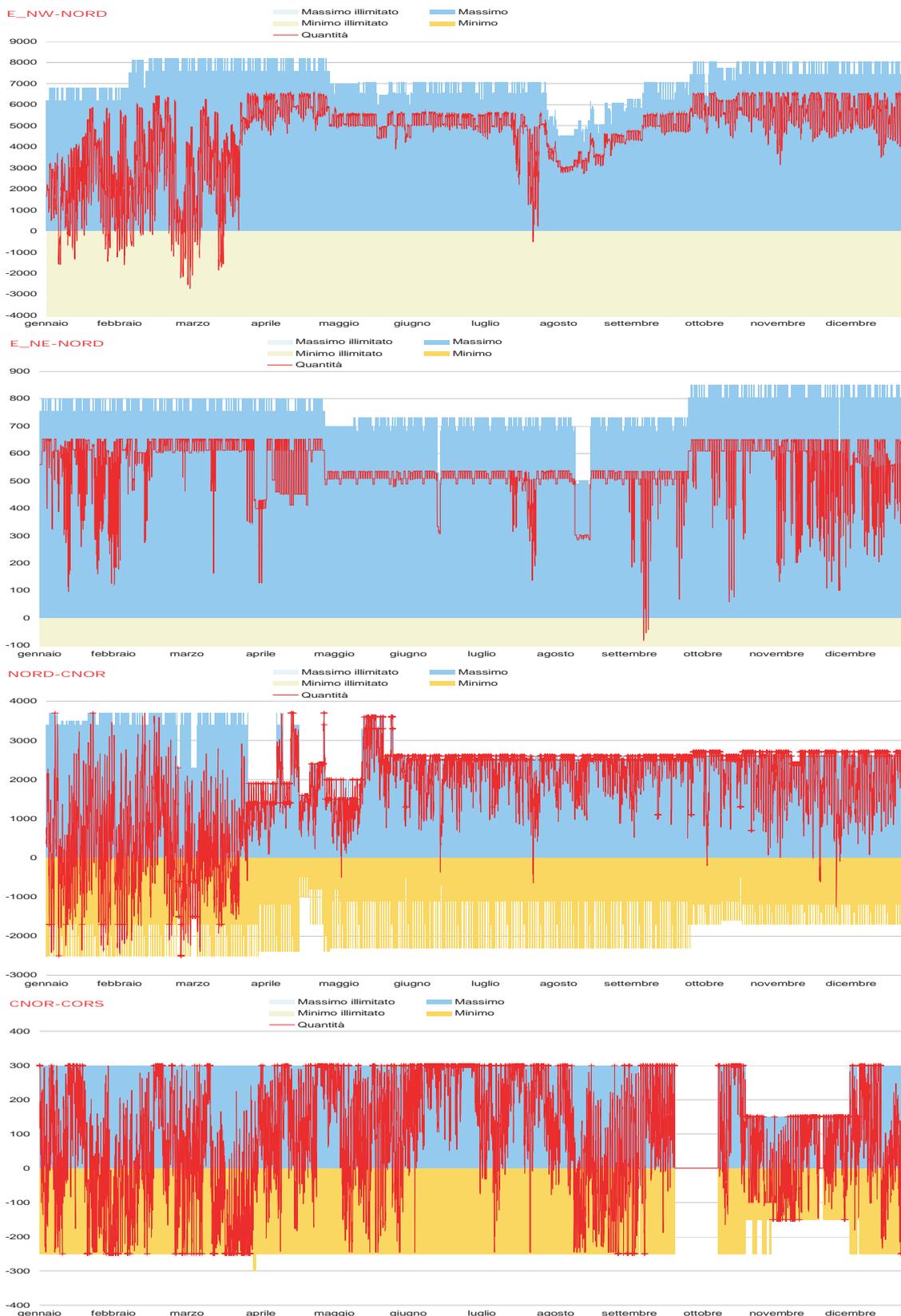


Fig. 63

MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo

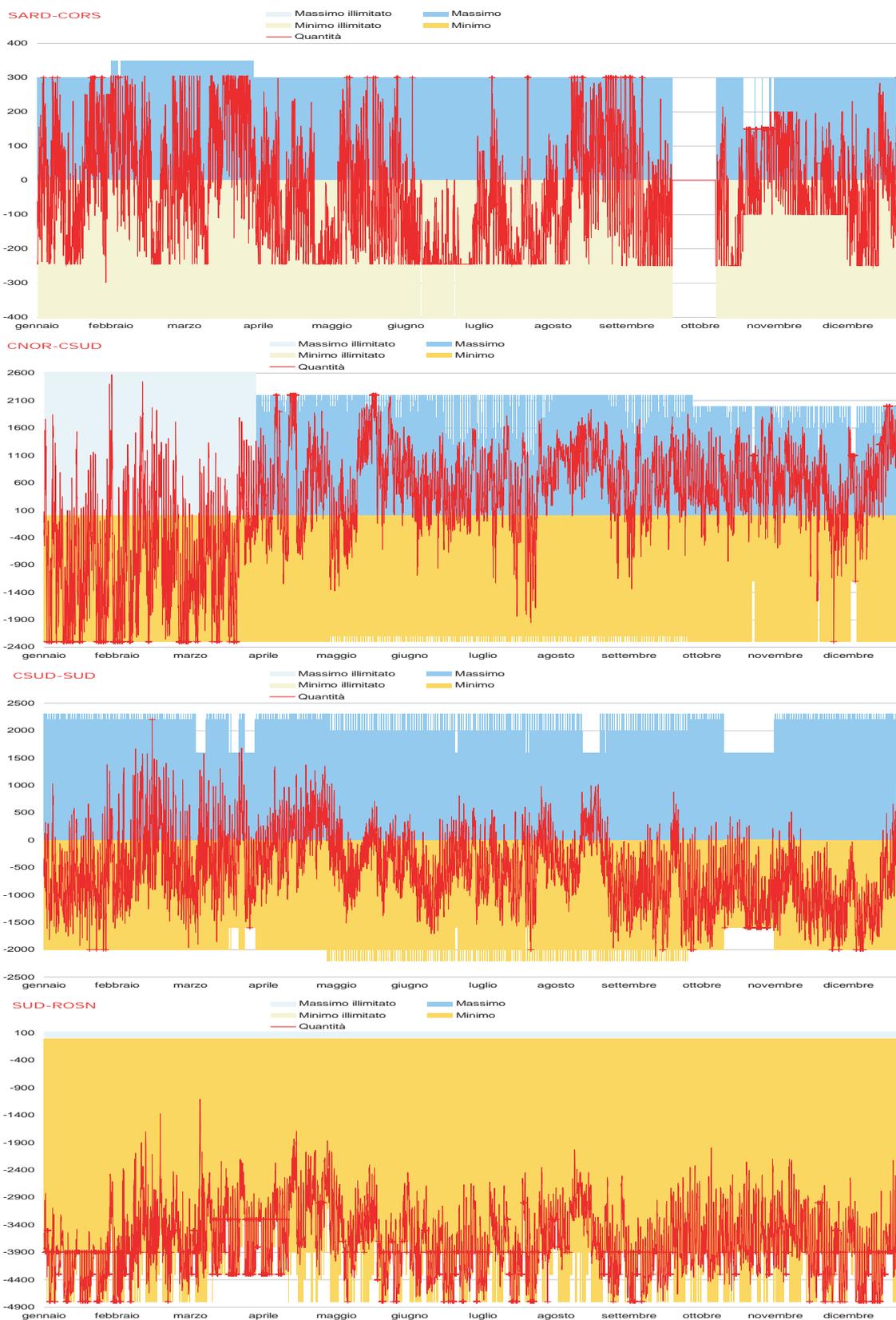


Fig. 63 MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo

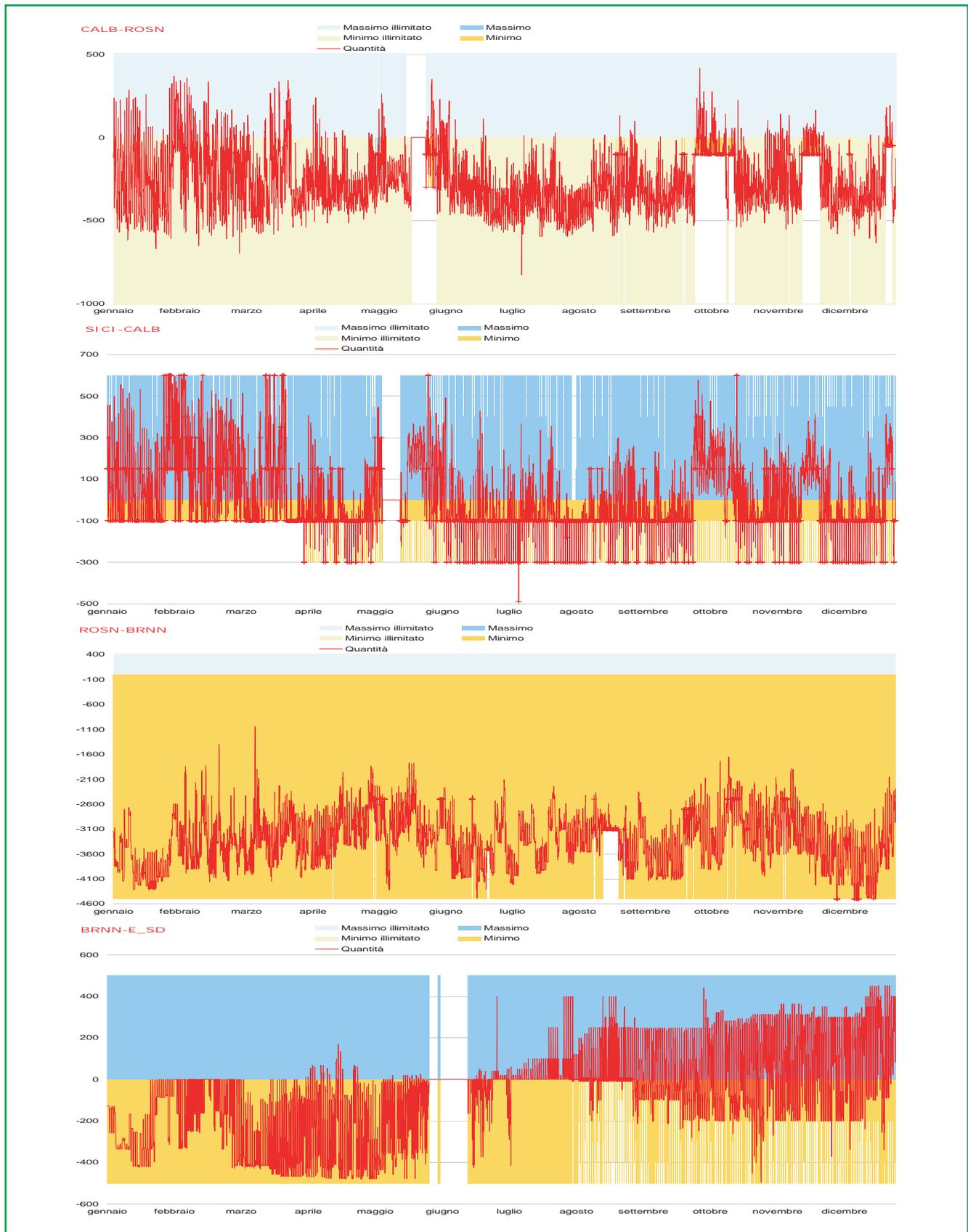
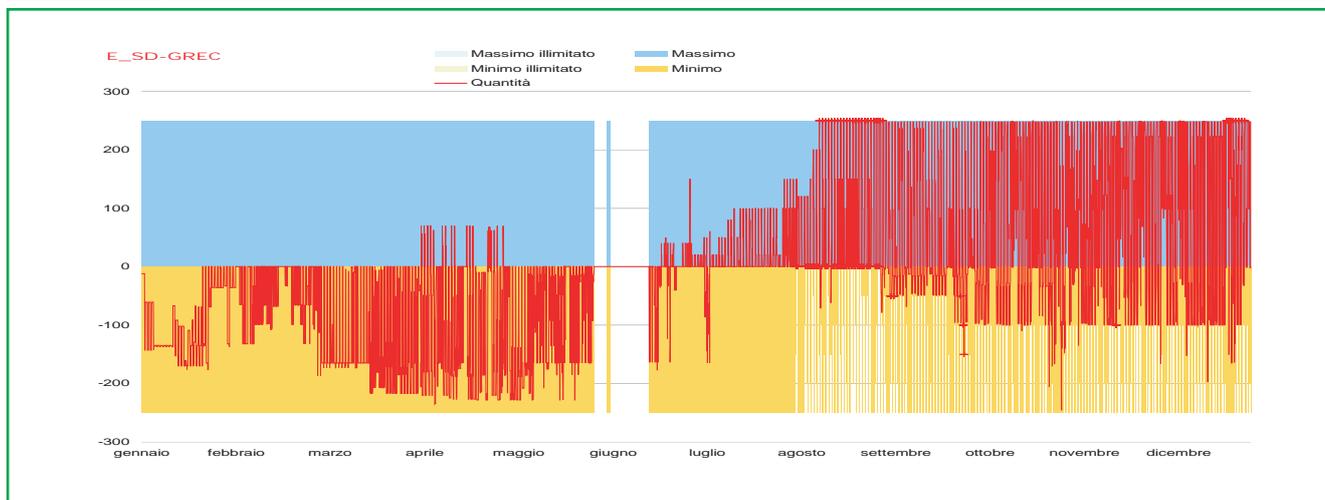


Fig. 63

MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo



6. CONCENTRAZIONE

Tab. 34 MGP - Quote di mercato: sintesi annuale

Operatore		MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna		Italia	
A	Totale	25,3%	(28,2%)	44,0%	(52,2%)	56,9%	(52,5%)	24,6%	(24,0%)	34,1%	(37,9%)
	avorativo Picco	28,3%	(27,0%)	47,3%	(51,8%)	60,5%	(58,3%)	22,7%	(23,9%)	37,6%	(38,4%)
	avorativo Picco	23,6%	(27,5%)	42,1%	(51,4%)	55,5%	(50,4%)	22,9%	(23,5%)	32,4%	(37,2%)
	estivo	24,8%	(29,3%)	43,4%	(53,1%)	55,2%	(50,1%)	27,5%	(24,5%)	33,2%	(38,2%)
B	Totale	13,0%	(12,9%)	1,9%	(2,1%)	0,0%	(0,6%)	34,0%	(32,8%)	9,2%	(9,3%)
	avorativo Picco	8,3%	(10,9%)	1,6%	(1,7%)	0,0%	(0,3%)	33,8%	(31,7%)	6,5%	(7,8%)
	avorativo Picco	14,8%	(13,4%)	1,0%	(1,1%)	0,0%	(0,2%)	34,2%	(30,9%)	9,7%	(9,0%)
	estivo	14,4%	(13,6%)	2,8%	(3,2%)	0,1%	(1,1%)	33,9%	(35,0%)	10,3%	(10,3%)
C	Totale	12,1%	(10,5%)	8,7%	(3,6%)	7,0%	(8,0%)	-	(-)	10,0%	(7,5%)
	avorativo Picco	10,5%	(8,9%)	8,0%	(3,5%)	4,4%	(4,0%)	-	(-)	8,5%	(6,1%)
	avorativo Picco	11,6%	(10,1%)	9,3%	(3,7%)	6,5%	(8,2%)	-	(-)	9,8%	(7,3%)
	estivo	13,4%	(11,7%)	8,8%	(3,5%)	9,4%	(10,7%)	-	(-)	11,0%	(8,5%)
CIP 6	Totale	10,0%	(12,8%)	24,1%	(28,1%)	26,0%	(27,7%)	35,7%	(39,0%)	17,3%	(20,3%)
	avorativo Picco	10,4%	(15,3%)	24,9%	(30,2%)	27,5%	(29,9%)	38,1%	(41,5%)	18,6%	(23,2%)
	avorativo Picco	11,2%	(13,5%)	25,5%	(29,6%)	27,9%	(29,7%)	37,6%	(42,6%)	18,7%	(21,6%)
	estivo	9,0%	(10,9%)	22,3%	(25,6%)	23,2%	(24,4%)	32,1%	(34,3%)	15,4%	(17,5%)
Altri	Totale	39,6%	(35,6%)	21,3%	(14,0%)	10,1%	(11,2%)	5,8%	(4,2%)	29,4%	(25,0%)
	avorativo Picco	42,5%	(37,8%)	18,3%	(12,7%)	7,6%	(7,4%)	5,5%	(2,9%)	28,7%	(24,5%)
	avorativo Picco	38,9%	(35,4%)	22,1%	(14,2%)	10,1%	(11,6%)	5,2%	(3,0%)	29,3%	(24,9%)
	estivo	38,4%	(34,5%)	22,6%	(14,6%)	12,1%	(13,7%)	6,5%	(6,2%)	30,0%	(25,5%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 35 MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI): sintesi annuale

		Offerte			Vendite		
		HHI	Variazione		HHI	Variazione	
MzNord	Totale	2.039	(2.042)	0%	1.345	(1.474)	-9%
	avorativo Picco	2.007	(1.977)	2%	1.306	(1.489)	-12%
	avorativo Picco	1.888	(1.967)	-4%	1.303	(1.460)	-11%
	estivo	2.238	(2.197)	2%	1.434	(1.471)	-3%
MzSud	Totale	4.036	(5.083)	-21%	2.781	(3.676)	-24%
	avorativo Picco	3.767	(4.859)	-22%	2.625	(3.616)	-27%
	avorativo Picco	3.881	(5.085)	-24%	2.681	(3.670)	-27%
	estivo	4.498	(5.332)	-16%	3.059	(3.749)	-18%
MzSicilia	Totale	3.570	(3.417)	4%	4.267	(3.830)	11%
	avorativo Picco	3.624	(3.396)	7%	3.950	(3.396)	16%
	avorativo Picco	3.441	(3.309)	4%	4.160	(3.675)	13%
	estivo	3.651	(3.562)	2%	4.729	(4.488)	5%
MzSardegna	Totale	3.193	(3.243)	-2%	3.241	(3.378)	-4%
	avorativo Picco	3.164	(3.174)	0%	3.085	(3.144)	-2%
	avorativo Picco	3.224	(3.279)	-2%	3.337	(3.535)	-6%
	estivo	3.191	(3.281)	-3%	3.305	(3.465)	-5%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 36

MGP – Indice di fissazione del prezzo (IOM)

Operatore	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Totale
A	Totale 87,7% (88,3%)	95,5% (93,9%)	85,6% (83,9%)	85,8% (88,0%)	90,2% (89,9%)
avorativo Picco	91,6% (89,6%)	97,4% (95,6%)	84,6% (83,7%)	91,5% (89,7%)	93,1% (91,1%)
avorativo Picco	82,2% (87,0%)	93,8% (92,3%)	88,3% (87,5%)	79,5% (84,1%)	86,6% (88,7%)
estivo	88,0% (87,9%)	94,8% (93,2%)	83,8% (80,0%)	85,3% (89,9%)	90,0% (89,2%)
B	Totale 2,0% (0,9%)	0,9% (0,9%)	0,5% (0,4%)	10,2% (7,9%)	1,9% (1,1%)
avorativo Picco	0,3% (0,7%)	0,2% (0,8%)	0,8% (0,4%)	5,9% (7,0%)	0,5% (0,9%)
avorativo Picco	4,5% (0,8%)	1,8% (0,9%)	0,7% (0,6%)	15,8% (11,3%)	3,8% (1,3%)
estivo	1,6% (1,3%)	0,9% (1,0%)	0,1% (0,2%)	9,3% (5,5%)	1,6% (1,3%)
C	Totale 3,9% (4,2%)	1,3% (2,0%)	9,7% (11,8%)	0,9% (1,3%)	3,2% (3,9%)
avorativo Picco	3,4% (3,9%)	1,0% (1,4%)	10,9% (11,8%)	0,8% (1,0%)	2,9% (3,6%)
avorativo Picco	4,5% (4,8%)	1,4% (2,8%)	6,7% (7,2%)	0,5% (1,7%)	3,4% (4,1%)
estivo	3,9% (3,9%)	1,7% (2,1%)	11,3% (16,9%)	1,4% (1,3%)	3,6% (4,2%)
D	Totale 0,5% (0,9%)	0,1% (0,3%)	1,5% (1,3%)	0,1% (0,2%)	0,4% (0,7%)
avorativo Picco	0,4% (1,0%)	0,1% (0,3%)	1,5% (1,8%)	- (0,2%)	0,3% (0,8%)
avorativo Picco	0,8% (0,9%)	0,1% (0,2%)	1,1% (1,2%)	0,1% (0,1%)	0,6% (0,6%)
estivo	0,4% (0,7%)	0,1% (0,4%)	1,8% (0,8%)	0,1% (0,3%)	0,4% (0,6%)
E	Totale 1,8% (2,8%)	0,3% (0,9%)	1,3% (1,2%)	0,3% (0,7%)	1,2% (1,9%)
avorativo Picco	1,1% (3,0%)	0,2% (0,8%)	1,3% (1,3%)	0,2% (0,8%)	0,8% (2,1%)
avorativo Picco	2,9% (2,8%)	0,5% (0,9%)	1,4% (1,6%)	0,4% (0,5%)	1,8% (2,0%)
estivo	1,8% (2,5%)	0,3% (0,9%)	1,4% (0,8%)	0,4% (0,6%)	1,2% (1,7%)
F	Totale 0,9% (0,9%)	0,2% (0,4%)	0,8% (0,8%)	0,2% (0,3%)	0,6% (0,7%)
avorativo Picco	0,9% (0,6%)	0,1% (0,1%)	0,6% (0,7%)	0,1% (0,1%)	0,6% (0,4%)
avorativo Picco	1,0% (1,3%)	0,3% (0,8%)	0,7% (1,1%)	0,3% (0,6%)	0,7% (1,1%)
estivo	0,7% (1,0%)	0,4% (0,4%)	1,1% (0,7%)	0,3% (0,3%)	0,6% (0,7%)
G	Totale 0,1% (0,1%)	0,1% (0,1%)	0,0% (0,0%)	1,5% (0,6%)	0,2% (0,1%)
avorativo Picco	0,0% (0,1%)	0,1% (0,1%)	- (0,0%)	0,7% (0,5%)	0,1% (0,1%)
avorativo Picco	0,1% (0,0%)	0,2% (0,1%)	0,0% (-)	2,2% (0,6%)	0,2% (0,1%)
estivo	0,2% (0,1%)	0,1% (0,1%)	- (0,0%)	1,7% (0,8%)	0,2% (0,1%)
Altri	Totale 3,1% (1,9%)	1,5% (1,5%)	0,6% (0,5%)	1,1% (1,0%)	2,2% (1,6%)
avorativo Picco	2,3% (1,2%)	0,9% (0,9%)	0,5% (0,3%)	0,8% (0,7%)	1,7% (1,0%)
avorativo Picco	3,9% (2,4%)	2,0% (2,0%)	1,1% (0,9%)	1,2% (1,1%)	2,9% (2,1%)
estivo	3,3% (2,6%)	1,8% (2,0%)	0,4% (0,5%)	1,5% (1,3%)	2,4% (2,1%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 37

MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM)

	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Totale
Carbone	Totale 4,8% (6,6%)	3,5% (4,0%)	1,3% (1,3%)	10,4% (8,4%)	4,3% (5,4%)
avorativo Picco	3,9% (4,5%)	2,8% (1,9%)	1,1% (0,6%)	5,1% (7,1%)	3,4% (3,5%)
avorativo Picco	5,6% (7,4%)	4,5% (5,3%)	2,0% (2,6%)	16,1% (10,1%)	5,5% (6,4%)
estivo	5,2% (9,6%)	3,8% (5,5%)	0,9% (0,8%)	10,7% (8,2%)	4,6% (7,3%)
Olio	Totale 15,6% (21,6%)	27,9% (31,0%)	44,8% (48,6%)	28,5% (39,0%)	22,7% (27,6%)
avorativo Picco	12,0% (19,4%)	24,3% (30,9%)	41,1% (50,6%)	25,9% (35,3%)	18,6% (26,0%)
avorativo Picco	19,6% (21,8%)	31,8% (28,4%)	46,6% (38,9%)	33,0% (40,6%)	26,4% (26,2%)
estivo	17,0% (25,2%)	29,0% (34,3%)	47,5% (56,6%)	27,0% (42,3%)	24,5% (32,0%)
Metano	Totale 14,9% (18,5%)	35,4% (29,7%)	16,2% (13,1%)	26,3% (23,0%)	22,8% (22,1%)
avorativo Picco	11,2% (17,7%)	39,9% (32,1%)	20,8% (16,1%)	29,9% (25,6%)	22,4% (22,5%)
avorativo Picco	15,8% (22,0%)	30,9% (30,9%)	12,4% (12,8%)	22,5% (22,1%)	21,3% (24,4%)
estivo	20,5% (15,5%)	33,9% (24,6%)	14,4% (9,2%)	28,0% (20,3%)	25,3% (18,5%)
CCGT	Totale 24,4% (24,9%)	14,2% (14,8%)	19,7% (25,5%)	11,8% (11,3%)	19,9% (20,9%)
avorativo Picco	14,6% (20,7%)	7,7% (9,1%)	12,4% (17,6%)	6,9% (8,6%)	11,8% (16,3%)
avorativo Picco	34,3% (28,1%)	19,4% (18,9%)	27,9% (36,6%)	13,0% (12,3%)	27,5% (24,9%)
estivo	29,4% (28,3%)	17,5% (18,5%)	20,5% (24,1%)	16,9% (13,7%)	23,6% (23,7%)
TurboGas	Totale 0,2% (0,0%)	0,1% (0,0%)	0,6% (0,4%)	0,8% (0,1%)	0,2% (0,1%)
avorativo Picco	0,4% (0,0%)	0,4% (0,1%)	1,3% (0,4%)	0,3% (0,1%)	0,4% (0,1%)
avorativo Picco	- (-)	0,0% (0,0%)	0,2% (0,4%)	1,5% (0,1%)	0,1% (0,0%)
estivo	- (0,0%)	- (0,0%)	- (0,4%)	0,6% (-)	0,0% (0,1%)
Id. Fluente	Totale 2,0% (3,3%)	0,8% (2,0%)	0,3% (0,6%)	0,7% (1,6%)	1,4% (2,6%)
avorativo Picco	1,8% (4,3%)	0,8% (2,2%)	0,4% (0,8%)	0,8% (1,9%)	1,3% (3,3%)
avorativo Picco	2,4% (2,3%)	0,8% (1,5%)	0,2% (0,4%)	0,5% (1,1%)	1,6% (1,8%)
estivo	1,8% (2,8%)	0,7% (2,0%)	0,3% (0,6%)	0,8% (1,7%)	1,2% (2,3%)
Id. Modulazione	Totale 15,6% (24,6%)	7,9% (18,3%)	3,6% (10,1%)	7,0% (16,6%)	11,6% (21,0%)
avorativo Picco	16,6% (32,6%)	7,8% (23,5%)	3,9% (13,4%)	6,9% (21,3%)	12,4% (27,8%)
avorativo Picco	13,6% (18,1%)	7,5% (14,8%)	3,3% (7,8%)	6,2% (13,6%)	10,3% (16,0%)
estivo	16,4% (18,0%)	8,7% (14,7%)	3,5% (8,3%)	7,8% (13,6%)	12,0% (15,8%)
Id. Pompaggio	Totale 22,4% (0,5%)	9,9% (0,1%)	13,4% (0,0%)	14,4% (0,1%)	17,0% (0,3%)
avorativo Picco	39,4% (0,7%)	16,4% (0,1%)	18,9% (0,1%)	24,2% (0,1%)	29,6% (0,5%)
avorativo Picco	8,5% (0,2%)	4,9% (0,1%)	7,1% (0,0%)	6,9% (0,0%)	7,0% (0,2%)
estivo	9,6% (0,4%)	6,3% (0,2%)	12,9% (-)	10,2% (0,1%)	8,7% (0,3%)
Altro	Totale 0,1% (0,1%)	0,2% (0,0%)	0,1% (0,3%)	0,1% (0,0%)	0,2% (0,1%)
avorativo Picco	0,1% (-)	0,1% (0,0%)	- (0,4%)	- (0,0%)	0,1% (0,0%)
avorativo Picco	0,3% (0,1%)	0,4% (0,1%)	0,3% (0,5%)	0,2% (0,1%)	0,3% (0,2%)
estivo	0,1% (0,0%)	0,3% (0,0%)	0,1% (0,0%)	0,1% (-)	0,2% (0,0%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 38 MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale

Operatore		MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale	83% (88%)	100% (100%)	96% (97%)	54% (47%)
	avorativo Picco	100% (100%)	100% (100%)	100% (100%)	80% (82%)
	avorativo Picco	74% (87%)	100% (100%)	93% (97%)	41% (28%)
	estivo	76% (74%)	100% (100%)	96% (96%)	39% (28%)
B	Totale	5% (7%)	0% (-)	- (-)	84% (75%)
	avorativo Picco	11% (20%)	0% (-)	- (-)	92% (94%)
	avorativo Picco	2% (2%)	- (-)	- (-)	82% (63%)
	estivo	0% (0%)	- (-)	- (-)	78% (68%)
C	Totale	3% (4%)	0% (-)	5% (4%)	- (-)
	avorativo Picco	7% (12%)	0% (-)	9% (8%)	- (-)
	avorativo Picco	1% (0%)	- (-)	3% (1%)	- (-)
	estivo	0% (-)	- (-)	3% (2%)	- (-)
CIP6	Totale	1% (3%)	8% (3%)	13% (19%)	26% (25%)
	avorativo Picco	3% (9%)	12% (7%)	19% (38%)	29% (45%)
	avorativo Picco	0% (0%)	5% (2%)	11% (8%)	25% (18%)
	estivo	- (-)	5% (0%)	9% (10%)	24% (11%)
Altri	Totale	1% (2%)	0% (-)	0% (0%)	0% (-)
	avorativo Picco	3% (6%)	0% (-)	1% (-)	0% (-)
	avorativo Picco	0% (-)	- (-)	0% (0%)	1% (-)
	estivo	0% (-)	- (-)	0% (0%)	0% (-)
Totale	Totale	83% (88%)	100% (100%)	96% (97%)	87% (80%)
	avorativo Picco	100% (100%)	100% (100%)	100% (100%)	96% (99%)
	avorativo Picco	74% (87%)	100% (100%)	93% (97%)	84% (67%)
	estivo	76% (74%)	100% (100%)	96% (96%)	81% (73%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab. 39 MGP - Volumi venduti in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale

Operatore		Totale	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale	73% (76%)	58% (62%)	95% (96%)	59% (58%)	27% (22%)
	avorativo Picco	89% (91%)	87% (90%)	98% (99%)	70% (74%)	39% (37%)
	avorativo Picco	63% (66%)	37% (42%)	89% (93%)	53% (49%)	18% (12%)
	estivo	63% (63%)	32% (32%)	95% (94%)	51% (48%)	17% (11%)
B	Totale	8% (8%)	2% (4%)	0% (-)	- (-)	39% (32%)
	avorativo Picco	8% (12%)	4% (7%)	0% (-)	- (-)	40% (43%)
	avorativo Picco	7% (4%)	1% (1%)	- (-)	- (-)	41% (25%)
	estivo	9% (5%)	0% (0%)	- (-)	- (-)	34% (23%)
C	Totale	1% (2%)	1% (2%)	0% (-)	4% (2%)	- (-)
	avorativo Picco	2% (4%)	2% (4%)	0% (-)	5% (2%)	- (-)
	avorativo Picco	0% (0%)	0% (0%)	- (-)	2% (1%)	- (-)
	estivo	0% (0%)	0% (-)	- (-)	3% (2%)	- (-)
CIP6	Totale	2% (2%)	1% (1%)	2% (1%)	4% (5%)	6% (4%)
	avorativo Picco	3% (3%)	1% (3%)	3% (2%)	6% (9%)	6% (8%)
	avorativo Picco	1% (1%)	0% (0%)	1% (0%)	3% (2%)	6% (3%)
	estivo	1% (0%)	- (-)	1% (0%)	3% (2%)	5% (1%)
Altri	Totale	0% (0%)	0% (0%)	0% (-)	0% (0%)	0% (-)
	avorativo Picco	1% (1%)	1% (1%)	0% (-)	0% (-)	0% (-)
	avorativo Picco	0% (0%)	0% (-)	- (-)	0% (0%)	1% (-)
	estivo	0% (0%)	0% (-)	- (-)	0% (0%)	0% (-)
Totale	Totale	26% (30%)	15% (18%)	42% (50%)	35% (32%)	22% (17%)
	avorativo Picco	31% (37%)	23% (29%)	43% (53%)	41% (39%)	26% (27%)
	avorativo Picco	21% (25%)	9% (12%)	38% (48%)	30% (25%)	21% (12%)
	estivo	25% (25%)	9% (9%)	45% (49%)	32% (29%)	17% (10%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig. 64 MGP - HHI per le vendite: andamento mensile

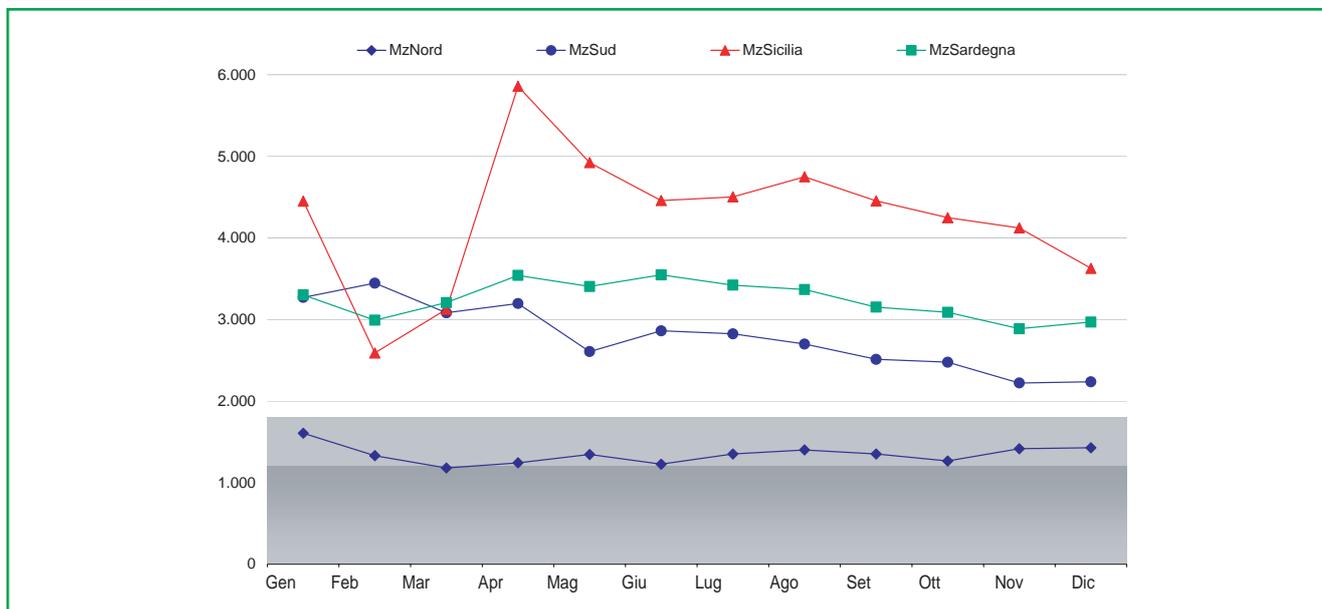


Fig. 65 MGP - HHI: curve di durata

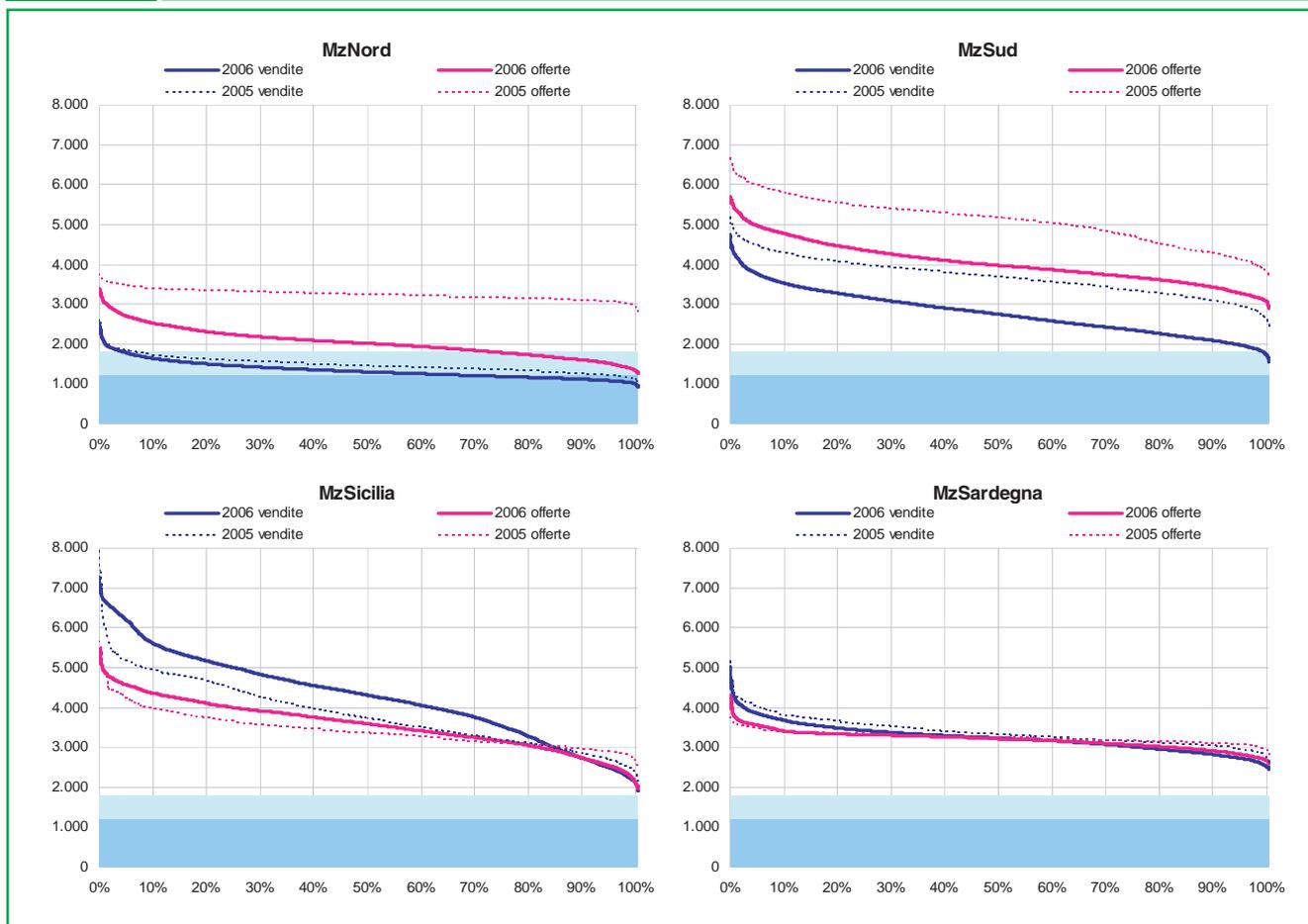


Fig. 66

MGP - HHI: curve medie orarie



Fig. 67

MGP - IOM dell'operatore A: andamento mensile

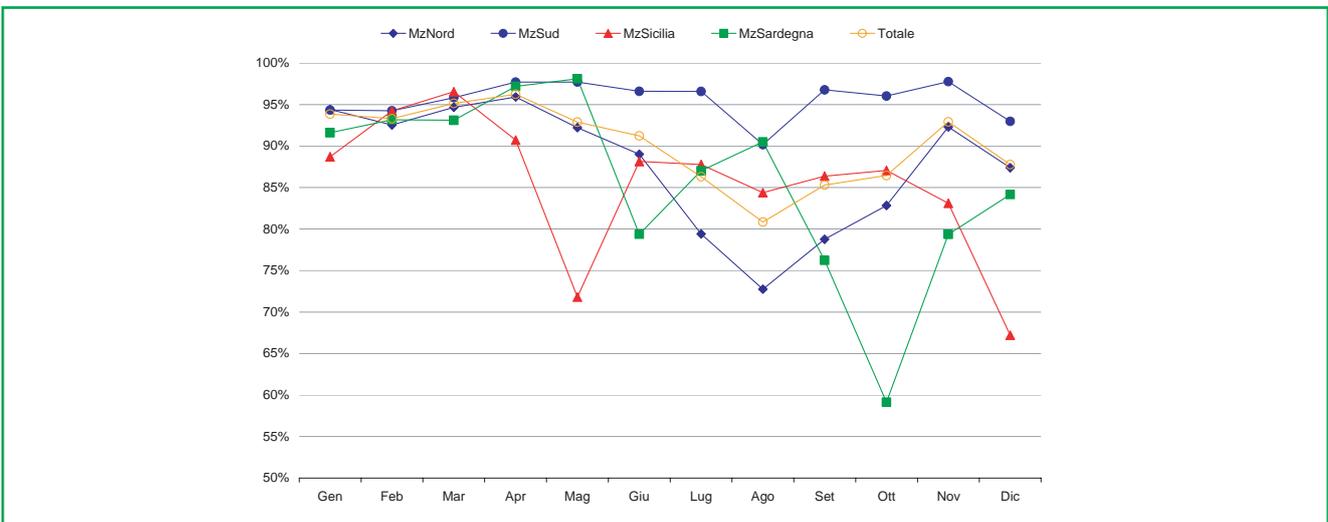


Fig. 68

MGP - ITM: andamento mensile

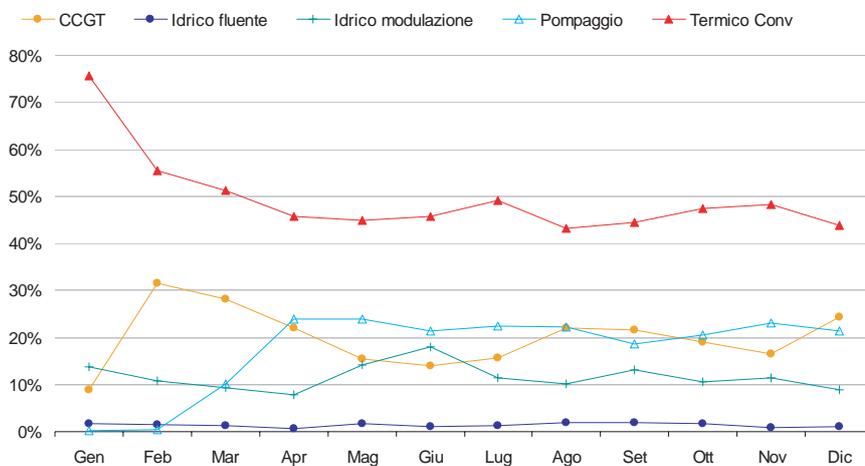


Fig. 69

MGP - IORh: andamento mensile

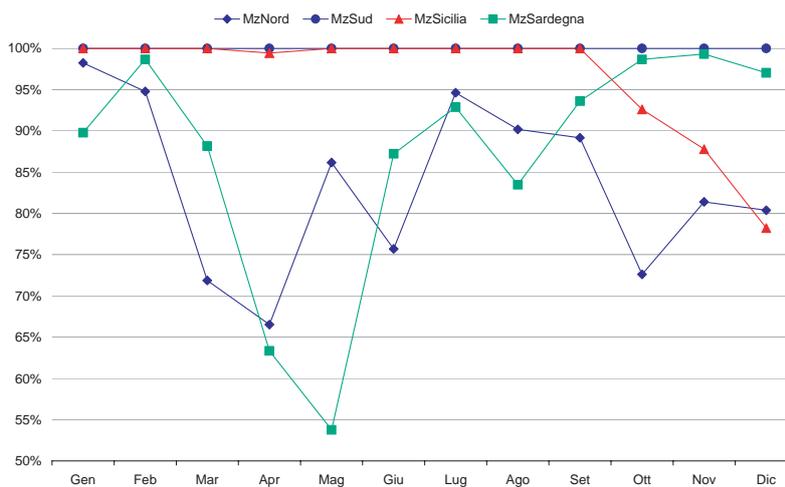
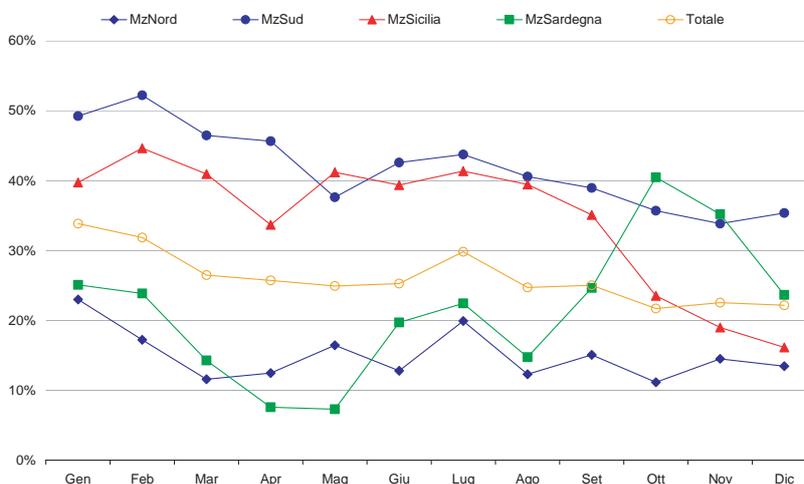


Fig. 70

MGP - IORq: andamento mensile



Elenco delle abbreviazioni

AIEE	Associazione Italiana Economisti dell'Energia
AU	Acquirente Unico
AGCM	Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
APAT	Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici
BRIC	Brasile, Russia, India e Cina
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CB	Certificati Bianchi
CV	Certificati Verdi
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CIP6	Provvedimento 6/1992 Comitato Interministeriale Prezzi. Disciplina gli incentivi alla realizzazione di impianti fonti rinnovabili e/o assimilate
DGERM	Direzione Generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie (Ministero dello Sviluppo Economico)
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
ETS	<i>Emission Trading Scheme</i>
EXAA	<i>Energy Exchange Austria</i>
ERGEG	<i>European Regulators' Group for electricity and gas</i>
ESCO	<i>Energy Services Company</i> (Società di Servizi Energetici)
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i>
EUROPEX	<i>Association of European Power Exchanges</i>
FMI	Fondo Monetario Internazionale
GME	Gestore del Mercato Elettrico
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GRTN	Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale
GSE	Gestore del Sistema Elettrico
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HHI	Hirschmann Herfindal Index
IAFR	Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IOM	Indice di Operatore Marginale
IOR	Indice di Operatore Residuale
ITM	Indice di Tecnologia Marginale
IPEX	<i>Italian Power Exchange</i>
ISTAT	Istituto di Statistica
MOL	Margine Operativo Lordo
MCP	<i>Market Clearing Price</i>
MVA	Megavolt Ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattora

MA	Mercato di Aggiustamento
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato del Servizio di Dispacciamento
MZ	Mercato Zonale
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
OAPEC	<i>Organisation of Arab Petroleum Exporting Countries</i>
OPEC	<i>Organisation of Petroleum Exporting Countries</i>
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OTC	<i>Over The Counter</i>
PAB	<i>Pay as Bid</i>
PAB	Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali
PB	Piattaforma dei Bilaterali
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PIL	Prodotto Interno Lordo
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PZ	Prezzo Zonale
ROE	<i>Return on Equity</i>
ROI	<i>Return on Investment</i>
RO	Risultato Operativo
SDE	Scambio dei Dati Energetici
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TEP	Tonnellate Equivalenti Petrolio
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
TW	Terawatt
TWh	Terawattora
UE	Unità di Emissione
UE	Unione Europea
VCt	Vecchio C, dove C: = Costo Termoelettrico
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

Nota metodologica al Capitolo A. 3

Per quanto riguarda le statistiche riportate si osserva quanto segue.

- Per Sistema Italia si intende l'insieme delle zone nazionali, dei poli di produzione limitata e delle zone virtuali estere.
- Per Macrozona (Mz) si intendono le quattro macrozone definite dalla delibera 05/06, ovvero MzNord (Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSud (Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Piombino, Brindisi, Rossano, Foggia), MzSicilia (Sicilia, Priolo), MzSardegna (Sardegna).
- Per volumi venduti in borsa si intendono i volumi fatturati sul MGP mentre per volumi venduti su MGP si intende la somma dei volumi scambiati in borsa e dei volumi oggetto di contratti bilaterali.
- I prezzi medi di acquisto e di vendita sono calcolati come medie aritmetiche dei prezzi orari.
- A fini statistici le ore sono raggruppate in: ore di picco, inclusive le ore dei giorni da lunedì a venerdì non festivi comprese tra le 08:00 e le 20:00, corrispondenti ai periodi rilevanti da 9 a 21; ore fuori picco, inclusive le ore dei giorni da lunedì a venerdì non festivi comprese tra le 00:00 e le 08:00 e tra le 20:00 e le 24:00, corrispondenti ai periodi rilevanti da 1 a 8 e da 21 a 24; ore festive, inclusive le ore dei sabati, delle domeniche e dei giorni festivi infrasettimanali.
- I dati relativi al 2004 sono riferiti ai nove mesi di operatività della borsa compresi tra il 1 aprile e il 31 dicembre.

Per ogni chiarimento riguardo il significato di termini o espressioni di carattere tecnico utilizzati nel presente rapporto, è possibile consultare il glossario o contattare il GME presso gli indirizzi statistiche@mercatoelettrico.org e monitoraggio@mercatoelettrico.org

Glossario

Acquirente Unico (AU)

Società per azioni costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (attualmente Gestore dei Servizi Elettrici), alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati, attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti.

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.

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.

Certificati Bianchi

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica

Certificati Verdi

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori ed importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 50 MWh. Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

CIP 6

Provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottato nel 1992, per definire gli incentivi alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate previsti dalla legge 9/91. L'energia prodotta da tali impianti viene acquistata dal GSE ai sensi dell'articolo 3.12 del d.lgs 79/99 e da questi viene ceduta in borsa ai sensi dell'articolo 3.13 dello stesso d.lgs. Negli anni intercorsi tra l'approvazione del d.lgs 79/99 all'avvio operativo della borsa, il GSE ha ceduto tale energia ai clienti finali attraverso la vendita di bande annuali e mensili di energia assimilabili a contratti bilaterali. A partire dal 1 gennaio 2005 l'energia CIP6 viene offerta dal GSE direttamente sulla borsa elettrica e gli operatori assegnatari di quote di tale energia sono tenuti a stipulare un contratto per differenze con il GSE, che li impegna ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per le quantità loro assegnate.

Clean Development Mechanism (CDM)

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.

Cliente Idoneo

Persona fisica o giuridica che ha facoltà di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi fornitore di propria scelta (produttore, distributore, grossista). A partire dal 1° luglio 2004, in base alla Delibera AEEG 107/04, sono idonee tutte le persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica non destinata al proprio uso domestico, inclusi i produttori e i clienti grossisti. Dal 1° luglio 2007 tutti i clienti saranno idonei. A partire dal 1° gennaio 2005 i clienti idonei hanno diritto ad acquistare energia direttamente in borsa.

Cliente Vincolato

Categoria complementare a quella del cliente idoneo. Riguarda tutti i clienti domestici che fino al 1° luglio 2007 (momento in cui verrà completato il processo di liberalizzazione dal lato domanda) non ha la possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica.

Coefficiente di variazione

Indicatore di volatilità espresso in termini percentuali e dato dal rapporto tra la deviazione standard ed il valore medio dei prezzi.

Compliance cost

Consiste nel dispendio di tempo o di denaro necessari a conformarsi a particolari requisiti stabiliti in virtù di una norma (legislativa o di regolazione).

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 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 pre-stabiliti. 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 CIP6. 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 S.p.A., 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 CIP 6, 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.

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 del Mercato Elettrico (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. 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). Il GME, inoltre, gestisce alcuni mercati per l'ambiente.

Gestore dei Servizi Elettrici (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 del Mercato Elettrico (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 10.000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1.200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1.800 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 CIP 6 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 ed 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.

Joint Implementation (JI)

Il meccanismo della *Joint Implementation* previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto, prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra paesi industrializzati e paesi con economie in transizione (tipicamente dell'Europa dell'Est) per ridurre le emissioni attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le parti delle riduzioni ottenute. Attraverso questo sistema i paesi con obbligo di riduzione possono realizzare dei progetti in altri paesi diminuendo la concentrazione di gas serra. Le emissioni non prodotte grazie alla realizzazione dei progetti generano unità di riduzione di emissioni o ERUs (*Emission Reduction Units*) che possono essere aggiunti all'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati.

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 (incluso i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

Macrozona

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° gennaio 2006 le macrozone sono: Nord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), Sicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), Sardegna (comprendente la zona Sardegna) e Centro Sud (comprendente le rimanenti zone).

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).

Megavolt Ampere (MVA)

Unità di misura della potenza elettrica apparente.

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 su mercati regolamentati.

Mercato di Aggiustamento (MA)

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. Attualmente su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato 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 Vincolato

Segmento di mercato composto dall'insieme degli utenti vincolati (non idonei), cui non è data la facoltà di rivolgersi al mercato libero.

Nomination

Procedura mediante la quale ciascun operatore comunica i propri programmi di immissione (prelievo) di energia elettrica nella (dalla) rete di trasmissione.

Pay-as-Bid

Modello di mercato in cui ciascuna offerta viene valorizzata al prezzo in essa indicata. Tale regola è attualmente utilizzata sul MSD.

Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)

La PAB è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul mercato elettrico, determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

Piattaforma Bilaterali (PB)

Piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali utilizzata prima dell'introduzione della Piattaforma dei Conti Energia.

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

Nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza.

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

E' 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 MA in ogni ora in corrispondenza dell'intersezione delle curve di domanda ed offerta, così da garantire la loro uguaglianza. Nel caso di separazione del mercato in 2 o più zone, sia su MGP che su MA, il prezzo di equilibrio può essere diverso in ciascuna zona di mercato (cfr. prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale può essere applicato a tutte le offerte di vendita, alle offerte di acquisto riferite ad unità miste e alle offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al Prezzo Unico Nazionale (PUN). Sul MA, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di acquisto e di vendita.

Prezzo 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 zonal di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

Prezzo zonale (Pz)

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

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) ed 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.

Tep (Tonnellate equivalenti di petrolio) o Toe (Tonn of oil equivalent)

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) e attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 100.000 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 ed utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'*Emission Trading Scheme*.

Uplift

Onere netto risultante dalla valorizzazione degli sbilanciamenti e delle transazioni in acquisto e vendita eseguite da Terna su MGP ed MSD. Viene determinato mensilmente ed addebitato pro quota in bolletta ai consumatori.

Vecchio Ct (VCt)

Il C_t è un parametro rappresentativo del costo unitario variabile dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali. Si tratta di un paniere di combustibili, istituito nel 1997 ed utilizzato dall'AEEG in regime di prezzi amministrati. Con l'avvio del mercato elettrico ha progressivamente perso di significato, anche se ha continuato ad essere inserito in molti contratti bilaterali come parametro di indicizzazione. La delibera n. 300/05 dell'AEEG ne ha disposto l'abrogazione, dal momento che era ormai privo di significato industriale e non rappresentava più adeguatamente il costo unitario variabile. Ha continuato ad essere calcolato, seppur con alcune modifiche nel paniere, per il solo anno 2006 ed è stato denominato VC_t (Vecchio C_t).

Virtual Power Plant (VPP)

Contratto con cui un produttore cede una quota della propria capacità di generazione ad altri soggetti. Gli acquirenti assumono così la sola gestione operativa dell'impianto e non anche la titolarità patrimoniale. Strumenti di questo tipo sono stati utilizzati anche da Autorità di Regolazione per promuovere la concorrenza, nel tentativo di limitare il peso ed il potere di mercato degli *incumbent*.

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

- Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG (2006), Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, luglio.
- Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG (2006), delibera n. 165/06, Modifiche urgenti alla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 e alla deliberazione 24 marzo 2005, n. 50/05 e direttive alla società Terna S.p.A. al fine di contenere i costi del servizio di dispacciamento per i clienti finali e successive modifiche.
- Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG (2005), delibera n. 282/05, Approvazione della suddivisione in zone della rete rilevante ai sensi della deliberazione dell'AEEG 30 dicembre 2003, n. 168/03.
- Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG (2005), delibera n. 50/05, Disposizioni in materia di monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento e successive modifiche.
- Autorità per l'energia elettrica e il gas - AEEG (2003), delibera n. 168/03, Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico.
- Associazione Italiana Economisti dell'Energia - AIEE (2007), Il settore energetico in Italia nel 2006, di Vittorio d'Ermo e Manuela Gusmeretti, febbraio.
- Barroso J.M. (2006), *Energy for a changing world*, Commissione Europea.
- Bohn R.E., Caramanis M.C., Schweppe F.C. (1984), *Optimal pricing in electrical networks over space and time*, *Rand Journal of Economics*, vol. 15(3).
- Commissione Europea (2006), *An external policy to serve Europe's energy interests, paper from Commission/SG/HR for the European Council*.
- Commissione Europea (2006), *A European strategy for sustainable, competitive and secure energy*, Green Paper.
- Commissione Europea (2006), *Action Plan for the Energy Efficiency: Realising the Potential, Communication from the Commission*.
- Consiglio Europeo (2007), *Commission proposes an integrated energy and climate change package to cut emissions for the 21st Century*, 9 marzo.
- Cramton P., Stoft S. (2007), *Why we need to stock with uniform price auctions in the electricity markets*, *Electricity Journal*, vol. 20(1).
- Cramton P., Kahn A. E., Porter R.H., Tabors R.D. (2001), *Pricing in the California Power Exchange electricity market: should California Switch from uniform pricing to pay as bid pricing?*, Working Paper.
- Energy Information Administration (2006), *International Energy Outlook*, June.
- ENI (2006), *World Oil & Gas Review*, Roma.
- EUROPEX-ETSO (2004), *Flow-based market coupling*, www.europex.org.
- Eurostat (2006), *Statistical Yearbook 2006*, Energy & Transports.
- Fondo Monetario Internazionale (2006), *World Economic Outlook*, capitolo 1, settembre, *International Overview*.
- Fondo Monetario Internazionale (2007), *World Economic Outlook*, capitolo 1, aprile, *International Overview*.
- Gestore del Mercato Elettrico (2004), *Uniform purchase price algorithm*, www.mercatoelettrico.org
- Green R. (1988), *Draining the pool: the reform of electricity trading in England and Wales*, *Energy Policy*, Vol. 27(9).
- International Energy Agency (2006), *World Energy Outlook*.
- International Energy Agency (2006), *Key World Energy Statistics*.
- International Energy Agency (2003), *Energy Policies of IEA countries: Italy 2003 review*, ottobre.
- Istituto di Studi e Analisi Economica-ISAIE (2007), Rapporto sull'economia italiana, 27 marzo 2007, capitolo 1, *Economia Internazionale*.
- Ministero dello Sviluppo Economico - DGERM (2005), Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio.
- Ministero dello Sviluppo Economico - DGERM (2002-2005), Bilanci Energetici Nazionali.
- Ministero dello Sviluppo Economico - DGERM (2007), Bilancio del gas naturale 2006 (preconsuntivo).
- Oren S. (2000), *Capacity payment and supply adequacy in competitive electricity markets*, *VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Brasil*.
- Unione Petrolifera (2007), Il quadro petrolifero in Italia nel 2006, febbraio.
- Terna (2006), Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario, settembre.
- Terna (2005), Individuazione zone della rete rilevante, 29 novembre.

