



RELAZIONE ANNUALE 2008

RELAZIONE ANNUALE 2008
RELAZIONE ANNUALE 2008



prefazione

La terza Relazione Annuale del GME offre più che nel passato un particolareggiato esame del mercato elettrico italiano, mirando ad inquadrarlo nel contesto dei sistemi energetici italiano ed europeo, dei bisogni del Paese, delle esigenze degli operatori e delle conseguenze che discendono dall'andamento dei mercati delle fonti energetiche primarie. Senza dubbio, questo lavoro riflette uno sforzo considerevole, diretto a chiarire molti aspetti di un sistema, che presenta notevoli complessità e che non si presta a semplicistiche letture né del suo modus operandi, né dei risultati conseguiti.

Lo sforzo di far chiarezza appare ancor più necessario nel momento delicato che sta attraversando l'evoluzione del mercato elettrico. In un anno in cui l'assetto iniziale del mercato ha mostrato di essersi assestato, si rende necessaria una radicale revisione dei suoi meccanismi e dei suoi strumenti per stimolare a un più sollecito avanzamento verso i medesimi obiettivi del passato, ossia dare al Paese più energia e a prezzi più contenuti.

In questo itinerario di innovazione e cambiamento si avverte intensa l'esigenza di gettar luce su aspetti cruciali del sistema elettrico e del mercato, che sovente si danno frettolosamente per scontati da parte di tutti. Al tempo stesso, è essenziale guardare al cambiamento programmato alla luce degli sviluppi di ancor più vasta portata che si evidenziano nel sistema energetico europeo e nei suoi mercati. In un periodo che vede una profonda ristrutturazione di questi elementi in Europa, occorre sottolineare chiaramente l'importanza per il Paese di accelerare la sua integrazione nel sistema elettrico europeo e di svolgere al suo interno il ruolo di propugnatore del progresso, della concorrenza e dell'efficienza.

È in questa ottica che intende inserirsi questa analisi, in particolare con una disamina equilibrata dei punti deboli del sistema e delle opzioni più idonee per realizzare l'avanzamento da tutti auspicato.

aprile 2009



Salvatore Zecchini
Presidente del GME

PREFAZIONE	p. III
A. I MERCATI DELL'ENERGIA	p. 3
1. I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA	p. 5
1.1 L'economia mondiale	p. 5
1.2 Evoluzione del settore energetico a livello mondiale	p. 8
1.2.1 Consumi finali di energia	p. 9
1.2.2 Produzione di energia elettrica	p. 11
1.2.3 Scenari di lungo periodo per la domanda energetica mondiale	p. 12
1.3 Il mercato del petrolio	p. 14
1.4 Prodotti petroliferi e margini di raffinazione	p. 17
1.5 Il mercato del gas naturale	p. 19
1.6 Il mercato internazionale del carbone e dei noli	p. 22
1.7 Le politiche comunitarie e internazionali in materia di clima	p. 25
2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO	p. 31
2.1 Il bilancio energetico nazionale	p. 31
2.2 La fattura, l'intensità energetica e la penetrazione elettrica	p. 34
2.3 Il bilancio elettrico nazionale	p. 36
2.4 Le infrastrutture energetiche: situazione attuale e prospettive future	p. 38
2.5 L'evoluzione del quadro regolatorio	p. 39
3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA	p. 45
3.1 La partecipazione al mercato	p. 45
3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)	p. 55
3.2.1 Prezzo unico nazionale di acquisto (Pun)	p. 55
3.2.2 Prezzi zonal di vendita (Pz)	p. 64
3.2.3 Confronti internazionali di prezzo	p. 72
3.2.4 Domanda e offerta	p. 77
3.2.4.1 Domanda	p. 78
3.2.4.2 Offerta	p. 80
3.2.4.3 Vendite per fonte	p. 83
3.2.4.4 Performance per tecnologia	p. 84
3.2.5 Configurazioni zionali	p. 86
3.2.6 Concentrazione e potere di mercato	p. 94
3.3 Il Mercato di Aggiustamento (MA)	p. 105
3.3.1 Prezzi	p. 105
3.3.2 Volumi	p. 106
3.4 Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)	p. 108
3.4.1 MSD ex ante	p. 108
3.4.2 MSD ex post	p. 111
3.5 La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)	p. 113
3.6 La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB)	p. 117
4. I MERCATI A TERMINE ELETTRICI	p. 119
4.1 Il funzionamento di MTE	p. 120
4.1.1 Andamento delle negoziazioni su MTE	p. 120
4.2 Il funzionamento di IDEX	p. 122

4.2.1	Andamento delle negoziazioni su IDEX	p. 123
4.3	Struttura ed evoluzione delle contrattazioni bilaterali	p. 125
4.4	Volumi negoziati sui principali mercati a termine europei	p. 127
5.	I MERCATI DEL GAS	p. 130
5.1	Lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas naturale europeo	p. 130
5.2	Lo stato della liberalizzazione in Europa nella fase di <i>upstream</i> della filiera del gas naturale	p. 131
5.3	Struttura e organizzazione dei mercati europei del gas	p. 132
5.3.1	Il concetto di <i>trading hub</i> del gas	p. 132
5.3.1	Gli <i>hub</i> del gas europei	p. 133
5.4	Liquidità ed evoluzione dei prezzi presso gli <i>hub</i> del gas	p. 138
5.5	I mercati regolamentati del gas naturale in Europa	p. 141
5.5.1	Relazione tra prezzi spot e prezzi a termine del gas naturale	p. 142
5.5.2	Relazione tra i prezzi del gas naturale e dell'elettricità	p. 143
6.	I MERCATI AMBIENTALI	p. 145
6.1	Il Mercato dei Certificati Verdi	p. 145
6.1.1	Analisi del mercato dei CV nel 2008	p. 145
6.1.2	Andamento delle sessioni di mercato nel 2008	p. 147
6.1.3	La composizione della domanda e dell'offerta	p. 148
6.1.4	Le novità del 2008	p. 149
6.1.5	La Piattaforma Bilaterali CV	p. 149
6.2	Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica	p. 149
6.2.1	Operatori iscritti al Registro e al Mercato TEE e titoli emessi	p. 150
6.2.2	Andamento del mercato dei TEE nel 2008	p. 150
6.2.3	Transazioni bilaterali	p. 152
6.3	Il Mercato delle Unità di Emissione	p. 154
B.	LE ATTIVITA' DELLA SOCIETA'	p. 157
1.	I COMPITI ISTITUZIONALI E L'ATTIVITA' INTERNAZIONALE	p. 159
1.1	I compiti istituzionali	p. 159
1.2	L'attività internazionale	p. 161
2.	I RISULTATI ECONOMICI	p. 163
C.	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	p. 167
D.	APPENDICE STATISTICA	p. 177
	ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI	p. 251
	GLOSSARIO	p. 253
	BIBLIOGRAFIA	p. 262

INDICE DEI BOX

BOX 1	L'industria delle fonti rinnovabili	p. 28
BOX 2	Evoluzione e struttura dei prezzi dell'elettricità al consumo	p. 42
BOX 3	Modello di mercato <i>pay as bid</i> e modello a <i>marginal price</i>	p. 50
BOX 4	La correlazione del Pun con il costo dei combustibili	p. 61
BOX 5	I picchi di prezzo in Sicilia	p. 70
BOX 6	Il market coupling	p. 89
BOX 7	Il sistema di garanzia del mercato elettrico	p. 102

INDICE DELLE TABELLE

A. I MERCATI DELL'ENERGIA	p. 3	
1. I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA	p. 5	
Tab. 1.1	Tasso di crescita del PIL	p. 6
Tab. 1.2	Domanda mondiale di energia primaria nello scenario di riferimento (Mtep)	p. 13
Tab. 1.3	Bilancio del gas naturale nelle regioni OCSE (Miliardi di metri cubi)	p. 21
Tab. 1.4	Europa OCSE: Importazioni lorde di Gas Naturale (Milioni di metri cubi)	p. 22
2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO	p. 31	
Tab. 2.1	Domanda di energia in fonti primarie nel 2007 e 2008 (dati in Mtep)	p. 34
Tab. 2.2	Bilancio dell'energia elettrica nel 2007 e nel 2008 (dati in GWh)	p. 37
3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA	p. 45	
Tab. 3.1	La partecipazione al mercato	p. 46
Tab. 3.2	Volumi scambiati su IPEX (TWh)	p. 47
Tab. 3.3	Composizione della domanda su MGP (TWh)	p. 48
Tab. 3.4	Composizione dell'offerta su MGP (TWh)	p. 48
Tab. 3.5	Pun medio annuale per gruppi di ore (€/MWh)	p. 55
Tab. 3.6	Volatilità annuale del Pun	p. 56
Tab. 3.7	Costo dei combustibili e tassi cambio medi annuali	p. 58
Tab. 3.8	Variazioni del Pun e delle componenti di costo (€/MWh)	p. 59
Tab. 3.9	Prezzi dei contratti baseload quotati su Idex	p. 60
Tab. 3.10	Prezzi zonal medi annui (€/MWh)	p. 64
Tab. 3.11	Prezzi zonal medi 2008 per gruppi di ore (€/MWh)	p. 64
Tab. 3.12	Volatilità annuali dei prezzi zonal (€/MWh)	p. 65
Tab. 3.13	Volatilità dei prezzi zonal 2008 per gruppi di ore (€/MWh)	p. 65
Tab. 3.14	Percentuale di fissazione del prezzo per zona per anno (IZM)	p. 67
Tab. 3.15	Differenze tra prezzi zonal	p. 69
Tab. 3.16	Prezzi europei annuali sul mercato del giorno prima (€/MWh)	p. 72
Tab. 3.17	Prezzi europei 2008 sul mercato del giorno prima per gruppi di ore (€/MWh)	p. 73
Tab. 3.18	Percentuale di ore in cui Pun è stato minore dei prezzi esteri	p. 73
Tab. 3.19	Volatilità dei prezzi dell'energia sulle principali borse europee (€/MWh)	p. 74
Tab. 3.20	Volumi acquistati annui sul MGP (MWh)	p. 79
Tab. 3.21	Elasticità della domanda	p. 79
Tab. 3.22	Volumi offerti annui sul MGP (MWh)	p. 80
Tab. 3.23	Volumi venduti annui sul MGP (MWh)	p. 80

Tab. 3.24 Volumi non venduti annui sul MGP (MWh)	p. 81
Tab. 3.25 Volumi venduti a prezzo zero	p. 81
Tab. 3.26 Performance delle diverse tecnologie per zona e anno	p. 85
Tab. 3.27 Gestione dei transiti	p. 88
Tab. 3.28 Quote di mercato annuali relative alle vendite su MGP	p. 96
Tab. 3.29 CR3 relativo ai diversi mercati	p. 101
Tab. 3.30 Prezzo di acquisto	p. 105
Tab. 3.31 Prezzi zonal: sintesi annuale	p. 106
Tab. 3.32 Volumi acquistati e venduti	p. 107
Tab. 3.33 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire	p. 108
Tab. 3.34 Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere	p. 110
Tab. 3.35 Volumi scambiati su MSD ex post a salire	p. 112
Tab. 3.36 Volumi scambiati su MSD ex post a scendere	p. 112
Tab. 3.37 Transazioni registrate e posizione netta	p. 114
Tab. 3.38 Programmi registrati in immissione e in prelievo	p. 114
Tab. 3.39 Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto	p. 115
Tab. 3.40 Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna	p. 115
Tab. 3.41 Contratti registrati per profilo: % per tipologia conti movimentati	p. 116
Tab. 3.42 Volumi scambiati su PAB	p. 117
4. I MERCATI A TERMINE ELETTRICI	p. 119
Tab. 4.1 Mercati a termine elettrici europei e prodotti negoziati	p. 119
Tab. 4.2 Partecipazione a MTE	p. 121
Tab. 4.3 Volumi di scambio su MTE per tipologia contrattuale	p. 121
Tab. 4.4 Margini iniziali durante il periodo di negoziazione	p. 123
Tab. 4.5 Margini di liquidazione	p. 123
Tab. 4.6 Volumi di contrattazione su IDEX (dati in MWh)	p. 124
Tab. 4.7 Prezzi di regolamento del contratto annuale 2009 su IDEX, EEX e Powernext (dati in €/MWh)	p. 124
Tab. 4.8 Prezzi di regolamento del contratto annuale 2010 su IDEX, EEX e Powernext (dati in €/MWh)	p. 125
Tab. 4.9 Prezzi dei contratti bilaterali e valore dell'indice ITEC negli ultimi tre anni (dati in €/MWh)	p. 126
Tab. 4.10 Volumi nei principali mercati europei dei derivati elettrici (dati in TWh)	p. 128
5. I MERCATI DEL GAS	p. 130
Tab. 5.1 Prezzi medi annuali rilevati presso i principali <i>hub</i> europei (€/MWh)	p. 140
Tab. 5.2 Correlazioni dei prezzi giornalieri presso i principali <i>hub</i> europei (2008)	p. 141
Tab. 5.3 Correlazione tra i prezzi giornalieri del gas e dell'elettricità in alcuni paesi europei	p. 144
6. I MERCATI AMBIENTALI	p. 145
Tab. 6.1 CV scambiati sul mercato nel 2008	p. 148
Tab. 6.2 Concentrazione degli operatori lato domanda e lato offerta – Anni 2007 e 2008	p. 148
Tab. 6.3 Obiettivi di risparmio assegnati ai distributori di energia elettrica e gas (espressi in tonnellate equivalenti di petrolio – tep)	p. 150
Tab. 6.4 Statistiche del mercato dei TEE (anno 2008)	p. 151
Tab. 6.5 Scambi bilaterali di TEE (aprile-dicembre 2008)	p. 153
Tab. 6.6 Piano di assegnazione nazionale italiano 2008-2012	p. 154
Tab. 6.7 Distribuzione per attività delle assegnazioni medie annue	p. 155

B. LE ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ	p. 157
2. I RISULTATI ECONOMICI	p. 163
Tab. 1 Indicatori di bilancio del GME (anni 2007-2008)	p. 163
Tab. 2 Indicatori economici del GME (anni 2007-2008)	p. 163
Tab. 3 Struttura dei costi e loro incidenza sui ricavi (anni 2007-2008)	p. 164
Tab. 4 Composizione del personale	p. 164

INDICE DELLE FIGURE

A. I MERCATI DELL'ENERGIA	p. 3
1. I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA	p. 5
Fig. 1.1 Contributo alla crescita mondiale per area geografica	p. 5
Fig. 1.2 Consumi mondiali di fonti fossili (Numeri indice 1990=100)	p. 8
Fig. 1.3 Consumi di energia primaria nei paesi OCSE e non OCSE (Mtep)	p. 9
Fig. 1.4 Consumi finali di energia per settore nei paesi OCSE (2006)	p. 10
Fig. 1.5 Consumi finali di energia per settore nei paesi non OCSE (2006)	p. 10
Fig. 1.6 Consumi finali per <i>commodities</i> energetiche (2006)	p. 11
Fig. 1.7 Produzione di energia elettrica per tipo di combustibile (TWh)	p. 11
Fig. 1.8 Prezzo medio mensile dei principali greggi (\$/bbl)	p. 14
Fig. 1.9 Variazione della domanda di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)	p. 15
Fig. 1.10 Variazione dell'offerta di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)	p. 16
Fig. 1.11 Prezzo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo (\$/t)	p. 18
Fig. 1.12 Margini di raffinazione trimestrali mediterraneo (\$/t)	p. 18
Fig. 1.13 Prezzi mensili medi all'ingrosso negli Stati Uniti e in Europa (\$/MMBtu)	p. 20
Fig. 1.14 Consumo mondiale di carbone per area geografica (2007)	p. 23
Fig. 1.15 Prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t)	p. 23
Fig. 1.16 Prezzi dei noli: Panamax (60.000/70.000 t) (\$/t)	p. 24
Fig. 1.17 Prezzi delle fonti energetiche per uso industriale e produzione termoelettrica nel Sud Europa (\$/tep)	p. 24
2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO	p. 31
Fig. 2.1 La dipendenza energetica nazionale per fonte e totale	p. 31
Fig. 2.2 Andamento degli impieghi delle fonti primarie	p. 32
Fig. 2.3 Consumi di energia per settori di uso finale (Mtep)	p. 33
Fig. 2.4 Emissioni di CO ₂ del settore energetico (Milioni di tonnellate)	p. 33
Fig. 2.5 Fattura energetica (Miliardi di euro)	p. 35
Fig. 2.6 Intensità energetica finale del PIL di alcuni Paesi dell'UE (tep/Milioni di euro a parità di potere d'acquisto)	p. 35
Fig. 2.7 Variazione della richiesta di energia elettrica su base mensile rispetto all'anno precedente	p. 36
Fig. 2.8 Variazione del fabbisogno di potenza alla punta su base mensile rispetto all'anno precedente	p. 36
3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA	p. 45
Fig. 3.1 Composizione della liquidità di MGP (TWh)	p. 49
Fig. 3.2 Volumi scambiati sulle principali borse europee (TWh)	p. 49
Fig. 3.3 Pun medio mensile (€/MWh)	p. 56

Fig. 3.4	Pun medio mensile per gruppi di ore (€/MWh)	p. 57
Fig. 3.5	Rapporto tra Pun mensile e Pun medio annuo	p. 57
Fig. 3.6	Andamento del Brent	p. 58
Fig. 3.7	"spark spread" medio mensile (€/MWh)	p. 59
Fig. 3.8	Evoluzione dei prezzi dei contratti baseload quotati su Idex	p. 60
Fig. 3.9	Andamento mensile dei prezzi zonal per gruppi di ore (€/MWh)	p. 66
Fig. 3.10	Andamento mensile dei prezzi europei per gruppi di ore (€/MWh)	p. 75
Fig. 3.11	Andamento mensile del differenziale di prezzo estero per gruppi di ore (€/MWh)	p. 76
Fig. 3.12	Nuova potenza installata per tecnologia (MVA)	p. 77
Fig. 3.13	Nuova potenza installata per macrozona (MVA)	p. 78
Fig. 3.14	Volumi medi mensili macrozonal (MWh)	p. 82
Fig. 3.15	Vendite per tecnologia e fonte (TWh e %)	p. 83
Fig. 3.16	Vendite per tecnologia e fonte e macrozona (TWh e %)	p. 84
Fig. 3.17	Performance dei cicli combinati nel 2008	p. 85
Fig. 3.18	Performance dei cicli combinati per anno	p. 86
Fig. 3.19	Numero medio di zone di mercato	p. 86
Fig. 3.20	Frequenza di non separazione	p. 87
Fig. 3.21	Configurazioni di mercato più frequenti	p. 87
Fig. 3.22	Rendita da congestione nazionale annuale per zone (milioni di €)	p. 88
Fig. 3.23	HHI annuali relativi alle vendite su MGP	p. 96
Fig. 3.24	HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite su MGP	p. 96
Fig. 3.25	Percentuale di ore con HHI relativo alle vendite su MGP < 1800	p. 97
Fig. 3.26	Frequenza con cui almeno un operatore è stato necessario (IORh)	p. 97
Fig. 3.27	Quota di vendite in assenza di concorrenza (IORq)	p. 97
Fig. 3.28	Quota di vendite in assenza di concorrenza per gruppo di ore (IORq)	p. 98
Fig. 3.29	Indice di operatore marginale, distinguendo la zona da cui viene fissato il prezzo (IOM)	p. 98
Fig. 3.30	Indice di operatore marginale dell'operatore "A" (IOM)	p. 98
Fig. 3.31	Indice di operatore marginale dell'operatore "A" per gruppi di ore (IOM)	p. 99
Fig. 3.32	Indice di operatore marginale per mese (IOM)	p. 99
Fig. 3.33	Indice di tecnologia marginale (ITM)	p. 99
Fig. 3.34	Indice di tecnologia marginale del ciclo combinato per gruppo di ora (ITM)	p. 100
Fig. 3.35	HHI annuali relativi agli acquisti su MGP	p. 100
Fig. 3.36	Percentuale di ore con HHI relativo agli acquisti su MGP < 1800	p. 100
Fig. 3.37	Prezzo di acquisto: evoluzione annuale	p. 105
Fig. 3.38	Prezzi zonal	p. 106
Fig. 3.39	Volumi scambiati su MA	p. 107
Fig. 3.40	Vendite e acquisti per tipologia di impianto	p. 107
Fig. 3.41	Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto: media oraria	p. 108
Fig. 3.42	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire	p. 109
Fig. 3.43	Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo	p. 109
Fig. 3.44	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere	p. 110
Fig. 3.45	Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo	p. 110
Fig. 3.46	Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto	p. 111
Fig. 3.47	Saldo vendite/acquisti su MSD ex ante per tipologia di impianto	p. 111
Fig. 3.48	Volumi scambiati su MSD ex post a salire	p. 112
Fig. 3.49	Volumi scambiati su MSD ex post a scendere	p. 113
Fig. 3.50	Vendite nazionali per tipologia di impianto a valle del MSD ex post	p. 113
Fig. 3.51	Contratti registrati, pozione netta e programmi fisici: media oraria	p. 115

Fig. 3.52	Contratti registrati per profilo: andamento orario	p. 116
Fig. 3.53	Contratti registrati per data di stipula e durata	p. 117
Fig. 3.54	Volumi scambiati su PAB	p. 118
4.	I MERCATI A TERMINE ELETTRICI	p. 119
Fig. 4.1	Volumi scambiati su MTE per data	p. 121
Fig. 4.2	Curva <i>forward</i> IDEX (quotazioni del 22 dicembre 2008)	p. 124
Fig. 4.3	Curva <i>forward</i> IDEX (quotazioni del 13 febbraio 2009)	p. 125
Fig. 4.4	Rapporto tra i volumi del mercato a termine e a pronti nei principali mercati elettrici europei	p. 128
Fig. 4.5	Orizzonte temporale massimo coperto dai contratti negoziati sui mercati a termine europei	p. 129
5.	I MERCATI DEL GAS	p. 130
Fig. 5.1	Volumi e transazioni registrate presso il PSV	p. 137
Fig. 5.2	Indice di liquidità mensile presso il PSV	p. 137
Fig. 5.3	Volumi di negoziazione presso i principali <i>hub</i> europei del gas	p. 138
Fig. 5.4	<i>Churn ratio</i> presso i principali <i>hub</i> europei	p. 139
Fig. 5.5	Evoluzione dei prezzi presso i principali <i>hub</i> europei	p. 140
Fig. 5.6	Evoluzione della base sui mercati tedeschi dell'elettricità e del gas	p. 142
Fig. 5.7	Evoluzione della base sui mercati olandesi dell'elettricità e del gas	p. 143
Fig. 5.8	Correlazione tra i prezzi (media mobile a 255 giorni) di gas ed elettricità in alcuni paesi europei	p. 144
6.	I MERCATI AMBIENTALI	p. 145
Fig. 6.1	Prezzo medio ponderato dei CV al netto dell'IVA – (anno 2008)	p. 146
Fig. 6.2	Prezzi dei TEE sul mercato organizzato (anno 2008)	p. 151
Fig. 6.3	Scambi sul mercato organizzato e bilaterali di TEE (anno 2008)	p. 152
Fig. 6.4	Scambi sul mercato organizzato e bilaterali di TEE al netto degli scambi infragruppo (anno 2008)	p. 153
Fig. 6.5	Distribuzione dei prezzi degli scambi bilaterali di TEE (aprile-dicembre 2008)	p. 153

INDICE DELLE TABELLE – APPENDICE STATISTICA

Tab. 1	MGP – Prezzo di acquisto	p. 180
Tab. 2	MGP – Prezzo di vendita per zona geografica	p. 180
Tab. 3	MGP – Prezzo di vendita: % ore con prezzo diverso dalla zona di riferimento	p. 181
Tab. 4	MGP – Prezzo di vendita: differenza media tra le zone	p. 181
Tab. 5	MGP – Fissazione del prezzo in % del totale volumi venduti	p. 187
Tab. 6	MGP – Macrozona price maker/taker in % del totale volumi venduti	p. 187
Tab. 7	MGP – Acquisti	p. 188
Tab. 8	MGP – Acquisti sulle zone estere	p. 188
Tab. 9	MGP – Offerte di acquisto con indicazione di prezzo: % sul totale	p. 189
Tab. 10	MGP – Offerte di vendita	p. 193
Tab. 11	MGP – Offerte di vendita a prezzo zero	p. 193
Tab. 12	MGP – Vendite	p. 194
Tab. 13	MGP – Vendite sulle zone estere	p. 195
Tab. 14	MGP – Vendite per tipologia di impianto – Totale nazionale	p. 198
Tab. 15	MGP – Vendite per tipologia di impianto – MzNord	p. 199
Tab. 16	MGP – Vendite per tipologia di impianto – MzSud	p. 200
Tab. 17	MGP – Vendite per tipologia di impianto – MzSicilia	p. 201
Tab. 18	MGP – Vendite per tipologia di impianto – MzSardegna	p. 202

Tab. 19 MGP - Volumi non venduti	p. 204
Tab. 20 MGP - Domanda di energia elettrica	p. 210
Tab. 21 MGP - Offerta di energia elettrica	p. 211
Tab. 22 MGP - Offerte integrative	p. 211
Tab. 23 MGP - Numero di zone di mercato	p. 215
Tab. 24 MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	p. 215
Tab. 25 MGP - Limite medio di transito	p. 216
Tab. 26 MGP - Direzione dei flussi di transito	p. 216
Tab. 27 MGP - Utilizzo medio dei transiti	p. 217
Tab. 28 MGP - Percentuale di saturazione dei transiti	p. 217
Tab. 29 MGP - Percentuale di inibizione dei transiti	p. 218
Tab. 30 MGP - Quote di mercato	p. 226
Tab. 31 MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI)	p. 226
Tab. 32 MGP - Indice di fissazione del prezzo (IOM)	p. 227
Tab. 33 MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM)	p. 228
Tab. 34 MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale	p. 229
Tab. 35 MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale	p. 229
Tab. 36 MGP - Confronto del prezzo tra le principali borse europee	p. 234
Tab. 37 MGP - Percentuale di volumi scambiati con differenziale di prezzo favorevole	p. 234
Tab. 38 MA - Prezzo di acquisto	p. 237
Tab. 39 MA - Prezzo per zona geografica	p. 237
Tab. 40 MA - Volumi	p. 238
Tab. 41 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire	p. 241
Tab. 42 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere	p. 241
Tab. 43 MSD ex post - Volumi scambiati a salire	p. 245
Tab. 44 MSD ex post - Volumi scambiati a scendere	p. 245
Tab. 45 PCE - Contratti registrati per profilo e posizione netta	p. 247
Tab. 46 PCE - Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto	p. 247
Tab. 47 PCE - Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna	p. 247
Tab. 48 PCE - Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna	p. 248
Tab. 49 PCE - Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati	p. 248
Tab. 50 PCE - Transazioni registrate per tipologia di conto	p. 248
Tab. 51 PAB - Volumi scambiati	p. 250
Tab. 52 PAB - Volumi scambiati per macrozona	p. 250

INDICE DELLE FIGURE - APPENDICE STATISTICA

Fig. 1 MGP - Prezzo di acquisto: anni 2005-2008	p. 181
Fig. 2 MGP - Prezzo di acquisto per gruppi di ore	p. 182
Fig. 3 MGP - Prezzo di acquisto: media e volatilità	p. 182
Fig. 4 MGP - Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera	p. 182
Fig. 5 MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)	p. 183
Fig. 6 MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)	p. 183
Fig. 7 MGP - Prezzo di acquisto: curva di durata	p. 183
Fig. 8 MGP - Prezzo di vendita	p. 184
Fig. 9 MGP - Prezzo di vendita: curve di durata	p. 184
Fig. 10 MGP - Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera	p. 185
Fig. 11 MGP - Prezzo di vendita: curve medie orarie	p. 186

Fig. 12	MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo sulle zone estere	p. 189
Fig. 13	MGP - Acquisti: curve medie orarie	p. 189
Fig. 14	MGP - Acquisti per macrozona: curve medie orarie	p. 190
Fig. 15	MGP - Acquisti sulle zone estere	p. 191
Fig. 16	MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera	p. 191
Fig. 17	MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera: andamento orario	p. 192
Fig. 18	MGP - Offerte di vendita a prezzo zero	p. 194
Fig. 19	MGP - Vendite sulle zone estere: media oraria	p. 195
Fig. 20	MGP - Vendite sulle zone estere per frontiera	p. 195
Fig. 21	MGP - Vendite sulle zone estere per macrozona: andamento orario	p. 196
Fig. 22	MGP - Saldo vendite/acquisti sulle zone estere: media oraria	p. 197
Fig. 23	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Totale nazionale	p. 198
Fig. 24	MGP - Vendite per tipologia di impianto: media oraria - Totale nazionale	p. 198
Fig. 25	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - MzNord	p. 199
Fig. 26	MGP - Vendite per tipologia di impianto: media oraria - MzNord	p. 199
Fig. 27	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - MzSud	p. 200
Fig. 28	MGP - Vendite per tipologia di impianto: media oraria - MzSud	p. 200
Fig. 29	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - MzSicilia	p. 201
Fig. 30	MGP - Vendite per tipologia di impianto: media oraria - MzSicilia	p. 201
Fig. 31	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - MzSardegna	p. 202
Fig. 32	MGP - Vendite per tipologia di impianto: media oraria - MzSardegna	p. 202
Fig. 33	MGP - Vendite per tipologia di impianto	p. 203
Fig. 34	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo	p. 204
Fig. 35	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo	p. 204
Fig. 36	MGP - Offerte nelle macrozone: curve medie orarie giorno lavorativo	p. 205
Fig. 37	MGP - Offerte nelle macrozone: curve medie orarie giorno festivo	p. 206
Fig. 38	MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno lavorativo	p. 207
Fig. 39	MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno festivo	p. 208
Fig. 40	MGP - Liquidità	p. 209
Fig. 41	MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera	p. 209
Fig. 42	MGP - Liquidità: evoluzione strutturale	p. 209
Fig. 43	MGP - Acquisti: struttura della borsa	p. 210
Fig. 44	MGP - Vendite: struttura della borsa	p. 211
Fig. 45	MGP - Offerte integrative	p. 212
Fig. 46	MGP - Volumi scambiati: media oraria	p. 213
Fig. 47	MGP - Acquisti bilaterali: media oraria	p. 213
Fig. 48	MGP - Vendite bilaterali: media oraria	p. 213
Fig. 49	MGP - Sbilanciamento a programma: media oraria	p. 214
Fig. 50	MGP - Valore delle transazioni	p. 214
Fig. 51	MGP - Configurazioni di mercato più frequenti	p. 219
Fig. 52	MGP - Numero medio di zone di mercato	p. 220
Fig. 53	MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera	p. 220
Fig. 54	MGP - Rendita da congestione	p. 221
Fig. 55	MGP - Rendita da congestione per transito	p. 221
Fig. 56	MGP - Rendita unitaria da congestione per transito	p. 221
Fig. 57	MGP - Transiti: minimo, massimo ed effettivo	p. 222
Fig. 58	MGP - HHI sulle vendite	p. 230
Fig. 59	MGP - HHI: curve medie orarie	p. 230

Fig. 60 MGP - HHI: curve di durata	p. 231
Fig. 61 MGP - IOM dell'operatore A	p. 232
Fig. 62 MGP - IOR: curve di durata	p. 232
Fig. 63 MGP - IORh	p. 233
Fig. 64 MGP - IORq	p. 233
Fig. 65 MGP - ITM	p. 233
Fig. 66 MGP - Prezzi medi sulle principali borse europee	p. 235
Fig. 67 MGP - Confronto del prezzo tra le principali borse europee	p. 235
Fig. 68 MGP - Differenziale di prezzo con l'estero	p. 236
Fig. 69 MA - Prezzo di acquisto	p. 238
Fig. 70 MA - Prezzo zonale	p. 239
Fig. 71 MA - Volumi scambiati: media oraria	p. 239
Fig. 72 MA - Valore delle transazioni	p. 239
Fig. 73 MA - Vendite ed acquisti per tipologia di impianto	p. 240
Fig. 74 MA - Volumi macrozonal per tipologia di impianto: media oraria	p. 240
Fig. 75 MA - Saldo vendite ed acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria	p. 240
Fig. 76 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: media oraria	p. 242
Fig. 77 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: media oraria	p. 242
Fig. 78 MSD ex ante - Volumi scambiati per tipologia di impianto	p. 242
Fig. 79 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto	p. 243
Fig. 80 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto	p. 243
Fig. 81 MSD ex ante - Volumi macrozonal per tipologia di impianto: media oraria	p. 244
Fig. 82 MSD ex ante - Saldo volumi a salire ed a scendere per tipologia di impianto: media oraria	p. 244
Fig. 83 MSD ex post - Volumi scambiati a salire: media oraria	p. 246
Fig. 84 MSD ex post - Volumi scambiati a scendere: media oraria	p. 246
Fig. 85 PCE - Contratti registrati per profilo: andamento orario	p. 249
Fig. 86 PCE - Contratti registrati e posizione netta: media oraria	p. 249
Fig. 87 PCE - Contratti registrati per data di stipula e durata	p. 249
Fig. 88 PAB - Volumi scambiati: media oraria	p. 250





I MERCATI DELL'ENERGIA

1.	I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA	p.	5
2.	IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO	p.	31
3.	LE CONTRATTAZIONI DI BORSA	p.	45
4.	I MERCATI A TERMINE ELETTRICI	p.	119
5.	I MERCATI DEL GAS	p.	130
6.	I MERCATI AMBIENTALI	p.	145

1. I MERCATI MONDIALI DELL'ENERGIA

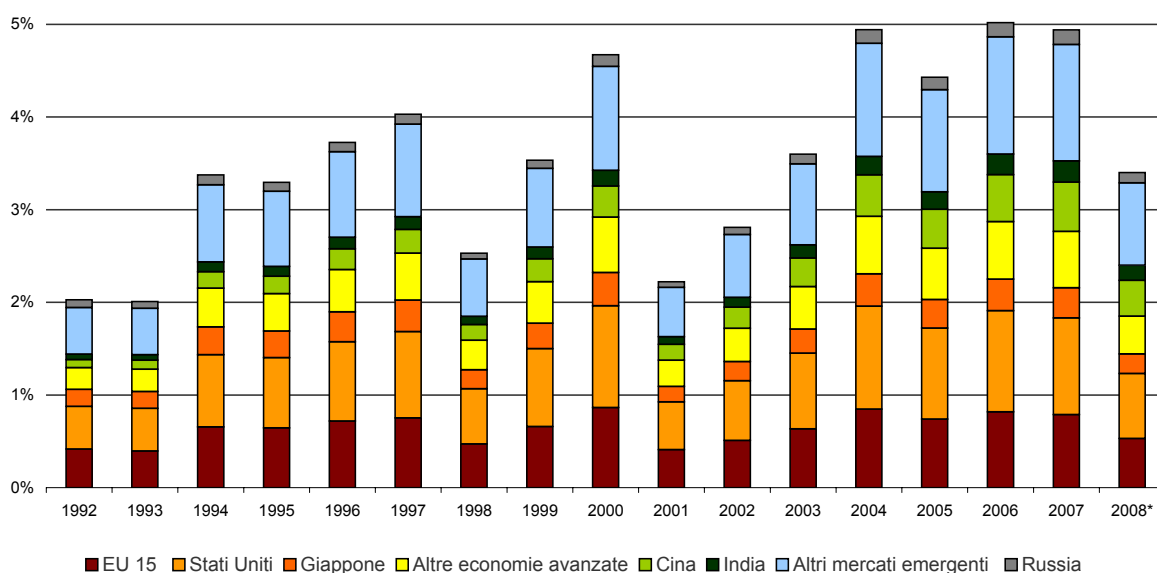
1.1 L'economia mondiale

Il quadriennio 2004-2007 è stato caratterizzato da una eccezionale espansione economica, che è stata sostenuta dalla crescente integrazione delle economie emergenti e in via di sviluppo con quelle dei paesi industrializzati. Sono stati osservati tassi di crescita medi annui vicini al 5%, valori che non si verificavano dai primi anni '70, cui i paesi emergenti e in via di sviluppo hanno contribuito per ben i tre quinti.

Nel 2008 si è invece assistito a un deterioramento della congiuntura economica a livello globale, che si è accentuato negli ultimi mesi dell'anno, quando molte economie cosiddette avanzate (Stati Uniti, Giappone ed Europa) sono entrate in una fase di recessione.

Contributo alla crescita mondiale per area geografica

Fig. 1.1



(*) Stima del FMI, gennaio 2009

Fonte: elaborazioni GME su dati FMI, World Economic Outlook, ottobre 2008

L'origine del fenomeno può essere individuata nella crisi finanziaria che, scoppiata nell'agosto del 2007 a seguito del collasso del mercato americano dei mutui sub-prime, è divenuta sempre più intensa fino a riesplodere in tutta la sua gravità nel settembre dell'anno scorso, estendendosi anche agli altri principali paesi mondiali e coinvolgendo pesantemente, oltre al sistema creditizio, l'economia reale.

Non sempre le crisi finanziarie sono seguite da periodi di recessione o rallentamenti dell'attività economica, anche se, come risulta da diverse analisi macroeconomiche, quando lo *stress* finanziario coinvolge pesantemente il sistema bancario, come nell'episodio in esame, crescono le probabilità che si abbiano ripercussioni negative, severe e prolungate anche in altri settori.

Con il fallimento della banca d'affari Lehman Brothers avvenuto nel settembre 2008 si sono ampiamente diffusi timori

circa l'effettivo grado di solvibilità di altri grandi operatori finanziari americani ed europei. I mercati internazionali sono così stati scossi da una profonda crisi di fiducia, che ha drasticamente ridotto la liquidità dei mercati interbancari e quindi l'offerta di credito all'interno del sistema bancario. A ciò si è aggiunto il crollo delle quotazioni sui mercati azionari a livello planetario, che ha coinvolto, seppur con diversa intensità, tutti i principali settori ed è stato accompagnato da una estrema volatilità dei prezzi, la quale, a sua volta, ha ulteriormente alimentato le incertezze degli operatori sull'evoluzione a breve-medio termine della congiuntura economica. Di conseguenza la crisi si è poi trasmessa all'economia reale, facendo entrare in recessione tutti i principali paesi industrializzati. Infatti il calo della ricchezza netta delle famiglie, la riduzione degli investimenti delle società non finanziarie causata dall'inasprimento delle condizioni di accesso al credito e, infine, il perpetuarsi della crisi del mercato immobiliare hanno contribuito a deprimere le attività produttive e i consumi. Sebbene i governi e le banche centrali abbiano reagito in modo coordinato a livello internazionale, implementando politiche indirizzate ad arginare le cause dello stress finanziario e a sostenere la domanda, attraverso un rafforzamento della capitalizzazione del sistema bancario e della capacità di raccolta di fondi sul mercato, si stima che l'attività economica, a livello mondiale, abbia subito una marcata decelerazione nell'ultimo trimestre del 2008. Una ulteriore contrazione del prodotto si avrà verosimilmente anche nei primi mesi dell'anno in corso, investendo numerosi settori e con ricadute negative anche sulle economie emergenti, che in un primo momento sembrava non fossero coinvolte dai tumultuosi avvenimenti verificatisi nei mercati finanziari¹.

A livello mondiale si stima che il 2008 si sia chiuso con un tasso di crescita del PIL del 3,4% (contro il 5,2% del 2007) pur se con dinamiche differenziate a livello di macro aree. Il più importante impulso alla crescita è da attribuire, come avviene ormai da qualche anno, all'attività economica dei paesi emergenti, quali Cina (+9%), India (+7,3%) e Russia (+6,2%), e dei paesi esportatori di petrolio e gas del Medio Oriente (+6,1%). Per quest'ultimi si è registrato solo un modesto rallentamento nel terzo trimestre legato al fatto che il calo della domanda delle economie avanzate e i limiti crescenti dell'offerta nel settore petrolifero sono stati parzialmente compensati da una domanda domestica robusta e da una crescente attività nei settori non petroliferi (quali: edilizia, commercio al dettaglio, trasporto e servizi finanziari).

La crescita di questi paesi ha controbilanciato quella più moderata degli Stati Uniti (+1,1%), dell'area euro (+1%) e quella negativa del Giappone (-0,3%), il quale ha subito gli effetti del protrarsi della flessione degli investimenti e dei consumi, da parte del settore privato e industriale, nonché della caduta della domanda estera, in particolar modo da parte degli Stati Uniti e dell'Europa.

In relazione ai tassi di sviluppo del commercio mondiale, gli indicatori mostrano come questi stiano a loro volta rapidamente decelerando, passando, in termini di volumi, dal +7,2% del 2007 al +4,1% del 2008, mentre le stime per il 2009 presentano un segno negativo. L'attività è risultata più sostenuta nei paesi esportatori di beni energetici e materie prime i quali, nella prima parte dell'anno, hanno beneficiato di prezzi molto elevati. Di contro, i paesi che hanno maggiori legami commerciali con gli Stati Uniti e l'Europa hanno subito un marcato rallentamento.

Tab. 1.1

Tasso di crescita del PIL

	2006	2007	2008 (*)	2009 (*)
Mondo	5,0	5,2	3,4	0,5
USA	2,9	2,0	1,1	-1,6
EU 15	2,8	2,6	1,0	-2,0
Giappone	2,4	2,4	-0,3	-2,6
Paesi emergenti	7,8	8,3	6,3	3,3
di cui Cina	11,1	13,0	9,0	6,7
Russia	6,4	8,1	6,2	-0,7
India	9,7	9,3	7,3	5,1
Commercio mondiale (volume)	9,2	7,2	4,1	-2,8

(*) Stime del Fondo Monetario Internazionale.

Fonte: FMI, World Economic Outlook, gennaio 2009

¹ IL RALLENTAMENTO DELLA CRESCITA ECONOMICA DEI PAESI EMERGENTI DERIVA DA DIVERSI FATTORI, QUALI: IL DEFLUSSO DI CAPITALI ESTERI, LE DIFFICOLTÀ DI ACCESSO AL CREDITO INTERNAZIONALE E L'INDEBOLIMENTO DELLA DOMANDA ESTERA.

Negli ultimi mesi le previsioni di crescita per il 2009 sono state significativamente riviste al ribasso dai principali centri di ricerca internazionali, inclusi il Fondo monetario internazionale (FMI) e, per quel che concerne l'area euro, dalla Commissione europea. Secondo il FMI², il PIL mondiale nel 2009 crescerà solo dello 0,5%, che risulterebbe il valore più basso mai registrato dopo la seconda Guerra Mondiale. Infatti, nonostante le importanti misure fiscali e monetarie attivate dai principali governi e banche centrali del mondo, le condizioni dei mercati finanziari sembrano destinate a rimanere piuttosto critiche e a continuare a produrre effetti negativi sull'economia reale. Inoltre, si è notevolmente ridimensionata la speranza che i paesi emergenti possano, da soli, fare da traino all'economia mondiale, dal momento che si prevede un dimezzamento della loro crescita, dal 6,3% del 2008 al 3,3% del 2009, a causa di una domanda estera stimata in netta diminuzione e condizioni di finanziamento più difficili.

D'altra parte, bisogna anche considerare i potenziali impatti dei piani anti-crisi attivati dai governi, dal momento che potrebbero portare a un aggravio dei conti pubblici e del disavanzo commerciale, facendo riapparire lo spauracchio dei cosiddetti "deficit gemelli", che secondo diverse teorie economiche sono forieri di recessione e inflazione.

In particolare, negli Stati Uniti, il pacchetto di stimoli approvato, pur fornendo un indispensabile supporto al sistema economico, ha aggravato pesantemente il deficit federale che alla fine del 2009 dovrebbe raggiungere il 12,3% del PIL, rappresentando di gran lunga il livello più alto tra i Paesi del G7. A ciò si aggiunga l'impatto potenziale delle nuove misure inserite nel budget 2010, che oltre a stabilizzare i settori finanziario e immobiliare puntano ad allargare la copertura dell'assistenza sanitaria e a promuovere le fonti energetiche alternative.

Anche per i paesi dell'area euro, in relazione sia a fattori ciclici che alle politiche di sostegno dell'economia adottate, è prevista una forte espansione del deficit complessivo, che dovrebbe passare dall'1,75% del PIL nel 2008 a circa il 4% nell'anno in corso. Di conseguenza in molti Stati membri (tra cui Francia, Grecia, Irlanda, Italia e Portogallo) verrà superata la soglia obiettivo del 3% del PIL fissata dagli accordi di Maastricht e la situazione, viste le aspettative non positive sull'evoluzione del ciclo economico, sembra destinata a peggiorare ulteriormente nel corso del 2010.

E' importante sottolineare anche un aspetto potenzialmente positivo emerso da questa crisi mondiale, ossia l'accelerazione nel percorso di una ristrutturazione energetica centrata sullo sviluppo di nuove risorse rinnovabili. Diversi governi hanno infatti puntato sulle politiche per lo sviluppo delle energie pulite, che svolgono un ruolo cruciale nei pacchetti di stimolo adottati per contrastare la crisi economica e il pericolo di deflazione. L'obiettivo di questa "Green Economy" è proprio quello di sostenere un nuovo ciclo tecnologico innovativo, per il 2009 e il 2010, capace di creare nuovi posti di lavoro e tale da alimentarsi da sé anche negli anni successivi, quando il costo di alcune tecnologie chiave avrà raggiunto il punto di pareggio con quello delle fonti fossili.

L'attuale governo americano è uno dei principali sostenitori di una sorta di *Green New Deal*, in linea con quanto proposto a ottobre dall'Agenzia delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP)³. Infatti il pacchetto di misure di sostegno dell'economia si basa su cinque elementi principali, quali: stimoli fiscali, completa revisione del sistema dei mutui, ricapitalizzazione delle banche, politiche energetiche innovative e riforma del sistema finanziario internazionale. In questo pacchetto anti-crisi da 819 miliardi di dollari, sono inclusi sei capitoli riguardanti l'energia e le rinnovabili, di questi⁴, il più importante verte sugli investimenti nella modernizzazione della rete elettrica americana, cui vengono destinati 32 miliardi di dollari, mentre 11 miliardi sono riservati alla ricerca e sviluppo sulle cosiddette smart grids (le reti elettriche intelligenti).

Analogamente la Commissione europea il 26 novembre del 2008 ha presentato un programma definito "*European Economic Recovery Plan*"⁵, contenente un pacchetto di misure di vasta portata, da attivare sia a livello comunitario che di singoli Stati membri, al fine di restituire piena fiducia al sistema finanziario e mitigare i potenziali impatti della crisi in corso sull'economia reale. Il piano si propone di sostenere settori strategici che possano consentire all'Europa di uscire rafforzata dalla crisi e per questa ragione esso pone particolare enfasi su investimenti basati sull'innovazione e l'economia verde. I due principi chiave sono, da un lato, l'immissione di massicce dosi di liquidità nel sistema, al fine di sostenere la domanda e stimolare la fiducia, e, dall'altro, l'adozione di misure e politiche concrete dirette a rinforzare in

2 AGGIORNAMENTO DEL WORLD ENERGY OUTLOOK PUBBLICATO A GENNAIO 2009. IN QUESTA EDIZIONE, IL FMI HA EFFETTUATO UN DRISTICO TAGLIO ALLE SUE STIME DI OTTOBRE QUANDO PREVEDEVA UNA CRESCITA DEL 3%.

3 IL NUOVO PROGRAMMA DELL'UNEP VUOLE LANCIARE UN NUOVO MODELLO DI NEW DEAL PER USCIRE DALLA CRISI MONDIALE SEGUENDO L'ESEMPIO DELLA STRATEGIA USATA DA ROOSEVELT PER RISOLLEVARE GLI STATI UNITI DALLA RECESSIONE DEL 1929. L'OBIETTIVO È QUELLO DI SVILUPPARE UNA ECONOMIA VERDE "SPOSTANDO E RI-CENTRANDO L'ECONOMIA VERSO INVESTIMENTI IN TECNOLOGIE PULITE E RISORSE NATURALI, COME LE FORESTE E I SUOLI".

4 TRA LE ALTRE MISURE SI POSSONO CITARE: 8 MILIARDI DI DOLLARI DA DESTINARE A PRESTITI GARANTITI SU IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI E PROGETTI SU NUOVE LINEE ELETTRICHE; 350 MILIONI PER LA RICERCA SULL'USO DI RINNOVABILI IN AMBITO MILITARE; 2 MILIARDI PER L'EFFICIENZA ENERGETICA; 4 MILIARDI PER LA FORMAZIONE DI ESPERTI IN EFFICIENZA ENERGETICA PER IL SETTORE RESIDENZIALE E PER IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI.

5 LO EUROPEAN ECONOMIC RECOVERY PLAN È STATO APPROVATO DAL CONSIGLIO D'EUROPA DELL'11-12 DICEMBRE 2008.

maniera stabile la competitività dell'Europa. Nel biennio 2009-2010 vengono previsti investimenti e incentivi fiscali per importi nell'ordine di circa 200 miliardi di euro (l'1,5% del PIL europeo), privilegiando quelli che vengono definiti investimenti "intelligenti", che mirano cioè a sviluppare quelle conoscenze che saranno indispensabili a soddisfare i bisogni del futuro, creando nuovi posti di lavoro e accelerando la transizione verso una economia basata sulle nuove tecnologie a basse emissioni⁶.

1.2 Evoluzione del settore energetico a livello mondiale

Nel 2007 la domanda di beni energetici ha continuato a essere sostenuta, registrando, secondo le stime della *British Petroleum* (BP) un aumento tendenziale del 2,4%, che segue quello del 2,7% verificatosi l'anno prima. Ciò è avvenuto in un contesto di crescita dell'economia globale che è risultata sostanzialmente in linea con quella sperimentata l'anno precedente. La decelerazione manifestatasi nel secondo semestre nei maggiori sistemi industriali ha, infatti, trovato compensazione nella buona evoluzione che ha continuato a contrassegnare le aree emergenti, sospinte, da un lato, dai tassi di sviluppo persistentemente elevati dei paesi asiatici (in primo luogo la Cina) e, dall'altro, dalla dinamica molto positiva delle economie produttrici di materie prime (Russia, paesi OPEC e latino-americani).

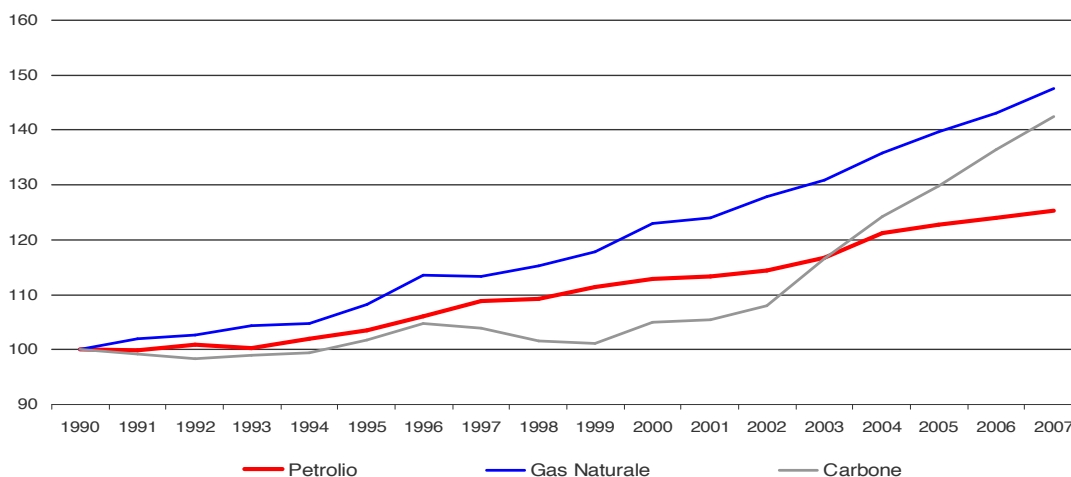
Tra le fonti fossili, che nel complesso soddisfano l'88% del consumo complessivo di fonti primarie, il carbone mostra, per il quinto anno consecutivo, la crescita più sostenuta (+4,5%), guidata dagli alti tassi di sviluppo e dal forte aumento della domanda elettrica in Cina e India, paesi che congiuntamente coprono circa il 50% del consumo globale. Al carbone è attribuibile oltre la metà (53%) dell'incremento dei consumi di energia a livello mondiale.

Il gas naturale nel 2007 ha, invece, registrato una dinamica più contenuta, sia in termini assoluti (+79,4 Mtep) che percentuali (+3,1%), seguito dal petrolio (+1,1%). Ciò nonostante il petrolio si conferma la fonte d'energia più utilizzata, con una quota pari al 36%, seguito dal carbone (29%) e dal gas naturale (24%).

Circa metà della crescita registrata dal consumo di gas naturale è attribuibile agli Stati Uniti, a causa di un inverno particolarmente freddo e della forte domanda proveniente dal settore termoelettrico. A fronte di ciò la produzione domestica americana è aumentata del 4,3%, ossia di circa 23 miliardi di metri cubi, che costituiscono la più forte crescita registrata sin dal 1984. Seguono, in termini assoluti, il Qatar (8 miliardi di metri cubi, +17,9%) e la Cina (7 miliardi di metri cubi, +18,4%). In Europa, invece, sia il consumo, a causa di un mite clima invernale (-1,6%), che la produzione, hanno registrato un calo (-6,4%). In particolare, si osserva che il Regno Unito ha avuto, per il secondo anno consecutivo, una decisa contrazione della produzione (-9,5%), continuando così la sua trasformazione da paese esportatore ad importatore, con un tasso di dipendenza dall'estero ormai superiore al 10%.

Fig. 1.2

Consumi mondiali di fonti fossili (Numeri indice 1990=100)



Fonte: BP, Review of World Energy, 2008

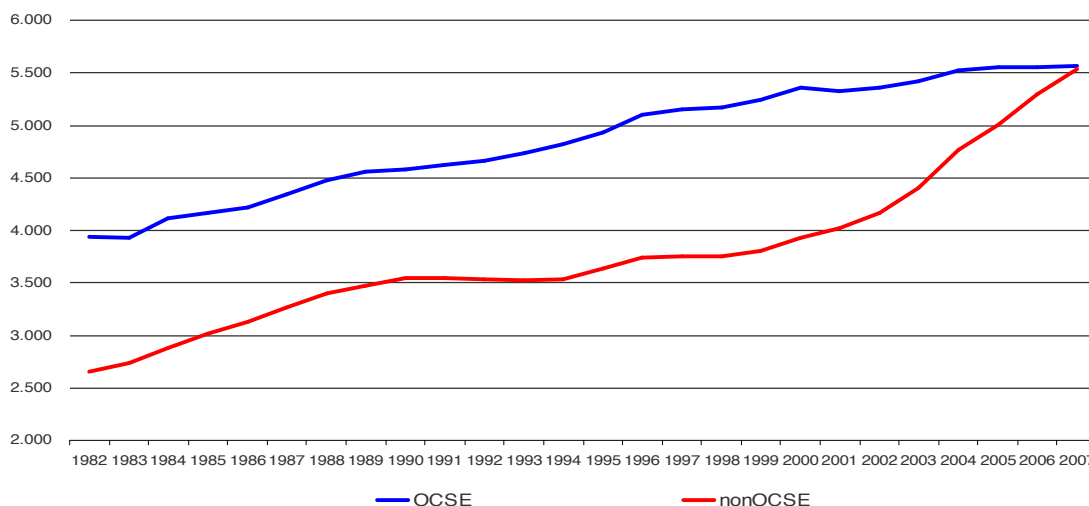
⁶ NEL PIANO VENGONO CONSIDERATI PRIORITARI GLI INVESTIMENTI IN: EFFICIENZA ENERGETICA, AL FINE DI CREARE POSTI DI LAVORO RISPARMIANDO, NELLO STESSO TEMPO, ENERGIA; TECNOLOGIE PULITE PER AIUTARE SETTORI, COME QUELLO AUTOMOBILISTICO E DELLE COSTRUZIONI, AD ADATTARSI ALLE NORMATIVE IN MATERIA DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI; INFRASTRUTTURE E INTERCONNESSIONI. A QUEST'ULTIMO PROPOSITO SI POSSONO CITARE I 5 MILIARDI DI EURO RIMASTI INUTILIZZATI NEL BILANCIO UE, DESTINATI A NUOVI INVESTIMENTI IN INFRASTRUTTURE ENERGETICHE E INFORMATICHE (INTERNET A BANDA LARGA).

Per quanto riguarda il petrolio, nonostante il forte incremento dei prezzi registrato durante l'anno, dai 50 \$/bbl di gennaio ai 96 \$/bbl⁷ di fine dicembre (a livello medio l'aumento è stato pari all'11% rispetto all'anno precedente), i consumi hanno avuto un andamento positivo (+1,1%), anche se in maniera non omogenea in tutte le aree. In particolare, il consumo dei paesi OCSE si è ridotto per il secondo anno consecutivo (-0,9%), mentre è risultato ancora in crescita quello dei paesi emergenti e in via di sviluppo. La produzione invece ha registrato il primo declino dal 2002 (-0,2%), a causa dei tagli della produzione Opec, non compensati dal maggior contributo proveniente dai paesi esterni al cartello.

Le dinamiche dei consumi primari mostrano un forte spostamento di questi verso i paesi non OCSE, legato al forte incremento dell'attività economica in tali aree geografiche, ma anche indice di una efficienza ancora bassa, sia a livello di produzione che di consumi finali di energia. Di fatto, nel 2007, la domanda energetica nei paesi non OCSE ha raggiunto, per la prima volta, quella dei paesi OCSE, anche se occorre rilevare che dietro questo incremento vi sono dei meccanismi di sussidio che spesso si manifestano attraverso controlli sui prezzi all'ingrosso o al dettaglio, che vengono mantenuti al di sotto del reale livello di mercato⁸. Nel 2007, secondo una stima effettuata dall'International Energy Agency (IEA), i sussidi erogati per sostenere il consumo energetico in 20 paesi non OCSE, che rappresentano oltre l'80% della domanda d'energia primaria totale di tale area, sarebbero stati pari a circa 310 miliardi di dollari, di cui 150 miliardi avrebbero riguardato i soli prodotti petroliferi.

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

Fig. 1.3



Fonte: BP, Review of World Energy, 2008

1.2.1 Consumi finali di energia

I consumi finali di energia sono aumentati del 29% tra il 1990 e il 2006, sostenuti in primo luogo dal forte impulso dato dai settori dei trasporti e civile. A livello mondiale, nel 2006, i trasporti hanno rappresentato il comparto che globalmente consuma di più, con una quota pari al 28%, seguito dall'industria e dal residenziale.

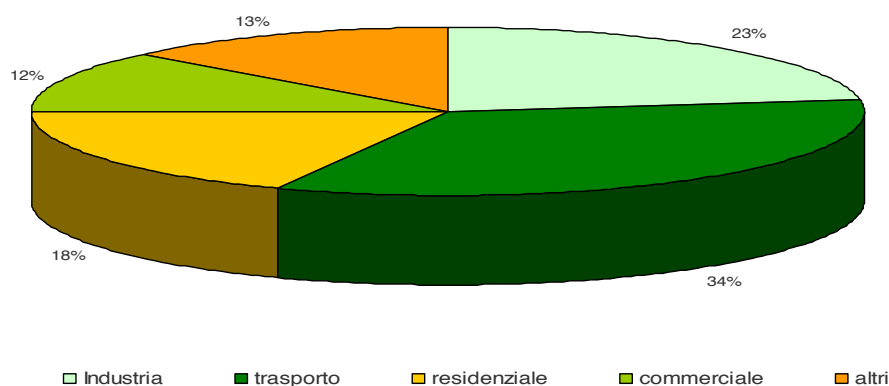
Nel periodo considerato le dinamiche negli usi finali variano significativamente tra paesi e regioni, con una crescita più sostenuta nelle aree non-OCSE (34%) che in quelle OCSE (22%). In quest'ultimo caso l'incremento è maggiormente legato al consumo per il settore dei trasporti, che nel 2006 ha coperto il 34% del consumo energetico complessivo, seguito dall'industria che, pur mostrando un aumento piuttosto contenuto (+5%) continua ad avere un peso sostanziale (23%).

⁷ Si fa riferimento alle quotazioni del WTI, il petrolio di riferimento del mercato americano.

⁸ In alcuni dei paesi non OCSE sono previsti, peraltro, interventi finanziari diretti (sowvenzioni, rimborso o detrazioni di tasse) e interventi indiretti (fornitura gratuita di infrastrutture e servizi).

Fig. 1.4

Consumi finali di energia per settore nei paesi OCSE (2006)

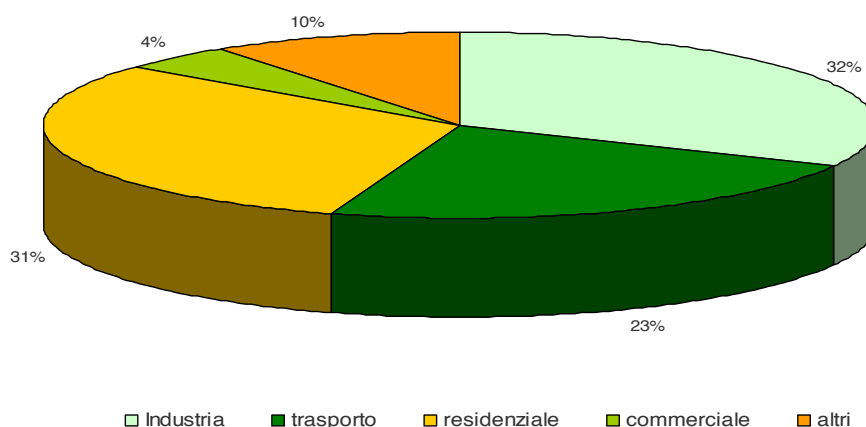


Fonte: IEA, Statistics by country

Molto diverso si presenta il quadro nei paesi non OCSE, in cui l'industria e il residenziale hanno una peso preponderante negli usi finali (pari rispettivamente al 32% e al 31%). Di contro, benché i trasporti abbiano mostrato un forte tasso di crescita (+55%), il settore ricopre una quota ancora contenuta (23%).

Fig. 1.5

Consumi finali di energia per settore nei paesi non OCSE (2006)

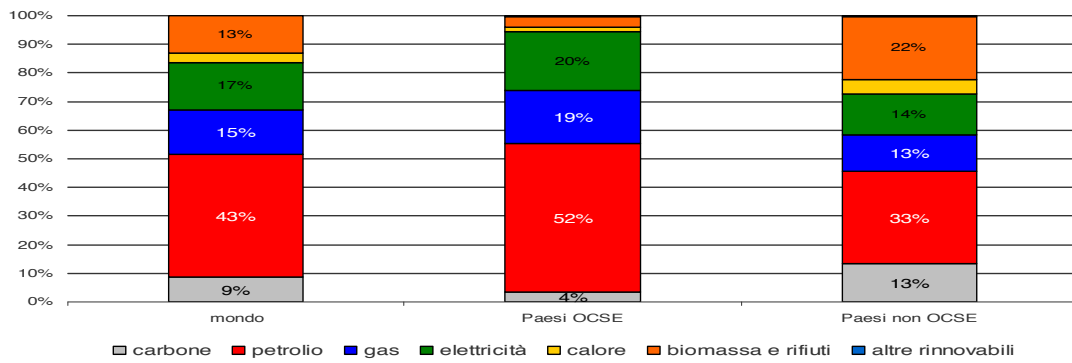


Fonte: IEA, Statistics by country

Tra le economie emergenti, la Cina è il paese che ha mostrato la maggior crescita (81%), dovuta all'elevato sviluppo registrato dall'attività economica. Tra il 1990 e il 2006, la domanda d'energia cinese è più che raddoppiata nel settore industriale, triplicando in quello dei trasporti e dei servizi. Di contro, i consumi energetici della Russia, che pure ha registrato buone *performance* economiche, si sono ridotti in tutti i settori dell'economia se confrontati coi dati del 1990, portando complessivamente a un decremento del 32%; questo è il risultato dell'importante ristrutturazione economica che è stata attuata negli anni '90. In particolare, la maggior diminuzione si è verificata prima del 1998, mentre in seguito l'uso finale di energia si è mantenuto su livelli alquanto stabili.

Consumi finali per commodities energetiche (2006)

Fig. 1.6



Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2008

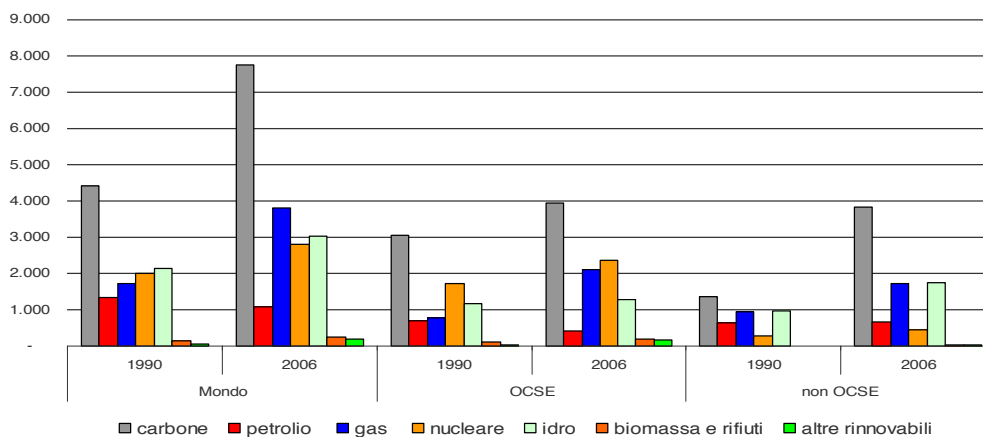
1.2.2 Produzione di energia elettrica

Dall'analisi della produzione di energia elettrica emerge come questa dipenda in misura prevalente dal consumo di combustibili fossili. Tale utilizzo nel 2006 ha rappresentato il 35% (a fronte del 31% nel 1990), dei consumi primari di energia a livello mondiale, risultando responsabile del 41% delle emissioni di CO₂ totali relative al settore energetico.

Con riferimento al mix produttivo di energia elettrica a livello globale, il 67% è costituito da combustibili fossili, il 15% dal nucleare, il 16% dall'idroelettrico e il rimanente dalle altre fonti rinnovabili. La quota della generazione termoelettrica alimentata da gas naturale, negli ultimi anni, ha subito un rapido incremento in molti paesi e nel 2006 ha raggiunto il 20% del totale, contro un livello pari al 15% nel 1990. Tale tendenza è stata più marcata nell'area OCSE, essendo il peso del gas raddoppiato (dal 10% al 20%), mentre nei paesi non OCSE, nello stesso periodo, tale quota è scesa dal 23% al 20%. Gli Stati Uniti e la Russia hanno, in termini assoluti, la più importante produzione di elettricità da gas naturale e da soli rappresentano il 35% di quella mondiale; altri paesi che evidenziano una significativa quota di questo combustibile sono Giappone, Italia e Regno Unito. La massiccia introduzione di impianti con turbine a ciclo combinato alimentate a gas naturale (CCGT), che possono vantare un'efficienza pari fino al 60%, nei paesi OCSE ha rappresentato il *driver* principale sottostante al sempre maggiore utilizzo del gas naturale nella generazione elettrica e al miglioramento dell'efficienza media del parco produttivo (con un incremento di otto punti percentuali rispetto al livello del 1990)⁹.

Produzione di energia elettrica per tipo di combustibile (TWh)

Fig. 1.7



Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2008

Ciò nonostante il carbone rimane il principale combustibile fossile utilizzato nella produzione di elettricità, con una quota pari al 38% nei paesi OCSE (in discesa del 2% rispetto al 1990) e del 45% in quelli non OCSE. In termini assoluti,

⁹ Tali dati sono riportati in uno studio svolto dallo IEA (2008), ENERGY EFFICIENCY INDICATORS FOR PUBLIC ELECTRICITY PRODUCTION FROM FOSSIL FUELS, COME SUPPORTO TECNICO E POLITICO PER IL G8 E SI RIFERISCONO AL 2005.

Stati Uniti e Cina rappresentano i maggiori produttori (rispettivamente 2.128 TWh e 2.328 TWh), coprendo il 57% della produzione mondiale da questo combustibile. Tra il 1990 e il 2006, l'efficienza media¹⁰ di questi impianti è cresciuta, seppur di poco, nella maggior parte dei paesi (circa mezzo punto percentuale in quelli OCSE e due punti percentuali in quelli non OCSE).

In relazione alle altre fonti utilizzate nella generazione elettrica, da una analisi per macro aree emerge come nei paesi OCSE la quota di produzione da fonti fossili scenda, rispetto alla media mondiale, al 62%, mentre il nucleare conta per il 23%; nei paesi non OCSE invece, i combustibili fossili soddisfano la domanda elettrica per il 73%, mentre il nucleare conta solo per il 5%. I diversi mix di combustibili utilizzati e il livello di efficienza raggiunto dagli impianti di generazione elettrica incide, chiaramente, anche sulla quota delle emissioni di CO₂ complessivamente attribuibili a questo settore, che nel caso dei paesi OCSE è pari al 36% mentre in quelli non OCSE sale fino al 46%.

Nonostante il forte tasso di crescita, le fonti rinnovabili, in senso stretto, costituiscono solo una piccola parte del quadro energetico mondiale. In particolare, geotermia, eolico e fotovoltaico soddisfano la richiesta di energia elettrica solo per l'1%. A dispetto di ciò, queste fonti stanno rivestendo un ruolo sempre più strategico in alcuni paesi, contribuendo in modo significativo alla crescita della capacità di generazione. Si possono citare come esempi significativi la Danimarca, dove la generazione eolica copre circa il 20% dei consumi, la Spagna con il 10% e la Germania con il 7%. Con riferimento alla fonte geotermica, questa soddisfa circa un quarto della domanda in Salvador e un quinto nelle Filippine, Kenia e Islanda.

1.2.3 Scenari di lungo periodo per la domanda energetica mondiale

Secondo le stime dello IEA¹¹, la domanda energetica appare destinata a crescere in tutte le regioni del mondo, pur se a tassi differenti, con un incremento del 45% tra il 2006 e il 2030, che rappresenta un tasso medio annuo del 1,6%, più basso di quello registrato tra il 1980 e il 2006 (pari all'1,9%)¹². L'intensità energetica¹³ è prevista diminuire dell'1,7% all'anno, come risultato di una maggiore accelerazione nel processo di transizione verso una economia basata sul terziario nei maggiori paesi non OCSE ed un più rapido incremento dell'efficienza nel settore elettrico e negli usi finali nei paesi OCSE. Il petrolio rimarrebbe il combustibile più utilizzato (con una quota decrescente sulla domanda di energia mondiale, dal 34% al 30%), anche se la richiesta di carbone è quella che appare destinata a sperimentare il maggior incremento sia in termini assoluti che relativi, vedendo salire la propria quota dal 26% al 29%. La domanda di gas naturale è prevista crescere del 52% nell'orizzonte temporale considerato (+1,8% medio annuo), guidata dalla richiesta del settore elettrico, anche se si rileva un minore sviluppo di questa fonte rispetto a quello registrato nel periodo 1980-2006 (+2,6% medio annuo).

Tra il 2006 e il 2030 i paesi non OCSE contribuirebbero per circa l'87% all'incremento del consumo energetico mondiale, sospinto da una costante crescita economica, con una forte espansione industriale e da un elevato tasso di urbanizzazione. In particolare, Cina e India sarebbero responsabili per oltre la metà della domanda incrementale di energia, mentre il Medio Oriente emergerebbe come un nuovo e importante centro di consumo, sostenuto da una rapida crescita economica e dal mantenimento dei sussidi ai prodotti petroliferi.

¹⁰ L'EFFICIENZA DI UN IMPIANTO ALIMENTATO A CARBONE DIPENDE DA UNA SERIE DI FATTORI CHE INCLUDONO IL TIPO DI TECNOLOGIA IMPIEGATA, IL TIPO E LA QUALITÀ DEL CARBONE UTILIZZATO E LE CONDIZIONI OPERATIVE. LA BASSA EFFICIENZA MEDIA CHE SI HA IN INDIA È ALMENO PARZIALMENTE SPIEGATA DALL'AMPIO USO DI IMPIANTI SUBCRITICAL, CHE BRUCIANO CARBONE CON UN ALTO CONTENUTO DI PULVISCOLO. DI CONTRO, LA DANIMARCA POSSIEDE ALCUNI TRA GLI IMPIANTI PIÙ EFFICIENTI AL MONDO, INCLUSI QUELLI DI NUOVA GENERAZIONE SUPERCRITICAL CHE SONO STATI INTRODOTTI NEI PRIMI ANNI '90.

¹¹ IEA (2008), WORLD ENERGY OUTLOOK (WEO).

¹² LA DOMANDA DI ENERGIA CRESCE A UN TASSO PIÙ LENTO RISPETTO ALLE PREVISIONI ELABORATE L'ANNO PRECEDENTE (WEO, 2007), PRINCIPALMENTE A CAUSA DI UN RALLENTAMENTO DELL'ECONOMIA MONDIALE, DI ALTI PREZZI DELLE FONTI ENERGETICHE E DELLE NUOVE INIZIATIVE POLITICHE A SALVAGUARDIA DELL'AMBIENTE.

¹³ L'INTENSITÀ ENERGETICA È PARI ALLA DOMANDA DI ENERGIA PRIMARIA PER UNITÀ DI PIL PRODOTTO.

Domanda mondiale di energia primaria nello scenario di riferimento¹⁴ (Mtep)

Tab. 1.2

	1990	2006	2015	2020	2030	2006-2030
Petrolio	3.218	4.029	4.525	4.744	5.109	1,0%
Gas Naturale	1.673	2.407	2.903	3.130	3.670	1,8%
Carbone	2.219	3.053	4.023	4.374	4.908	2,0%
Biomasse e rifiuti	902	1.186	1.375	1.465	1.662	1,4%
Nucleare	525	728	817	842	901	0,9%
Altre rinnovabili	36	66	158	215	350	7,2%
Idroelettrica	185	261	321	353	414	1,9%
Totale	8.757	11.730	14.121	15.123	17.014	1,6%

Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2008

La domanda mondiale di energia elettrica è aumentata del 24% tra il 2000 e il 2006, di cui i tre quarti attribuibili ai paesi non OCSE; ciò corrisponde ad un tasso medio annuo del 3,6%. Tale *trend* dovrebbe proseguire anche nel periodo tra il 2006 e il 2015, pur se a un tasso lievemente più contenuto (+3,2%), che dovrebbe stabilizzarsi intorno al 2% nel 2030, come conseguenza dello *shift* nella struttura economica dei paesi non OCSE, dall'industria pesante verso comparti meno *energy-intensive* e con un peso progressivamente crescente del terziario, cui si accompagnerebbe una maggiore efficienza. Gli alti prezzi delle fonti fossili ipotizzati in questo scenario, che inevitabilmente conducono ad un più alto costo dell'elettricità, produrrebbero un effetto depressivo sulla domanda elettrica, parzialmente compensato da una maggior concorrenza negli utilizzi finali, rispetto all'uso diretto dei combustibili fossili per il riscaldamento residenziale. Nel periodo considerato, il carbone rimarrebbe il principale combustibile utilizzato nella generazione elettrica mondiale; ciò a causa della forte crescita dei paesi non OCSE che attualmente non hanno implementato politiche di riduzione delle emissioni di CO₂, mentre il gas naturale ridurrebbe leggermente la propria quota, come risultato di un livello dei prezzi piuttosto alto. La crescita maggiore (+7,2% medio annuo) sarebbe registrata dalle nuove fonti rinnovabili¹⁵, che in pochi anni potrebbero divenire la seconda fonte di elettricità in ordine di importanza, superando il gas naturale. La diminuzione dei costi per le tecnologie rinnovabili più mature, in un contesto, quale quello stimato in questo scenario, di alti prezzi dei combustibili fossili e di forti politiche di sostegno, fornirebbe una opportunità per l'industria delle rinnovabili di rimanere competitiva anche facendo a meno dei sussidi e investendo maggiormente nelle tecnologie emergenti più innovative.

Questo scenario di riferimento implicherebbe però una crescita prolungata delle emissioni di CO₂ e degli altri gas serra (+ 45%) con la duplicazione del loro livello di concentrazione nell'atmosfera entro la fine del secolo. Ciò genererebbe un aumento della temperatura media di circa 6° C, attribuibile quasi esclusivamente (per il 97%) ai paesi non OCSE.

Le previsioni contenute nello scenario di riferimento fanno emergere due questioni principali: la necessità di avere un sistema sicuro, nonché affidabile, che produca energia elettrica a buon prezzo e che ciò avvenga in un contesto di basse emissioni, alta efficienza e sostenibilità ambientale.

Per combattere il cambiamento climatico dopo il 2012, quando termineranno gli obblighi sottoscritti col Protocollo di Kyoto sarà necessario quindi trovare un nuovo accordo e sviluppare un piano coordinato che comprenda una particolare combinazione di sistemi *cap-and-trade*, accordi settoriali (nei settori del trasporto e dell'industria), oltre a politiche di incentivazione delle tecnologie a minore impatto ambientale, sia a livello internazionale che domestico.

¹⁴ AL FINE DI ANALIZZARE I FUTURI SVILUPPI ENERGETICI, L'INTERNATIONAL ENERGY AGENCY ADOTTA UN APPROCCIO MEDIANTE SCENARI. LO SCENARIO DI RIFERIMENTO RAPPRESENTA LO SCENARIO BUSINESS-AS-USUAL OSSIA IL TREND PREVISTO NEL CASO IN CUI NON VENGANO IMPLEMENTATI NUOVI INTERVENTI DI POLITICA ENERGETICA DA PARTE DEI GOVERNI, OLTRE A QUELLI GIÀ IN ATTO. LO SCOPO DI QUESTO SCENARIO È FORNIRE UNA VISIONE DI BASE DI COME I MERCATI ENERGETICI MONDIALI È PROBABILE CHE EVOLVERANNO SE I GOVERNI NON VANNO AD INCIDERE SULLE DINAMICHE DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA. CIÒ CONSENTE DI CONSIDERARE L'IMPATTO DELLE POLITICHE ALTERNATIVE ADOTTATE AL FINE DI AVERE UNO SVILUPPO MONDIALE AMBIENTALMENTE ED ECONOMICAMENTE PIÙ SICURO E SOSTENIBILE.

¹⁵ CON IL TERMINE NUOVE FONTI RINNOVABILI SI INTENDONO LE FONTI NON IDRO, ESCLUSA LA BIOMASSA, QUALI: EOLICA, SOLARE, GEOTERMICA, ONDE E MAREE.

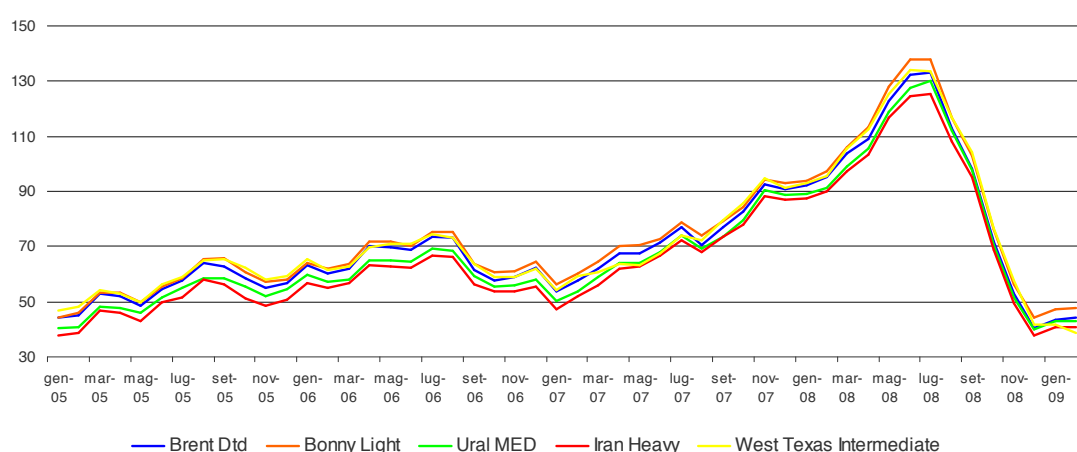
1.3 Il mercato del petrolio

Le quotazioni dei principali greggi di riferimento negli ultimi anni sono state caratterizzate da un *trend* di lungo periodo fortemente rialzista. Il prezzo del Brent dated, che a gennaio 2004 si attestava a circa 30 \$/bbl, ha raggiunto quota 80 \$/bbl nell'agosto 2006. Dopo una fase di assestamento durata circa un anno è ripresa, in maniera ancor più accentuata, la tendenza rialzista, la quale in pochi mesi ha fatto registrare una lunga serie di record che hanno portato le quotazioni ad infrangere la soglia psicologica dei 100 \$/bbl a fine febbraio 2008 e quella dei 130 \$/bbl a fine maggio, raggiungendo il massimo a 144 \$/bbl¹⁶ il 3 luglio. Da quel momento è avvenuta una profonda correzione che ha riportato i prezzi a 33 \$/bbl, valore toccato il 24 dicembre 2008.

Lo scorso anno ha così fatto registrare una quotazione media del Brent di 97 \$/bbl (+38% su base annua). A temperare questi andamenti per l'area euro è intervenuto il cambio euro/dollaro, estremamente favorevole nella prima parte dell'anno, cosa che ha consentito di contenere il prezzo massimo toccato dal Brent a 90 €/bbl, mentre l'apprezzamento del dollaro nell'ultima parte dell'anno ha avuto l'effetto opposto, e cioè di frenare l'entità della discesa.

Fig. 1.8

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



Fonte: elaborazioni GME su dati Platts

La recente evoluzione del quadro economico porta naturalmente a fare dei confronti con un altro periodo storico in cui ad alti prezzi del petrolio si contrappose una brusca frenata dell'economia. Si tratta degli anni '70 che furono segnati da due *shock* petroliferi. Un fattore comune ad entrambi i periodi è il contesto di forte crescita economica con una domanda di petrolio in forte aumento, dal momento che, da un lato, questa *commodity* svolge un ruolo chiave nell'attività economica e, dall'altro, la sua richiesta è strettamente legata ad una maggior capacità di spesa. Un secondo elemento è che in entrambi i casi si è partiti con scorte e *spare capacity*¹⁷ a livelli molto bassi, risultato di una carenza di investimenti, in quasi tutte le fasi della filiera, e quindi da una situazione di problematico adeguamento dell'offerta a una rapida e prolungata crescita della domanda¹⁸. Di contro si evidenzia come, essendo oggi l'economia mondiale meno *oil intensive* e in presenza di un maggior reddito pro-capite in rapporto al PIL reale, l'incidenza dei prezzi del petrolio sulla congiuntura economica si è ridotta e l'attuale fase di recessione sembra dovuta maggiormente, come visto in precedenza, a cause di origine finanziaria.

Tornando all'evoluzione dei prezzi del petrolio nell'ultimo anno, non esiste una spiegazione univoca che possa giustificarla, ma le motivazioni sottostanti si basano su un combinato disposto di elementi economici, strutturali, geopolitici e finanziari. Dal punto di vista dei fondamentali si deve considerare una accelerazione della domanda di petrolio da parte,

¹⁶ IL PRECEDENTE RECORD ERA STATO REGISTRATO NEL 1980 NEL CORSO DEL SECONDO SHOCK PETROLIFERO PROVOCATO DAI PAESI OPEC E CORRISPONDEVA AD UN PREZZO, CORRETTO PER L'INFLAZIONE, DI CIRCA 102,5 \$/BBL.

¹⁷ PER SPARE CAPACITY SI INTENDE LA CAPACITÀ PRODUTTIVA ADDIZIONALE.

¹⁸ PER DEFINIRE QUESTA ESPLOSIONE DEI PREZZI DEL PETROLIO SI È INTRODotta LA NOZIONE DI "SUPERCYCLE" NEI PREZZI DELLE COMMODITIES, VOLENDO INTENDERE UN LUNGO PERIODO DI INCREMENTO DEI PREZZI CHE INDICANO LA NECESSITÀ DI COSTRUIRE NUOVA CAPACITÀ. SECONDO UNA RECENTE ANALISI DI CUDDINGTON AND JERRETT (2008) IL RITARDO (INTERVALLO) NEL RISPONDERE CON UNA ADEGUATA OFFERTA (QUESTO VALE ANCHE PER LA DOMANDA) A INASPETTATI CAMBIAMENTI DI PREZZO PUÒ CONDURRE A PROLUNGATE CICLICITÀ NELL'ANDAMENTO DEI PREZZI, LA CUI LUNGHEZZA E AMPIEZZA DIPENDE DALLA DIFFERENZA TRA IL VALORE CHE L'ELASTICITÀ ASSUME NEL LUNGO E NEL BREVE TERMINE, OLTRE AD ESSERE STRETTAMENTE CONNESSO ALLA MAGNITUDINE DEL PRIMO CAMBIAMENTO INASPETTATO CHE SI VERIFICA.

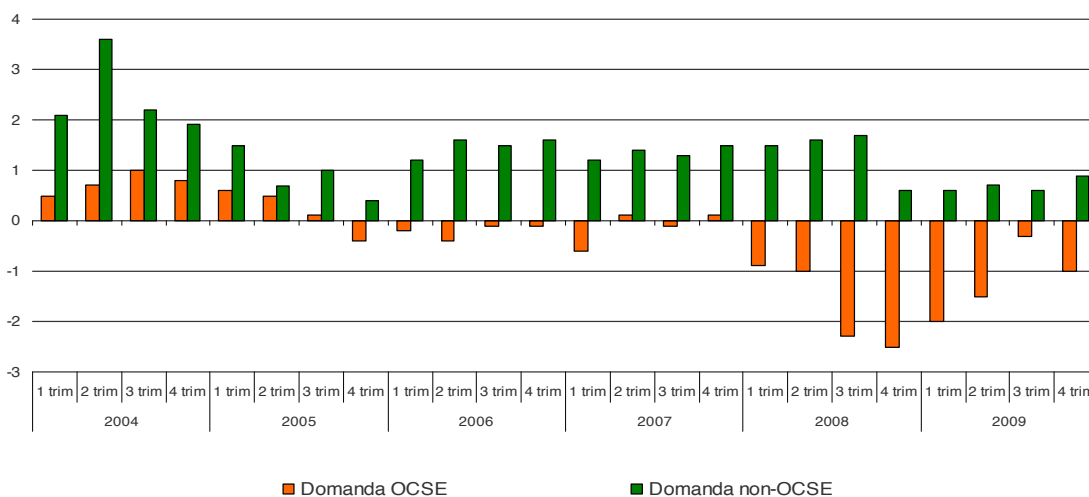
principalmente dei paesi emergenti, rafforzata da una loro relativa alta intensità energetica¹⁹ nel settore industriale e da prezzi dell'energia in molti casi sussidiati. In particolare, dal 2000 a oggi, a livello mondiale, si è assistito a un incremento pari a 9,5 milioni di barili/giorno, che deriva da una contrazione per 300 mila barili/giorno nei paesi OCSE e da un aumento di 9,8 milioni di barili/giorno nei paesi non OCSE. Dall'altro lato, l'offerta, che, dal 2004, avrebbe dovuto beneficiare dell'esistenza di prezzi a livelli storicamente elevati, ha invece stentato ad adeguarsi, continuando a mostrare evidenti colli di bottiglia, sia a monte che a valle della filiera produttiva, derivanti dalla mancanza di investimenti e dal naturale declino di diversi giacimenti produttivi in varie aree non OPEC²⁰.

Tutto ciò ha comportato una contrazione della *spare capacity* mondiale, la quale nei primi mesi del 2008, era pari ad appena il 3% della domanda mondiale, che corrispondono approssimativamente a 3 milioni di barili/giorno; di cui 0,7 milioni localizzati in zone ad alto rischio, come il Venezuela, l'Iraq e la Nigeria²¹. Di fatto, un sistema caratterizzato da un insufficiente margine di riserva sul lato dell'offerta è soggetto a frequenti shock di prezzo, volti a riportare in equilibrio domanda e offerta. Lo scenario appena descritto è poi repentinamente mutato per effetto della crisi finanziaria internazionale che nel corso del 2008 ha cominciato ad avere un impatto sempre più evidente sull'attività economica, con bruschi cali degli indici della produzione industriale, crisi di liquidità e di fiducia che hanno determinato un abbattimento della domanda. La caduta della domanda è stata più evidente nei paesi OCSE, dove i prezzi sono generalmente risultati più alti. Anche i consumi del settore trasporti sono notevolmente diminuiti in alcuni paesi²², inclusi gli Stati Uniti, dove si è iniziato a utilizzare meno le automobili e a preferire quelle di cilindrata più piccola. Di contro, la domanda proveniente dai paesi non OCSE ha continuato a crescere in modo costante, a causa principalmente del maggior reddito pro-capite, rispetto al passato, e del fatto che i prezzi non sono aumentati eccessivamente, grazie ai sussidi.

Di fatto, a livello annuale, secondo le stime dello IEA la domanda mondiale di petrolio nel 2008 si è contratta, per la prima volta dal 1983, di 0,2 milioni di barili al giorno (-0,2%), in seguito, in primo luogo, alla riduzione verificatasi negli Stati Uniti, che nei mesi di settembre e ottobre, è stata pari, su base tendenziale, all'8,5% circa; un calo di dimensioni tali non si osservava dalla crisi del lontano 1981. Ciò ha determinato una condizione di *oversupply* che, almeno in parte, ha contribuito al rafforzamento della tendenza ribassista che ha caratterizzato i mercati internazionali del petrolio nella seconda parte del 2008. Neanche i diversi tagli alla produzione²³ adottati dai paesi OPEC sembrano essere stati in grado di sostenere le quotazioni.

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

Fig. 1.9



N.B. Per il 2009 le stime sono della Energy Information Administration (EIA)

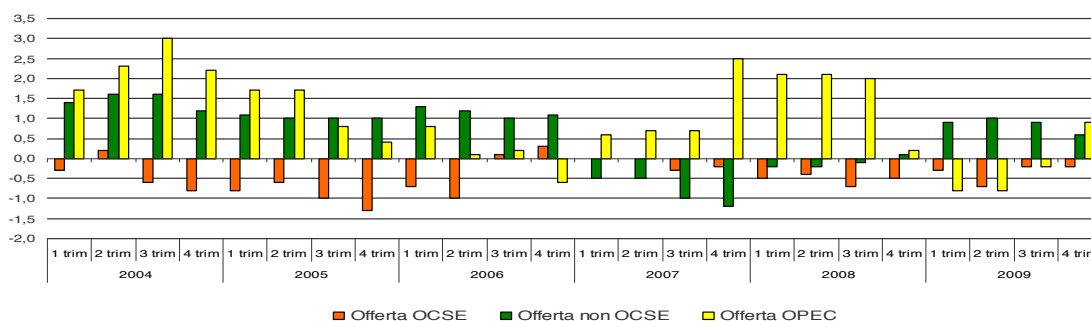
Fonte: EIA, Annual Statistical Supplement, 2006 e Oil Market Report, gennaio 2009

19 NELLE ECONOMIE DEI PAESI AVANZATI IL PESO DELL'ENERGIA SI È DIMEZZATO. NEL 1970 PER PRODURRE MILLE DOLLARI DI PIL (ESPRESSI IN VALUTA COSTANTE 2007) SI CONSUMAVANO 1,3 BARILI/GIORNO, MENTRE OGGI NE BASTANO 0,63.
 20 QUESTO VALE SIA PER ALCUNI CAMPI MATURI DELL'AREA OCSE, QUALI QUELLI DEL MARE DEL NORD, AUSTRALIA E GIACIMENTI OFF SHORE USA (CON UN TASSO INTORNO AL 15%), CHE PER ALCUNI PAESI FUORI DALL'AREA OCSE, COME ASIA, MEDIO ORIENTE, AFRICA, CINA E AMERICA LATINA.
 21 PER QUESTI PAESI, CARATTERIZZATI DA PERMANENTI TENSIONI POLITICHE CHE NE INNALZANO IL LIVELLO DI RISCHIOSITÀ, SI DETERMINA UN PREZZO DI BREAK-EVEN ELEVATO. TALI PREZZI RAPPRESENTANO I COSTI PER BARILE, COMPRESI DI INVESTIMENTI CAPITALI, SPESE OPERATIVE E DI UNA COMPONENTE RELATIVA AL RISCHIO PAESE, CHE VARIA DA UN MINIMO DI 5-7 DOLLARI PER ARABIA SAUDITA E LUBIA, AD UN MASSIMO DI CIRCA 25-30 DOLLARI PER VENEZUELA E NIGERIA.
 22 LE VENDITE DI AUTOVETTURE NEL REGNO UNITO HANNO TOCCATO, NELL'AGOSTO DEL 2008, IL LIVELLO PIÙ BASSO DEGLI ULTIMI 42 ANNI E NEGLI STATI UNITI GLI ACQUISTI DEI GRANDI VEICOLI SPORTIVI (SUV) HANNO SUBITO UN VERO E PROPRIO CROLLO. DI CONTRO SI È REGISTRATO UN PRIMO IMPORTANTE DECOLLO DELLE VENDITE DI AUTOMOBILI A GPL E A METANO, CHE NEL 2008 HANNO RAGGIUNTO 4,4 MILIONI DI UNITÀ A LIVELLO MONDIALE (+37,5% RISPETTO AL 2007 SECONDO I DATI DELLA FROST & SULLIVAN).
 23 IL 24 OTTOBRE I PAESI OPEC HANNO DECISO UN TAGLIO PARI A 1,5 MILIONI DI BARILI/GIORNO MENTRE UN SECONDO TAGLIO DI 2,2 MILIONI DI BARILI/GIORNO A PARTIRE DAL 1° GENNAIO 2009, CUI DOVREBBERO CONTRIBUIRE ANCHE I PAESI NON OPEC, È STATO CONCORDATO IN OCCASIONE DEL VERTICE DI ORANO.

Il crollo dei prezzi del petrolio, se da un lato appare come un vantaggio per i consumatori e per l'economia globale, in quanto potrà favorire un percorso di crescita virtuoso della domanda nel momento in cui si uscirà dalla grave crisi congiunturale in corso, dall'altro pone ulteriori problemi agli investimenti in nuova capacità produttiva, che, peraltro, sono già penalizzati dalla stretta creditizia.

Fig. 1.10

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



N.B. Per il 2009 le stime sono della Energy Information Administration (EIA)

Fonte: EIA, Annual Statistical Supplement, 2006 e Oil Market Report, gennaio 2009

Un prezzo del greggio adeguato, infatti, si dovrebbe collocare, secondo diverse analisi, tra i 70-80 \$/bbl, livello che da una parte garantisce gli approvvigionamenti futuri, dall'altra invia i giusti segnali ai consumatori, nella direzione di modificare i propri comportamenti, e al contempo spinge i governi ad accelerare lo sviluppo di fonti energetiche alternative, nonché a implementare politiche di efficienza energetica sempre più severe. Con quotazioni intorno ai 50 \$/bbl invece molti paesi Opec non sono in grado di investire dal momento che, per non incorrere in perdite, hanno bisogno che i corsi si collochino in un *range* che va dai 55 \$/bbl per l'Arabia Saudita, agli 80 \$/bbl necessari per l'Iran, raggiungendo i 100 \$/bbl per l'Iraq. Il protrarsi di un basso prezzo del petrolio quindi sottende il pericolo di una ulteriore paralisi degli investimenti nel settore, in ragione del venir meno della convenienza economica di quelli programmati o avviati.

Appare chiaro che i fondamentali, da soli, non sono in grado di spiegare i repentini movimenti e l'estrema volatilità dei prezzi del petrolio. Ciò ha spinto molti osservatori a parlare di bolla speculativa che sarebbe esplosa con l'aggravamento della crisi finanziaria che ha coinvolto i mercati internazionali.

E' un dato di fatto che in pochi anni i mercati finanziari delle *commodities*, in particolare energetiche, si siano sviluppati in maniera imprevedibile attirando flussi di capitali estremamente elevati, investiti in strumenti derivati e prodotti strutturati spesso negoziati OTC (*Over the counter*). Con riferimento al petrolio, il contratto *future* avente come sottostante il WTI negoziato al NYMEX, da solo registra ormai volumi giornalieri pari a circa 530 milioni di barili, un livello di oltre 6 volte superiore al consumo mondiale giornaliero di greggio.

Le ragioni sottostanti tale evoluzione possono essere così riassunte:

- gli investitori, in risposta ai bassi rendimenti ottenuti nei settori tradizionali dell'azionario e dei tassi di interesse sono stati spinti ad aumentare l'esposizione dei loro portafogli verso nuove tipologie di attività finanziarie per cercare di ottenere performance più soddisfacenti;
- la forte espansione economica della Cina e successivamente dell'India con il conseguente aumento della loro richiesta di materie prime per sostenerla, ha fatto diffondere il timore che potessero insorgere tensioni inflazionistiche. Come conseguenza in molti hanno investito nelle *commodities*, in particolare materie prime, da sempre considerate un bene rifugio e un ottimo strumento per coprirsi contro i rischi inflazionistici;
- in un'ottica di *asset allocation* l'investimento in materie prime, una volta che i relativi mercati hanno raggiunto livelli di liquidità soddisfacenti, è stato visto come un potente strumento per aumentare il grado di diversificazione dei portafogli finanziari, vista la scarsa correlazione delle quotazioni con quelle dei settori tradizionali.

Il forte sviluppo dei mercati finanziari delle *commodities* ha rappresentato sicuramente un'opportunità per gli operatori commerciali, in particolare quelli che operano nel settore dell'energia, in quanto ha fornito loro la possibilità di accedere a costi contenuti (vista la maggiore liquidità dei mercati finanziari) a strumenti sempre più efficienti e sofisticati per coprirsi contro il rischio di mercato. Tale sviluppo presenta però anche delle controindicazioni che sono particolarmente evidenti per i combustibili (in particolare petrolio e suoi derivati), in quanto l'afflusso (e deflusso) di capitali dal settore finanziario può avere dimensioni ben maggiori rispetto a quelle che i mercati sottostanti (in particolare quelli a pronti) sono in grado di sostenere. In concreto vi è la possibilità di una consistente crescita della volatilità delle quotazioni, non dettata dai fondamentali, ma solo dalla velocità con cui è possibile muovere ingenti capitali in tutto il mondo, spostandoli tra le diverse *commodities* e attività finanziarie quotate.

Vi è evidenza empirica che durante la fase fortemente ribassista delle quotazioni del greggio, verificatasi nel secondo semestre del 2008, sia avvenuto un consistente disinvestimento, attribuibile in buona parte ad operatori finanziari, in risposta al peggioramento della crisi che tuttora attanaglia i mercati internazionali. A ciò si aggiunga che l'attrattiva delle materie prime come "bene rifugio" e soprattutto strumento di diversificazione è scemata in quanto, come spesso avviene nei periodi di crollo dei mercati, la correlazione delle quotazioni delle materie prime rispetto a quelle di altre classi di investimenti è sensibilmente aumentata.

In relazione al 2009 infine, secondo le ultime stime diffuse dallo IEA, a livello globale si prevede una contrazione della domanda nell'ordine di 0,5 milioni di barili al giorno (-0,6%), come conseguenza del protrarsi delle difficoltà economiche, contro un incremento medio di 1,3 milioni barili/giorno che si era verificato nel periodo compreso tra il 2000 e il 2007. Tale diminuzione corrisponde a un calo della domanda da parte dei paesi OCSE (-1,2 milioni di barili/giorno) e a un rallentamento di quella proveniente dai paesi non-OCSE, per i quali si considera un incremento pari a 0,7 milioni di barili/giorno. In tale contesto la *spare capacity* dell'Opec dovrebbe essere in grado di crescere sino a 10 milioni di barili/giorno.

Le analisi elaborate appaiono convergere verso uno scenario di prezzi, per il 2009, compresi tra i 40 e i 60 \$/bbl, anche se l'andamento futuro sarà comunque fortemente condizionato dagli sviluppi dell'economia reale.

1.4 Prodotti petroliferi e margini di raffinazione

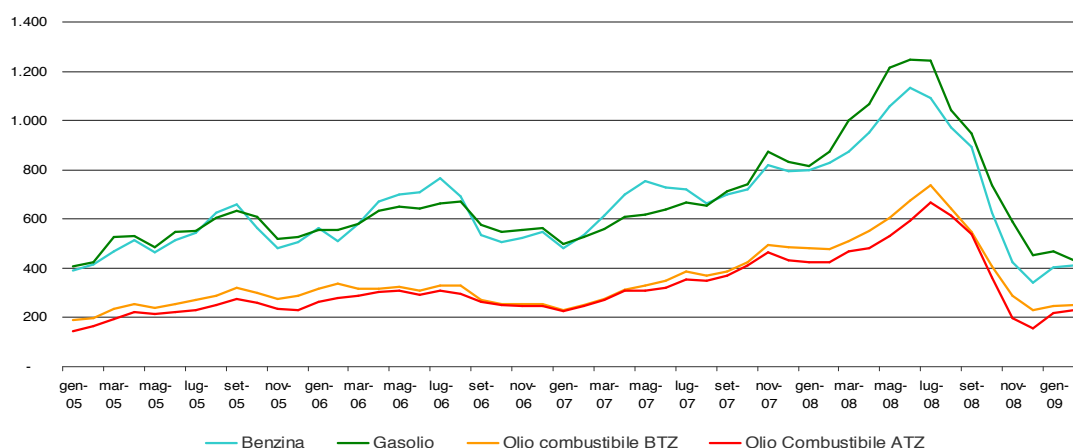
L'anno 2008 è stato caratterizzato da una variabilità senza precedenti anche del prezzo internazionale dei prodotti petroliferi, quali benzina e gasolio, con quest'ultimo che ha fatto registrare un andamento migliore, in termini relativi, rispetto al greggio in risposta alla forte crescita della domanda rispetto alla capacità di raffinazione globale. Come conseguenza, i margini di raffinazione per il gasolio sono risultati molto più alti che per la benzina, salvo a settembre, quando a seguito della chiusura di alcuni importanti impianti di raffinazione in Nord America, a causa di un uragano, si è assistito all'incremento dei margini dei processi di *cracking* della benzina.

Anche nel mercato del Mediterraneo, nel corso del 2008, i prodotti petroliferi, dopo una prima parte dell'anno caratterizzata da quotazioni in rapida ascesa, si sono avviati lungo un percorso di ribassi. In particolare, in un contesto di domanda in rapido ridimensionamento, quale quella che si è verificata nel quarto trimestre, si è accentuato il trend ribassista. In relazione ai singoli prodotti, la benzina ha registrato una quotazione media annuale di 833 \$/t (+21% rispetto al 2007), con una punta massima di 1.207 \$/t, mentre l'incremento tendenziale del gasolio è stato ben più accentuato (+42%), essendo il prezzo medio passato da 661 a 935 \$/t. Ciò è il risultato di un mercato, quale quello europeo, che presenta un persistente eccesso di benzina mentre è corto di gasolio, dal momento che la domanda è raddoppiata negli ultimi dieci anni e il sistema di raffinazione non è stato in grado di rispondere in modo adeguato, pur in presenza di investimenti non trascurabili effettuati in Europa, e in particolare in Italia, in impianti più complessi e quindi più flessibili.

Comunque, secondo consuetudine del funzionamento del mercato, l'allargarsi della forbice tra questi due prodotti rappresenta un incentivo economico per i raffinatori a investire in nuova capacità, come sta accadendo nel mercato Usa.

Fig. 1.11

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



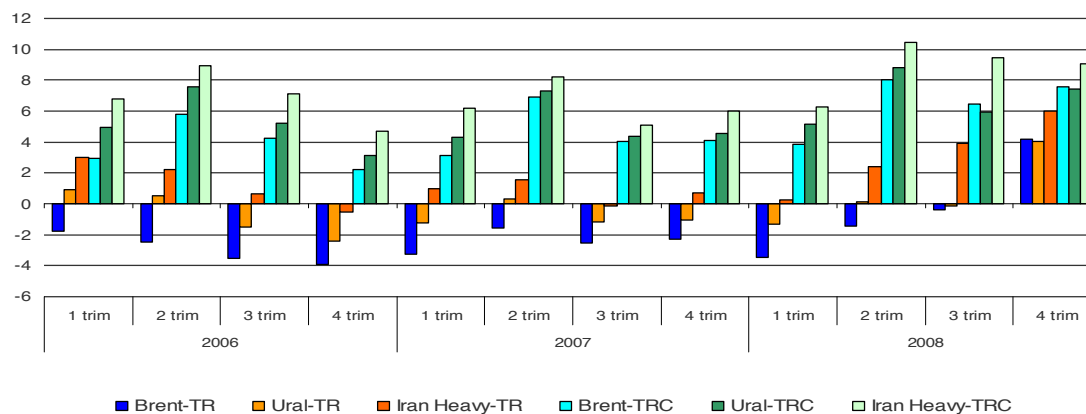
Fonte: elaborazioni GME su dati Platts

L'andamento dei prezzi relativi dei prodotti derivati e del greggio è stato variabile, influenzando in maniera determinante l'evoluzione dei margini di raffinazione, che sono risultati maggiormente compressi nella fasi di rialzo più accentuate, a causa della difficoltà di traslare per intero gli aumenti sui consumatori.

In particolare, nell'ultimo trimestre dell'anno, nonostante il crollo del prezzo del greggio e dei prodotti, i margini sono riusciti a mantenere le posizioni, anche se hanno mostrato livelli molto differenziati. I margini più elevati hanno riguardato le lavorazioni TRC²⁴, sia in riferimento ai greggi leggeri, come il Brent, che hanno registrato un incremento annuo del 44%, che a quelli medi, come l'Ural (+33%) e pesanti, come l'Iranian Heavy (+38%). Le vicende del 2008 hanno comunque dimostrato una ottima capacità di adattamento del sistema di raffinazione ai diversi livelli del prezzo del petrolio.

Fig. 1.12

Margini di raffinazione trimestrali mediterraneo (\$/t)



Fonte: Osservatorio Energia AIEE su dati Platts

24 PROCESSO DI RAFFINAZIONE CON TOPPING, REFORMING E CRACKING.

1.5 Il mercato del gas naturale

Gli elementi chiave che hanno caratterizzato i tre grandi mercati del gas naturale appartenenti all'area OCSE (Nord America, Europa e Asia-Pacifico) sono stati: il crescente bisogno di importazioni, la concentrazione delle riserve e la loro progressiva localizzazione in zone sempre più remote, fattori che comportano un aumento dei costi.

Tali elementi stanno conducendo verso una maggiore globalizzazione del mercato del gas naturale, dove, peraltro, sono sempre più presenti i paesi emergenti, determinando un incremento della concorrenza tra le principali aree di commercio. Un percorso favorito dallo sviluppo del trasporto di questa *commodity* come gas naturale liquefatto (GNL), che ha permesso ai principali produttori e grossisti di ottimizzare le loro strategie di vendita a livello globale introducendo importanti elementi di flessibilità.

Ancora oggi si osservano comunque diversi livelli di regolamentazione (considerando che un mercato totalmente libero non è possibile) e concorrenza; mentre quello del Nord America costituisce un esempio di mercato pienamente integrato e concorrenziale, in Europa esso risulta ancora organizzato su base nazionale e dominato dalle scelte degli *incumbents*. Il mercato del Nord America è pressoché autosufficiente, nonostante al suo interno esista un florido interscambio²⁵. La presenza di numerosi produttori negli USA e in Canada ha favorito un alto livello di concorrenza nell'*upstream*²⁶ oltre alla possibilità di poter acquistare o vendere il gas naturale su quasi tutto il territorio. Alcuni di questi punti di scambio si sono trasformati, nel tempo, in *hub*; attualmente se ne contano ben 38 (di cui 29 negli USA e 9 in Canada), adeguatamente collegati tra loro. Ciò permette che eventuali cambiamenti delle condizioni di mercato si riflettano immediatamente sui prezzi, i quali, così, inviano segnali affidabili in grado di influenzare i flussi di gas e le strategie degli operatori. Infatti, in presenza di una capacità di trasporto sufficiente tra due *hub*, il differenziale di prezzo tra questi deve rappresentare i soli costi marginali di trasporto tra le differenti aree, in caso contrario si avrà un incremento dei flussi. Qualora, invece, si verificasse un differenziale di prezzo sistematico, questo fornirebbe alle compagnie di trasporto un chiaro segnale e l'incentivo a costruire nuove infrastrutture di collegamento. Altri elementi importanti, atti a garantire il corretto funzionamento del mercato del gas americano, e in particolare degli *hub*, sono la possibilità, per gli operatori, di accedere al servizio di stoccaggio e la disponibilità di informazioni tempestive e trasparenti. Anche la domanda svolge un ruolo attivo, adottando strategie di consumo diverse in risposta ai cambiamenti di prezzo.

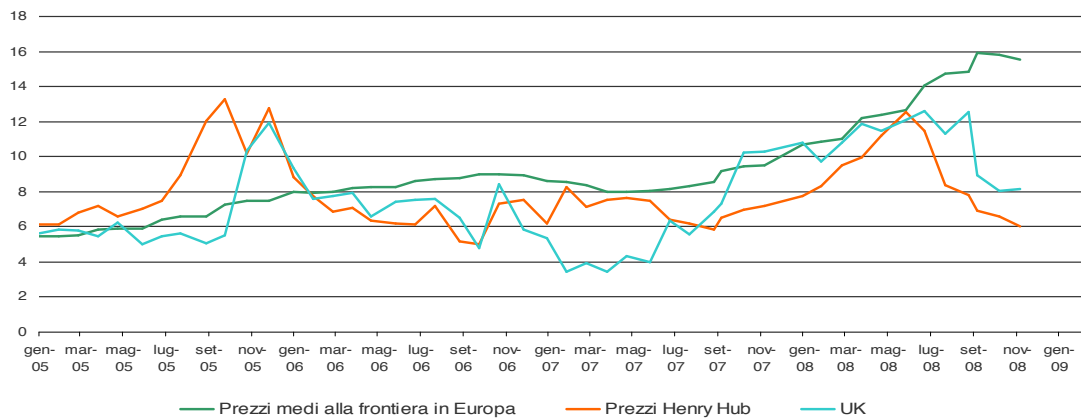
Il modello di mercato europeo del gas naturale è invece ibrido, dal momento che i retaggi dei passati regimi monopolistici coesistono con i nuovi meccanismi di mercato. Il processo di integrazione in un mercato europeo unico, avviato nel 1998, risulta ancora lontano dal suo compimento e sta affrontando un momento di crescente incertezza, derivante da una sempre più importante dipendenza dalle importazioni e dalla ritrosia dei grandi *players* a consentire che si creino i presupposti necessari alla nascita di un sistema veramente concorrenziale. Le grandi compagnie presenti nel panorama europeo infatti vedono la concentrazione dell'offerta e l'integrazione verticale come strumenti indispensabili per controbilanciare la crescente incertezza e i rischi presenti sulla scena energetica europea e mondiale. Ciò fa sì che in un contesto di domanda crescente e di un mercato sempre più esposto ai fattori di rischio, perduri una sostanziale carenza di investimenti nell'*upstream* e nelle infrastrutture di importazione e di stoccaggio. Inoltre molti Stati membri dell'UE non hanno reti di interconnessione con i paesi vicini, requisito indispensabile per implementare una struttura di mercato basata sulla presenza di un gran numero di fornitori e clienti. In relazione ai meccanismi di formazione del prezzo, si osserva ancora la coesistenza di contratti a lungo termine del tipo *take-or-pay* e di prezzi che si formano liberalmente sul mercato in base all'incontro tra domanda e offerta. Vi è inoltre una profonda differenza tra il continente, dove ancora prevalgono i primi, e il Regno Unito, dove il 60% del gas è venduto al *National Balancing Point* (NBP).

²⁵ GLI STATI UNITI IMPORTANO UNA QUANTITÀ PARI, IN MEDIA, AL 14% DEL PROPRIO CONSUMO DAL CANADA, MA IL COMMERCIO NON È UNIDIREZIONALE, VISTO CHE IL NORD-EST DEGLI USA ESPORTA VERSO IL CANADA.

²⁶ NEGLI STATI UNITI ESISTONO ALMENO 20-30 GRANDI PRODUTTORI, OGNUNO DEI QUALI POSSIEDE UNA PICCOLA FETTA DEL MERCATO, CONSIDERANDO CHE QUELLA DEL PIÙ IMPORTANTE NON SUPERA IL 4%.

Fig. 1.13

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



Fonte: Elaborazioni GME su dati Thomson-Reuters

I prezzi del gas naturale sono ancora strettamente legati a quelli del petrolio, sia direttamente, attraverso le clausole di indicizzazione ai contratti di offerta di lungo termine, sia indirettamente attraverso la concorrenza tra gas e prodotti petroliferi nella generazione elettrica e nel mercato degli usi finali. Così, i prezzi del gas commercializzato, sia sui mercati internazionali che locali, sono ampiamente cresciuti in questi anni, seguendo l'andamento del prezzo del petrolio, pur se con differenziali di prezzo che hanno mostrato una diversa volatilità²⁷. Sebbene solo una piccola quantità di gas mondiale viene commercializzata tra le diverse regioni, il legame tra i mercati del gas e del petrolio fa in modo che i prezzi regionali del gas tendano a muoversi in parallelo.

In Nord America la maggior parte del gas è commercializzato sui mercati di breve termine; gli *hub* più liquidi sono: l'Henry Hub, localizzato nel Golfo del Messico, e il NIT, in Canada. Entrambi sono situati nelle maggiori aree di produzione delle rispettive nazioni e servono diversi mercati. Usualmente i prezzi sugli altri *hub* rappresentano un differenziale rispetto all'Henry Hub o al NIT.

I prezzi del gas naturale presso l'Henry Hub, nella prima parte del 2008, hanno registrato un forte incremento, raggiungendo i 13 \$/MMBtu a giugno, per poi crollare nella seconda parte dell'anno (a dicembre il prezzo si è collocato intorno ai 6 \$/MMBtu), in risposta a un incremento della produzione, una domanda debole e crescenti livelli di stock.

Analizzando in modo più puntuale l'area europea si osserva che, nel 2008, i prezzi del gas naturale, importato attraverso contratti di lungo termine, è aumentato mediamente del 57% su base tendenziale, registrando un *trend* ascendente fino a ottobre, quando hanno toccato il loro massimo storico. A partire dal mese di novembre si è registrata una tendenza alla riduzione, visto che finalmente hanno cominciato a essere recepite le flessioni, ben più marcate, dei prezzi del greggio e dei suoi derivati. Considerando il recente andamento delle quotazioni petrolifere, oramai stabilizzatesi a livelli decisamente bassi, si prospettano ulteriori forti cali delle quotazioni del gas nel breve-medio termine. Il prezzo registrato alla frontiera del gas inglese, pur alla presenza di un andamento simile, ha invece evidenziato un incremento più accentuato, superiore all'80% rispetto all'anno precedente.

Anche le quotazioni *spot* sugli *hub* europei hanno mostrato un generale *trend* rialzista con un aumento rispetto al 2007, pari al 76%, ciò nonostante durante l'intero anno il differenziale tra i prezzi medi del gas importato e quelli del gas commercializzato sui grandi *hub* europei sia risultato nettamente positivo, con valori anche superiori ai 6 \$/MMBtu.

Nei primi 11 mesi del 2008, la domanda di gas naturale nei paesi OCSE ha registrato un incremento dell'1,8% rispetto all'anno precedente; il dato complessivo nasconde andamenti diversificati tra le tre principali aree geografiche. In Europa il rialzo dovrebbe collocarsi sopra il 4%, e in Asia al 3,4%, mentre nell'America settentrionale si è registrata una lieve contrazione dello 0,1%.

L'importante incremento della produzione nazionale verificatosi nei primi 11 mesi del 2008 nel Nord America ha fatto

27 I RITARDI REGISTRATI NELL'ADEGUAMENTO AI PREZZI DEL PETROLIO SI SONO PARZIALMENTE ACCORCIATI, PASSANDO DAI 6 - 12 MESI DEI VECCHI CONTRATTI, AI 3-6 DEGLI ATTUALI

in modo che si riuscisse a soddisfare completamente la domanda, registrando una riduzione delle importazioni via GNL, che usualmente provengono da Trinidad & Tobago, Egitto, Nigeria e Algeria.

Nella zona europea dell'OCSE il consumo interno di gas naturale aumenterà la propria quota di mercato sul totale delle fonti primarie, in quanto nello stesso periodo i consumi di petrolio sono rimasti stazionari. Il consumo è stato soddisfatto per il 55% dalla produzione interna, che ha fatto registrare un miglioramento, nel periodo, pari al 5,6%, nonostante il declino verificatosi in Germania, Italia e Regno Unito.

La Norvegia e i Paesi Bassi giocano il ruolo di maggiori fornitori all'interno dell'area europea, con circa 74 miliardi di metri cubi la prima e 47 i secondi, mentre tra i paesi extra-europei, le maggiori importazioni provengono dall'Ex Unione Sovietica con quasi 130 miliardi di metri cubi e dall'Algeria, con 49 miliardi di metri cubi. Di fatto, considerando la sola Unione europea, il gas russo copre un terzo dei consumi di gas naturale, ma la dipendenza varia dal 100% per alcuni paesi dell'est, fino a meno del 10% per i paesi più a ovest.

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

Tab. 1.3

	2006	2007	2008 (*)	Var. % 2008/2007 (**)
OCSE Nord America				
Produzione	762	782	746	4,6
+Importazioni	138	152	121	-11,8
-Esportazioni	123	135	127	5,1
-Scorte	12	-15	6	x
=Consumo [#]	766	809	725	-0,1
OCSE Europa				
Produzione	305	294	275	5,6
+Importazioni	415	415	398	7,6
-Esportazioni	175	175	169	9,6
-Scorte	9	-7	14	x
=Consumo [#]	539	539	494	4,4
OCSE Pacifico				
Produzione	46	48	42	-4,8
+Importazioni	122	131	126	6,3
-Esportazioni	19	21	19	1,1
-Scorte	2	-1	1	x
=Consumo [#]	145	159	148	3,4
OCSE Totale				
Produzione	1114	1124	1064	4,5
+Importazioni	675	698	646	3,1
-Esportazioni	317	330	315	7,2
-Scorte	22	-23	22	x
=Consumo [#]	1450	1507	1367	1,8

(*) Per il 2008 il dato è riferito al periodo gennaio-novembre

(**) La variazione si riferisce allo stesso periodo dell'anno precedente

([#]) Il dato include differenze statistiche non evidenziate

Fonte: IEA, Monthly Gas Natural Survey, febbraio 2009

L'analisi dei flussi di importazione verso i paesi OCSE europei mette ancora in evidenza il ruolo molto dinamico del GNL, con Trinidad & Tobago che ha aumentato il proprio contributo del 123%, il Qatar del 9% e l'Algeria del 5%, mentre le esportazioni della Nigeria sono diminuite del 7%.

Tab. 1.4

Europa OCSE: Importazioni lorde di Gas Naturale (Milioni di metri cubi)

Provenienza	2006	2007	2008*	var. %2008/2007**
Belgio	4738	4419	3162	-24,5
Danimarca	977	1014	798	-10,3
Francia	789	930	836	3
Germania	24613	24991	23368	-1,2
Italia	103	67	273	396,4
Olanda	50395	53598	47305	2,6
Norvegia	65814	71968	73556	14
Regno Unito	4392	4879	4648	3,7
Altri OCSE	-	1241	511	-54,7
Totale OCSE	151821	164107	154457	5,9
Trinidad & Tobago	3507	2557	4664	122,7
Ex Stati Sovietici	130837	131871	129916	11,6
Oman	819	326	162	-50,3
Qatar	5382	7016	6888	9,4
Algeria	57469	51615	48825	5
Libia	8363	9983	9371	4
Nigeria	10316	16137	13183	-6,7
Altre aree di importazione	47716	34169	30974	x
Totale Importazioni	416098	416387	398440	7,6

(*) Per il 2008 il dato è riferito al periodo gennaio-novembre

(**) La variazione si riferisce allo stesso periodo dell'anno precedente

Fonte: IEA, Monthly Gas Natural Survey, febbraio 2009

1.6 Il mercato internazionale del carbone e dei noli

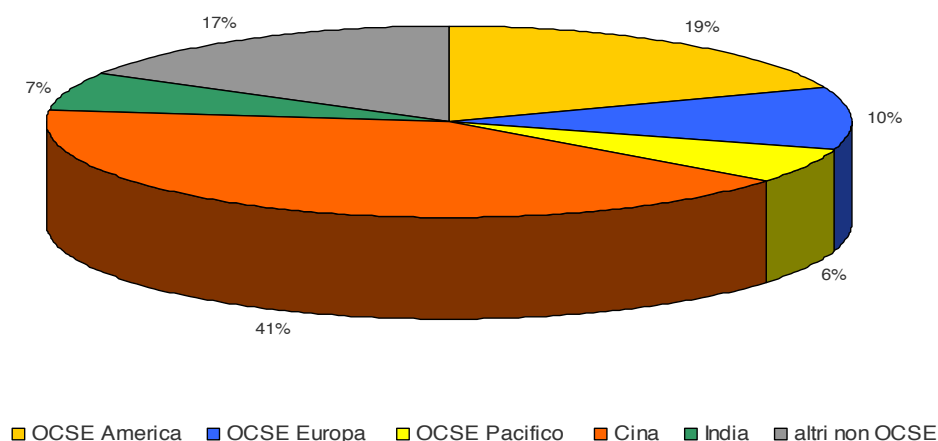
Negli ultimi anni i prezzi internazionali del carbone hanno seguito il *trend* rialzista del petrolio e del gas naturale, pur se, su una base prettamente energetica, il carbone si conferma il combustibile fossile più economico. Il prezzo medio all'importazione per i paesi OCSE, dal 2003 al 2007 è passato da 42 a 73 \$/ton (espressi in valuta costante 2007).

I prezzi del petrolio e del gas naturale influenzano i prezzi del carbone sia attraverso le clausole di indicizzazione presenti nei contratti, sia per le opportunità di *switching* di combustibile, soprattutto nell'ambito della generazione elettrica, che, in un contesto di alti prezzi del gas naturale, hanno incoraggiato gli investimenti in nuovi impianti a carbone. Di fatto, i due terzi dei consumi globali del carbone sono destinati alla produzione di energia elettrica, soprattutto in quelle regioni che ne possiedono importanti riserve, al fine di soddisfare la crescente domanda di elettricità.

Da una analisi dei fondamentali, emerge, peraltro, che a fronte di un periodo di forte crescita dell'uso di questo combustibile fossile nella produzione industriale e nella generazione elettrica, principalmente in Cina, si è avuta una offerta limitata. La situazione è stata aggravata dal fatto che la Cina, il più importante consumatore mondiale, con una quota pari al 41%, da esportatore netto è divenuto importatore. Inoltre in questo periodo si è registrato un forte incremento dei costi di produzione, derivante da una *escalation* dei costi dei materiali e della forza lavoro, l'esaurimento delle riserve più facilmente accessibili e, in alcuni casi, dalle lunghe distanze di trasporto.

Consumo mondiale di carbone per area geografica (2007)

Fig. 1.14



Fonte: BP, Statistical Review 2008

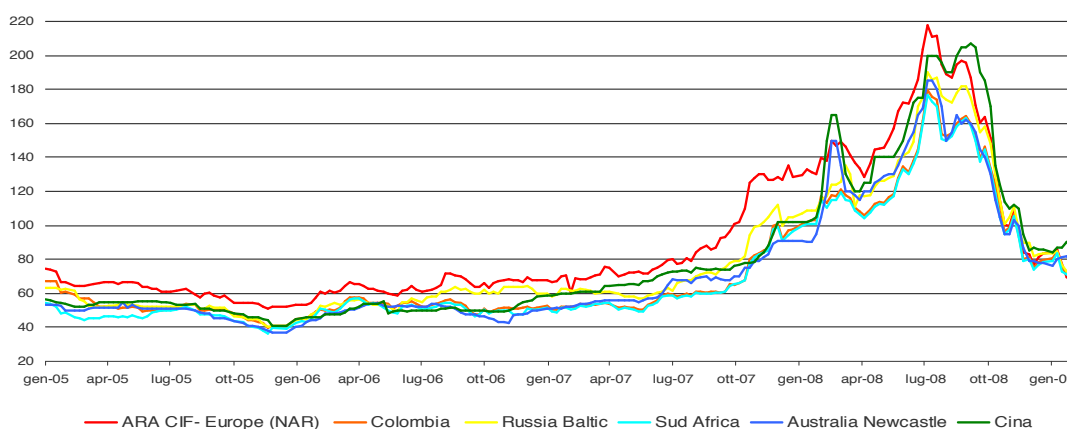
Nel 2008 le quotazioni dell'ARA Cif, il carbone di riferimento per il mercato europeo, sono state caratterizzate da una forte instabilità, registrando un incremento del 70% rispetto al 2007, il più ampio tra tutti i prodotti energetici, con un picco di 224 \$/ton raggiunto agli inizi di luglio. Un andamento simile si è avuto anche per le quotazioni del carbone Newcastle, di provenienza dall'Australia, che pur registrando un valore massimo più contenuto, pari a 185 \$/ton, ha visto le quotazioni raddoppiare rispetto ai valori medi dell'anno precedente.

Oltre ai problemi strutturali di bilanciamento tra domanda e offerta, questo incremento ha riflettuto fattori di breve termine, quali la carenza di offerta verificatasi nella prima parte dell'anno²⁸, i *bottleneck* che hanno rallentato l'operatività nei principali porti di scambio e la sostituzione graduale del carbone al più costoso prodotto petrolifero nella generazione termoelettrica.

Nella seconda parte dell'anno, invece, il deterioramento della congiuntura economica, che originatosi nell'area OCSE si è esteso anche all'Asia, ha ridimensionato la domanda di carbone, fortemente collegata al livello di attività produttiva. Infatti, il rallentamento del settore siderurgico e della richiesta proveniente dal termoelettrico, tanto sulla scena europea che in quella asiatica, ha depresso le quotazioni del carbone.

Prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t)

Fig. 1.15



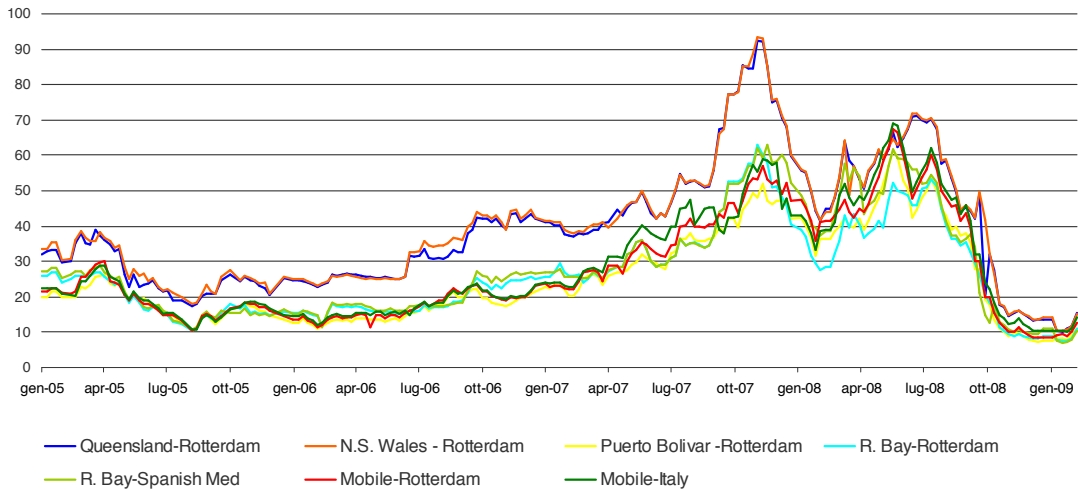
Fonte: Osservatorio-energia AIEE

²⁸ A ciò ha contribuito la decisione presa dal governo cinese a fine gennaio 2008 di ridurre le esportazioni con lo scopo di far fronte all'aumento della domanda elettrica interna. Ad agosto tale misura è stata poi sostituita da una tassa sulle esportazioni pari al 10%.

La crisi che ha investito il settore ha provocato profondi effetti anche sul mercato dei noli, che attualmente sta affrontando, oltre a una ridotta attività, seri problemi di liquidità e preoccupazioni in relazione alla solvibilità delle controparti. Le cause derivano da diversi fattori, quali una ridotta richiesta di carbone per uso termoelettrico e un rallentamento dell'import cinese di ferro brasiliano, conseguenza del calo del settore siderurgico; ciò ha fatto sì che una importante quantità di tonnellaggio rimanesse inutilizzata, deteriorando il valore delle rate di nolo.

Fig. 1.16

Prezzi dei noli: Panamax (60.000/70.000 t) (\$/t)

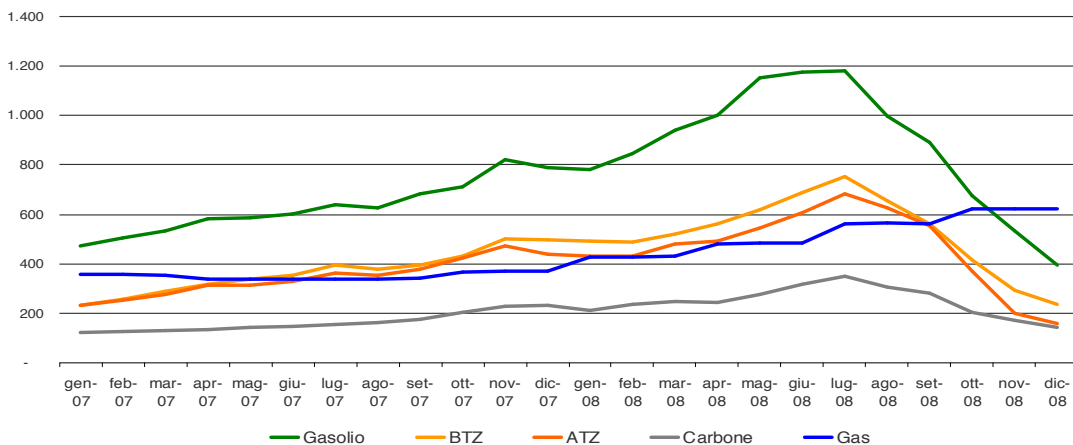


Fonte: Osservatorio energia AIEE

In relazione ai prezzi delle fonti energetiche per uso industriale e produzione termoelettrica nel Sud Europa, si rileva che, nonostante l'andamento inedito registrato dal prezzo del carbone, questa fonte è rimasta competitiva sia nei confronti dell'olio combustibile che del gas, con un differenziale di prezzo, a parità di potere calorifico che, nel secondo caso, ha raggiunto 477 \$/tep, un livello che si può considerare per molti versi eccezionale.

Fig. 1.17

Prezzi delle fonti energetiche per uso industriale e produzione termoelettrica nel Sud Europa (\$/tep)



Fonte: Osservatorio energia AIEE

1.7 Le politiche comunitarie e internazionali in materia di clima

Il 2008 è stato un anno di consolidamento e di accelerazione delle misure adottate dalla Unione europea per garantire un mercato concorrenziale, sicurezza energetica e sostenibilità ambientale. Tali obiettivi sono apparsi ancor più strategici considerando il fatto che l'economia è entrata in crisi, a livello globale, e i prezzi dei combustibili fossili, ancora determinanti nell'attuale modello di sviluppo, hanno raggiunto record assoluti.

Il forte deprezzamento del dollaro ha sicuramente attenuato l'impatto degli alti prezzi dei combustibili fossili, tuttavia, questi rialzi si sono tradotti in un incremento medio del 15% del prezzo dell'energia importata, evidenziando ulteriormente le difficoltà strutturali del continente europeo, che ha raggiunto un tasso di dipendenza energetica del 54%, destinato a salire anche in futuro. In relazione alle importazioni, la vulnerabilità europea si evidenzia principalmente per il gas naturale, dove molti Stati membri sono totalmente dipendenti da un solo fornitore, cosa che li mette in una situazione di oggettiva debolezza, come ha dimostrato il riacutizzarsi della disputa commerciale tra Russia e Ucraina nell'inverno 2008-2009.

In questo senso, le iniziative volte a ridurre le emissioni di gas a effetto serra al fine di rispettare il protocollo di Kyoto e gli ulteriori impegni assunti oltre il 2012, rappresentati dal proseguo e dall'allargamento, ad altri settori e gas climalteranti, del sistema dell'*Emission Trading*, dal maggior ricorso all'energia prodotta da fonti rinnovabili e dal miglioramento della efficienza energetica, svolgono anche una importante funzione nel promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, nel favorire lo sviluppo tecnologico e nel creare opportunità di lavoro e di sviluppo regionale, specialmente nelle zone rurali.

Per raggiungere questi ambiziosi obiettivi sono però necessarie altre misure complementari rispetto a quelle sopra enunciate, atte, da una parte, a creare un unico e concorrenziale mercato energetico europeo, e, dall'altra, a garantire un sistema energetico sostenibile.

Sulla base di queste considerazioni la Commissione europea, il 13 novembre 2008, ha presentato un nuovo piano d'azione in materia di sicurezza e solidarietà energetica che definisce cinque ambiti in cui sono necessari ulteriori interventi. Tra questi si evidenzia la proposta di attivare un meccanismo di solidarietà, che consenta di mettere a disposizione dei paesi più colpiti dalle crisi energetiche parte delle riserve e delle scorte degli altri Stati e una nuova politica sulle infrastrutture energetiche, volta a incentivare gli investimenti in reti più efficienti e a basse emissioni di carbonio²⁹.

Viene inoltre prevista una rinnovata strategia per migliorare l'efficienza energetica³⁰ in modo da ridurre la dipendenza dalle importazioni e di svolgere un ruolo fondamentale nel garantire che gli obiettivi in materia di clima ed energia siano raggiunti al minor costo possibile. Si è voluto in questo modo riaffermare l'obiettivo del 20% di efficienza energetica, parzialmente trascurato in questa fase, nella strategia complessiva del pacchetto 20-20-20, anche se, da più parti, si solleva la necessità di avere impegni di efficienza tarati sulle specificità nazionali, invece che un obiettivo uguale per tutti.

Infatti, nelle conclusioni del vertice dei capi di Stato e di Governo dell'11 e 12 dicembre 2008, confermate il 17 dicembre dal Parlamento europeo, è stato ribadito che il pacchetto clima energia dovrà attuare le decisioni ambiziose fissate dal Consiglio d'Europa del marzo 2007, pur se non è ancora stata predisposta una direttiva onnicomprensiva sull'efficienza energetica³¹. In particolare, il pacchetto legislativo energia e clima contiene:

- la revisione del sistema di scambio delle quote delle emissioni di gas serra (*European Union Emissions Trading Scheme*, EU:ETS), con una direttiva che modifica la 2003/87, al fine di perfezionarne ed estenderne l'utilizzo;
- la definizione dell'impegno spettante a ogni Stato di ridurre le emissioni di gas a effetto serra, al fine di soddisfare il target europeo di flessione delle stesse;
- la direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- la direttiva sulla cattura e il confinamento geologico della CO₂ (*Carbon Capture and Storage – CCS*).

²⁹ GLI ALTRI AMBITI DI INTERVENTO RIGUARDANO: UN MIGLIORE SFRUTTAMENTO DELLE RISORSE ENERGETICHE INTERNE DELLA UNIONE EUROPEA, SIA RINNOVABILI CHE FOSSILI, E UNA MAGGIORE ATTENZIONE ALL'ASPETTO ENERGETICO NEI RAPPORTI INTERNAZIONALI DELL'UE, POTENZIANDO IL COORDINAMENTO TRA GLI STATI MEMBRI E TRA QUESTI E LA COMMISSIONE.

³⁰ DETTO OBIETTIVO, CHE RAPPRESENTA IL TERZO PILASTRO DELLA POLITICA ENERGETICO-AMBIENTALE UE, ESISTE GIÀ NEL QUADRO DEL MIGLIORAMENTO DEL 20% DELL'EFFICIENZA ENERGETICA ENTRO IL 2020, OGGETTO DELLA COMUNICAZIONE (CE) DEL 19 OTTOBRE 2006 (PIANO D'AZIONE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA: CONCRETIZZARE LE POTENZIALITÀ) AVALLATA DAL CONSIGLIO EUROPEO NEL MARZO 2007 E DAL PARLAMENTO EUROPEO NELLA SUA RISOLUZIONE DEL 31 GENNAIO 2008 (PIANO D'AZIONE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA: CONCRETIZZARE LE POTENZIALITÀ) N. P6_TA(2008)0033.

³¹ NEL 2009 LA COMMISSIONE INTENDE PROCEDERE A UN'APPROFONDATA VALUTAZIONE DEL PIANO D'AZIONE EUROPEO PER L'EFFICIENZA ENERGETICA PRESENTATO NEL 2006.

Punto essenziale del pacchetto è l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra del 20% nel 2020 rispetto al 1990. Questo impegno potrà essere portato al 30% se anche gli altri paesi industrializzati assumeranno impegni analoghi e i paesi in via di sviluppo economicamente più avanzati contribuiranno adeguatamente, in base alle proprie responsabilità e capacità, a una risposta globale ai cambiamenti climatici nell'ambito di un accordo internazionale che dovrebbe essere siglato nella Conferenza di Copenhagen, in programma dal 30 novembre all'11 dicembre 2009.

Pur considerando che la messa all'asta delle quote dovrebbe essere il principio cardine dell'assegnazione, perché è il metodo più semplice ed è in generale considerato anche quello più efficiente sotto il profilo economico³², di fatto non è stato applicato a tutti i settori e nazioni.

Ne consegue che la messa all'asta integrale delle quote dovrebbe essere la norma a partire dal 2013 per il solo settore dell'elettricità, vista la capacità del comparto di trasferire i maggiori costi della CO₂. Quanto invece agli altri settori soggetti agli obblighi di riduzione è stata concessa una maggiore flessibilità, predisponendo un ampliamento della lista dei settori e sotto-settori industriali a rischio di delocalizzazione (*carbon leakage*), comprendente anche i comparti del vetro, della ceramica, della carta e della siderurgia con forno elettrico, che beneficerebbero dell'esenzione al 100% dall'obbligo di acquistare permessi di emissione a condizione di rispettare un *benchmark* di efficienza energetica specifico per ogni settore e sempre che non venga adottato un accordo internazionale che elimini il rischio di delocalizzazione. Invece per i settori industriali non esposti a tale rischio, nel 2013 verrà allocato a pagamento solo il 20% delle quote di CO₂, per arrivare ad un massimo del 70% al 2020.

Pur se con qualche aggiustamento rispetto alla proposta iniziale della Commissione europea, la direttiva sullo sviluppo delle fonti rinnovabili conferma l'obiettivo di portare la loro quota complessiva sul consumo finale lordo di energia dall'attuale 8,5% al 20% e quello di raggiungere un utilizzo di biocarburanti e altre energie rinnovabili nei trasporti su strada pari al 10% dei consumi complessivi entro il 2020. Mentre il primo obiettivo si è tradotto in specifici target nazionali, in considerazione delle diverse situazioni di partenza, possibilità di sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili e mix energetici, il secondo, applicato al settore dei trasporti, è stato fissato in maniera omogenea per ogni Stato, al fine di assicurare l'uniformità delle specifiche applicabili ai carburanti per autotrazione e della loro disponibilità.

Al fine di mantenere la fiducia degli investitori e permettere agli Stati membri di elaborare misure nazionali efficaci, si è scelto di adottare un quadro che preveda obiettivi obbligatori volti a garantire quella stabilità di lungo termine di cui le imprese hanno bisogno per effettuare investimenti durevoli nel settore delle energie rinnovabili. Inoltre si è puntato molto sullo scambio di informazioni con riferimento ai risultati e ai costi dei rispettivi piani di sostegno, scambio agevolato dalla predisposizione di una piattaforma per la trasparenza, che dovrebbe consentire anche una più ampia diffusione delle *best practices*, favorendo la creazione di quel circolo virtuoso di cui il sistema necessita.

Viene prevista inoltre l'emissione di garanzie d'origine, ovvero di certificati che non saranno commerciabili, ma avranno la sola funzione di certificare a un consumatore la provenienza di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili, consentendogli di svolgere un ruolo attivo verso lo sviluppo di un sistema energetico più sostenibile.

Il raggiungimento degli obiettivi sulle energie rinnovabili dovrebbe comportare una riduzione delle emissioni di CO₂ di 600-900 milioni di tonnellate all'anno, consentendo di attenuare il ritmo dei cambiamenti climatici, oltre a favorire una riduzione del consumo di combustibili fossili per 200-300 milioni di tonnellate all'anno, di cui la maggior parte è costituita da importazioni.

Il costo complessivo di tali misure, secondo la Commissione europea, ammonterebbe a 13-18 miliardi di euro annui, anche se gli investimenti consentirebbero di ridurre i prezzi delle tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili, permettendo all'Europa di collocarsi all'avanguardia nel cosiddetto green business che viene considerato estremamente promettente, potendo garantire la creazione di 2,5 milioni di nuovi posti di lavoro.

Nel 2008 si è anche svolta una tappa importante nei negoziati internazionali su un nuovo trattato globale per il clima, che dovrebbe essere concluso alla fine del 2009 a Copenhagen, dove si fisseranno le regole per ridurre le emissioni di gas serra nel pianeta in modo significativo, con impegni vincolanti dal 2013.

Tali negoziati sono stati lanciati a Bali nel dicembre del 2007 e la conferenza sui cambiamenti climatici delle Nazioni Uni-

32. LE ASTE DOVREBBERO ANCHE ELIMINARE GLI UTILI A CASCATA E METTERE I NUOVI ENTRANTI E LE ECONOMIE CON UNA CRESCITA SUPERIORE ALLA MEDIA SULLO STESSO PIANO DEGLI IMPIANTI ESISTENTI.

te (UNFCCC), che si è tenuta lo scorso dicembre a Poznan, ha costituito un'occasione per fare il punto sui negoziati finora svolti, accelerarne il ritmo e gettare fondamenta solide in vista dell'appuntamento di Copenhagen. Pur svolgendosi in una situazione politico-economica complicata, l'atteggiamento dei paesi in via di sviluppo, in primo luogo della Cina, è apparso incoraggiante e vi sono concrete possibilità che anche le economie emergenti accettino di assumere l'impegno di ridurre le emissioni di gas serra, se pur in maniera differenziata sulla base del rispettivo grado di sviluppo. Di contro le preoccupazioni per la crisi economica hanno ridotto di molto le ambizioni in tal senso dei paesi sviluppati e da questo punto di vista non si sono visti progressi rispetto a quanto concordato a Bali.

Alcuni punti qualificanti del vertice polacco sono stati:

- la predisposizione di un fondo di adattamento ai cambiamenti climatici, atto a sostenere i paesi più poveri per fronteggiare gli impatti del riscaldamento globale. Tale fondo sarà finanziato attraverso il 2% prelevato sulle vendite dei CERs (crediti di emissioni evitate) generati da progetti di riduzione delle emissioni nei paesi in via di sviluppo attuati nell'ambito del cosiddetto *Clean Development Mechanism* (CDM);
- riduzione delle emissioni dovute alla deforestazione, dando l'avvio formale al meccanismo REDD (riduzione delle emissioni della deforestazione e degrado forestale), in base al quale verrà conteggiato il contributo alla riduzione delle emissioni dato dai paesi che combatteranno la deforestazione. Restano ancora da approfondire le metodologie per misurare e contabilizzare le variazioni di carbonio ottenute grazie alla gestione sostenibile e al mantenimento delle foreste;
- adozione del programma di *Technology Transfer* per i paesi in via di sviluppo, che sarà finanziato con 50 milioni di euro attingendo alle risorse del *Global Environmental Facility* (GEF).

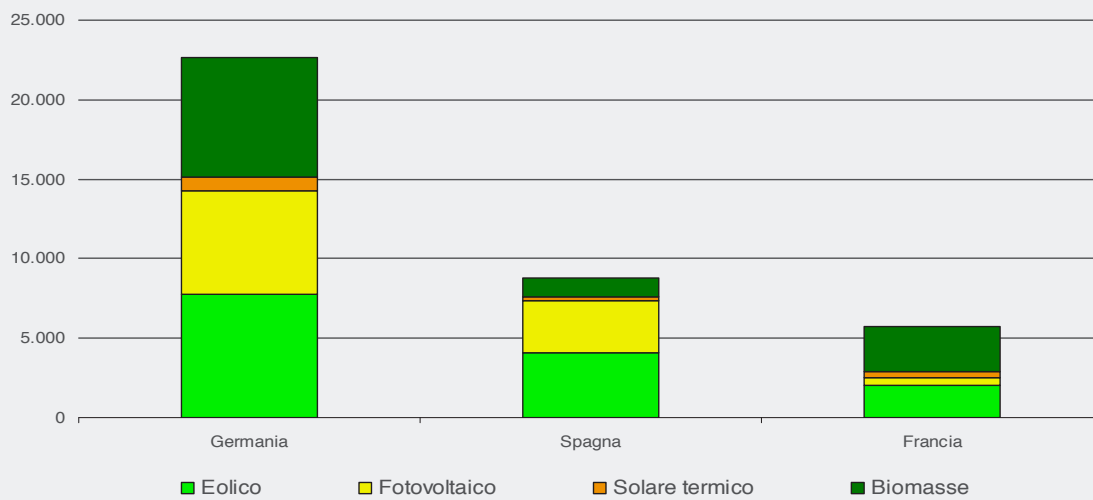
Nel 2007 le politiche messe in atto per promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica, in un contesto di prezzi del petrolio crescenti, e le continue preoccupazioni sulla sicurezza energetica, hanno sostenuto gli investimenti in questo settore. A livello mondiale, gli investimenti nell'energia sostenibile hanno raggiunto i 71 miliardi di dollari nel 2007^(a) (senza considerare i 15-20 miliardi del grande idroelettrico), rendendo questo settore sempre più attraente per le maggiori banche commerciali e intermediari finanziari. La maggior parte degli investimenti ha riguardato il fotovoltaico (30%) e l'eolico (47%) mentre il paese più attivo è stata la Germania (con circa 14 miliardi di euro nel 2007), seguita da Cina, Stati Uniti, Spagna, Giappone e India. Ciò ha fatto sì che la potenza degli impianti per la produzione di elettricità da rinnovabili, al 2007 sia stimabile in 240 GW. In particolare, analizzando alcuni dati settoriali si evidenzia che l'eolico, con un incremento del 25%, avrebbe raggiunto una potenza installata di 95 GW, mentre il fotovoltaico, che è cresciuto del 50% sia nel 2006 che nel 2007, potrebbe contare su una potenza installata superiore ai 10 GW. L'obiettivo di accrescere l'utilizzo di energia rinnovabile entro il 2020 posto dall'Unione europea, ha contribuito a incrementare significativamente l'interesse degli investitori per il nostro continente a sfavore degli Stati Uniti. Inoltre, sin dal 2001, in concomitanza con le prime importanti direttive europee in tema di sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (FER) e riduzione dei gas serra, i maggiori paesi europei hanno incrementato la domanda di tali tecnologie, rendendo quel segmento produttivo tra i più dinamici nell'ambito delle eco-industrie. Ciò ha garantito all'Unione europea una presenza mondiale di primo piano nel campo delle energie rinnovabili, un settore che riveste una grande importanza economica. Secondo i più recenti dati aggregati, resi disponibili dalla Commissione europea, si evidenzia che già nel 2005 si registrava un fatturato di 30 miliardi di euro con 350.000 occupati. Nei paesi europei in cui la produzione di tecnologie FER si è andata consolidando, la dinamica espansiva dell'occupazione e del fatturato è emersa in tutta evidenza nel periodo 2000-2005, spesso in contrapposizione alla contrazione dell'attività produttiva che ha diffusamente investito il comparto manifatturiero.

Da questo contesto l'Italia sembra tuttavia distaccarsi, manifestando un'evidente debolezza competitiva rispetto alle *performance* europee e presentando, almeno per ora, deboli presupposti per la costruzione di una nuova capacità competitiva in quest'ambito. Il ruolo pubblico per il decollo di questi nuovi settori è stato certamente fondamentale in tutti i paesi europei che cominciano oggi a ricavarci un primo importante spazio competitivo e l'Italia appare, anche in questo senso, dissonante. Nel 2007, complessivamente, l'occupazione diretta e indiretta legata all'industria eolica in Europa era stimata intorno alle 160 mila unità, pari a circa la metà del numero totale di occupati nel settore delle FER in Europa.

La ricaduta in termini di valore aggiunto e occupazione è massima nei paesi dove si trovano stabilimenti industriali di costruzione o assemblaggio degli aerogeneratori: si stima che, nel 2007, l'eolico in Germania impiegasse circa 90 mila persone, in Danimarca 23.500 e in Spagna 45.000^(b). In termini di sviluppo del settore industriale dei pannelli fotovoltaici, secondo i dati pubblicati recentemente dall'EurObserver, il fatturato generato da questo comparto in Europa è passato dai 5.700 milioni di euro del 2006 ai 9.200 milioni di euro del 2007, facendo salire il numero di occupati del 75% (da 40.000 a 70.000). La Germania si conferma la nazione più dinamica del settore, contando più di 10.000 aziende, un fatturato che passa dai 4.451 milioni di euro del 2006 ai 6.530 milioni di euro del 2007 e un numero di lavoratori cresciuto da 30.000 a 40.000.

Fatturato per settore in alcuni paesi europei nel 2007 (Milioni di euro)

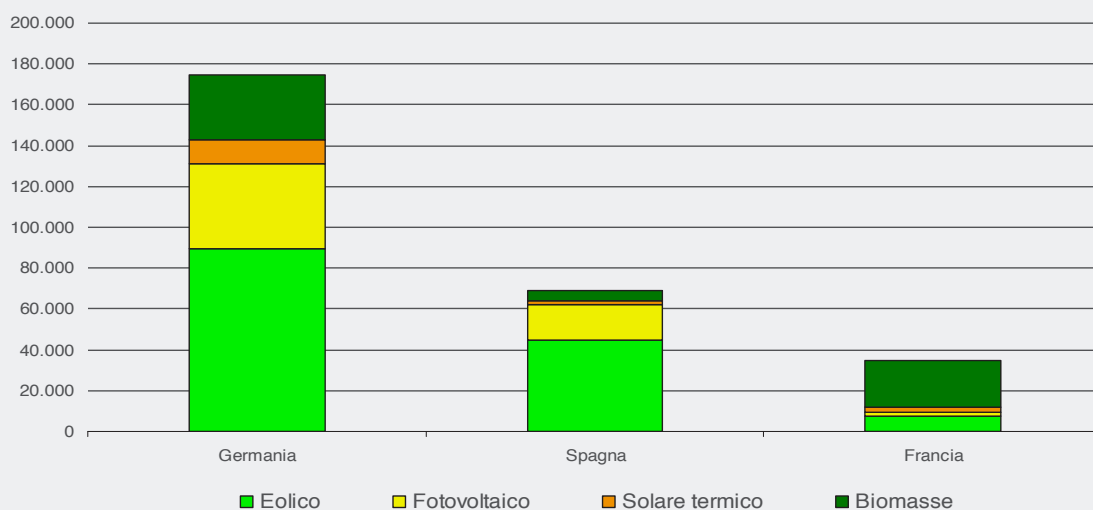
Fig. I



Fonte: 8th EurObserv'ER Report, 2008

Numero di occupati per settore in alcuni paesi europei nel 2007

Fig. II



Fonte: 8th EurObserv'ER Report, 2008

Andando ad analizzare la realtà italiana dell'eolico, del fotovoltaico e delle biomasse, emerge che, dal 2002 al 2008, tali settori, hanno complessivamente più che triplicato il fatturato. In particolare, il fotovoltaico è stato il comparto più dinamico, registrando un incremento medio annuo del 70%, seguito dall'eolico (+38%) e dalle biomasse e rifiuti (+12%). In termini di occupati tali settori assorbono oltre 20.000 addetti, che arrivano a 60.000 se si considerano anche il solare termico e l'idroelettrico. Occorre però evidenziare che, ad oggi, gran parte dei mercati degli aerogeneratori e dei componenti (celle e moduli) del fotovoltaico sono controllati da società straniere, e di fatto la mancanza di un sistema produttivo adeguato sottrae al paese un fatturato potenziale che potrebbe essere superiore del 50-60% rispetto a quello attuale.

Tab. I

**Fatturato dei principali comparti delle nuove rinnovabili per produzione di energia elettrica in Italia
(Milioni di euro)**

	Eolico	Fotovoltaico	Biomasse e rifiuti	Totale
2002	321	30	1.139	1.490
2003	353	40	1.384	1.777
2004	660	48	1.512	2.220
2005	926	61	1.216	2.203
2006	1.111	77	1.661	2.849
2007	1.528	339	1.721	3.588
2008	2.196	700	2.285	5.181

Fonte: Nomisma Energia

Tab. II

**Occupazione diretta e indotto dei principali comparti delle nuove rinnovabili per produzione di energia elettrica
in Italia (numero di addetti)**

	Eolico	Fotovoltaico	Biomasse e rifiuti	Totale
2002	886	200	4.281	5.367
2003	1.109	221	5.166	6.496
2004	3.174	226	5.988	9.388
2005	5.076	368	5.065	10.509
2006	6.210	758	5.646	12.614
2007	7.076	1.598	6.452	15.126
2008	10.379	2.229	8.233	20.841

Fonte: Nomisma Energia

Secondo un'analisi finanziata dalla Commissione europea^(a) per l'Italia viene stimata, al 2010, una crescita potenziale netta dell'occupazione nelle industrie rinnovabili e nell'agricoltura (legata alla filiera della biomassa e del biogas) pari a 73 mila unità nello scenario *Current Policies* e pari a 124 mila nello scenario *Advanced Renewable Strategy* (pari, rispettivamente, allo 0,5% e allo 0,75% del totale della forza lavoro nazionale).

Entrambi questi risultati si collocano sotto la media dell'UE15, pur se risultano comunque significativi, in quanto rappresentano una crescita compresa tra il 56 e il 66% a livello nazionale e potrebbero portare alla creazione di piccoli distretti locali altamente specializzati. Buone prospettive sono previste anche per l'agricoltura, in relazione allo sviluppo delle cosiddette colture energetiche, destinate ai mercati delle biomasse e dei biocombustibili, mentre non sembrano esistere margini per accrescere le esportazioni di beni o servizi energetici in altri paesi dell'Unione europea.

Infine, secondo un più recente studio sviluppato dall'Anev e dalla Uil nel 2008, sulla base del dato relativo al potenziale nazionale di 16.200 MW di potenza eolica installabile a tecnologia attuale, il numero di addetti impiegati nel settore al 2020, potrebbe arrivare a 66.000 unità, di cui oltre due terzi impiegati nell'indotto.

Note Box 1

(a) REN21 (2008), Renewables Global Status Report 2007.

(b) EurObserver (2009), 8th EurObserver Report.

(c) Progetto MITRE, Monitoring & Modelling Initiative on the Targets for Renewable Energy, finanziato dalla Commissione europea, al fine di valutare la possibilità di raggiungere i target del pacchetto 20-20-20, sottolineando i benefici economici, in termini di impiego, di una strategia pro-attiva. I risultati del progetto tengono in considerazione gli impatti occupazionali diretti e indiretti nel settore delle rinnovabili e nella sua catena di fornitura, come anche i potenziali effetti negativi sui posti di lavoro nell'industria energetica di tipo convenzionale.

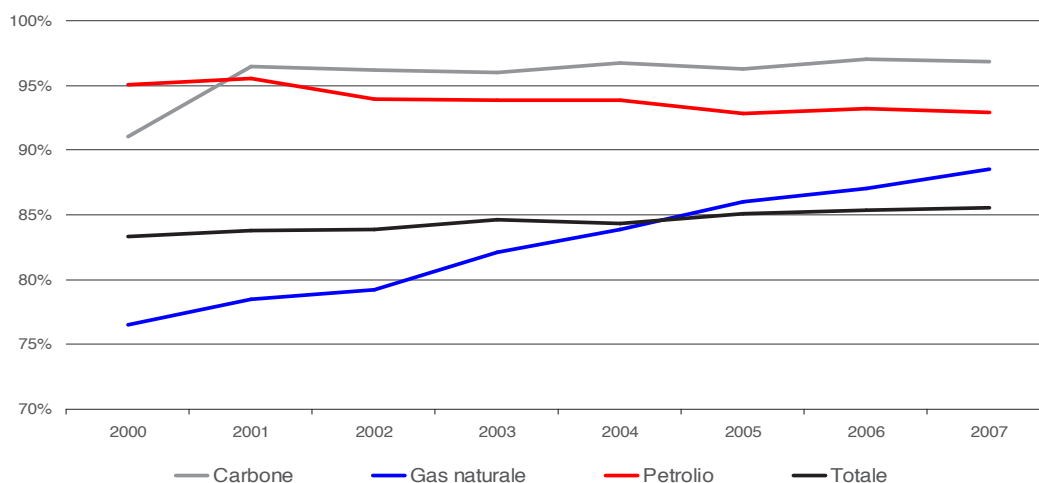
2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

2.1 Il bilancio energetico nazionale

Nel 2007, per il secondo anno consecutivo, si è verificato uno scostamento tra l'andamento dell'attività economica e quello dei consumi energetici primari. A fronte di un incremento del PIL dell'1,5%, che comunque già mostrava l'emergere di fragilità, legate all'eccessiva dipendenza dalle esportazioni del nostro sistema produttivo, si è associata una contrazione dei consumi di energia pari all'1%. Di fatto, secondo i dati del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) del Ministero dello sviluppo economico (MSE), il consumo interno lordo nel 2007 è stato pari a 194,2 Mtep; tale calo è imputabile, prevalentemente, alle condizioni climatiche piuttosto miti, all'incremento dei prezzi del petrolio, intensificatosi dalla seconda metà del 2007, e, in parte, potrebbe essere il risultato delle politiche di efficienza energetica realizzate negli ultimi anni. Il contributo della produzione nazionale al soddisfacimento della domanda globale di energia primaria è risultato pari a 28 Mtep, registrando un ulteriore decremento rispetto all'anno precedente (-2,6%), legato alla forte flessione del gas naturale (-11,6%), che ha vanificato l'aumento della produzione nazionale delle altre fonti primarie. Infatti, la produzione di petrolio ha registrato, se si esclude il picco del 2005 (6,08 milioni di tonnellate), il valore maggiore degli ultimi 20 anni, con 5,84 milioni di tonnellate (+1,6%), quella del carbone è aumentata del 5,9% e le fonti rinnovabili sono cresciute dell'1,3%, grazie allo sviluppo della produzione eolica (+41%) che ha più che bilanciato il consistente calo dell'idroelettrico (-10%). Nonostante il calo dei consumi e delle importazioni complessive, non è mutato quindi il grado di dipendenza energetica del paese, che nel 2007 è stato dell'86%. Analizzando in maniera puntuale i singoli combustibili fossili si osserva che nel periodo 2000-2007 si sono verificate dinamiche diverse con riferimento al livello di dipendenza dalle importazioni. Si conferma una forte crescita di tale indicatore per il gas naturale rispetto al petrolio, sintomo, sia di un maggior utilizzo che del rapido declino della produzione nazionale. Il problema della mancata ricostituzione delle riserve di gas¹ è riconducibile essenzialmente al lungo iter amministrativo previsto per ottenere le autorizzazioni necessarie al loro sfruttamento, complicato dall'esistenza del principio delle "competenze concorrenti"² e dalle forti resistenze presenti a livello locale. In Italia, le procedure richiedono un tempo doppio rispetto alla media dei paesi appartenenti all'OCSE: 7-8 anni per ottenere un permesso di ricerca cui se ne aggiungono altri 6-8 per ottenere la concessione per l'estrazione di idrocarburi. Tutto ciò rappresenta un costo molto elevato che scoraggia gli investitori.

La dipendenza energetica nazionale per fonte e totale

Fig. 2.1



Fonte: elaborazioni GME su dati Mse (Bilancio Energetico Nazionale)

¹ Tali riserve sono ubicate per il 68% in mare, in particolare nella zona "A" dell'Adriatico, dove si produce circa il 53% del gas. Su questa area incombe però la preoccupazione di effetti di subsidenza indotti dalle attività estrattive. Il decreto sullo sviluppo varato a gennaio 2009 ha cancellato la clausola di revisione che bloccava le attività di produzione in questa area, concedendo ai sette concessionari (di cui ENI, Edison e Shell sono i principali) di riprendere l'attività qualora dimostrassero che l'estrazione non provoca subsidenza.

² La riforma del Titolo V della Costituzione e l'estensione del potere decisionale alle regioni in tema di energia fa parte del processo di decentralizzazione in atto, che tuttavia necessita di un completamento in grado di identificare in maniera chiara e puntuale il ruolo dello Stato e delle regioni.

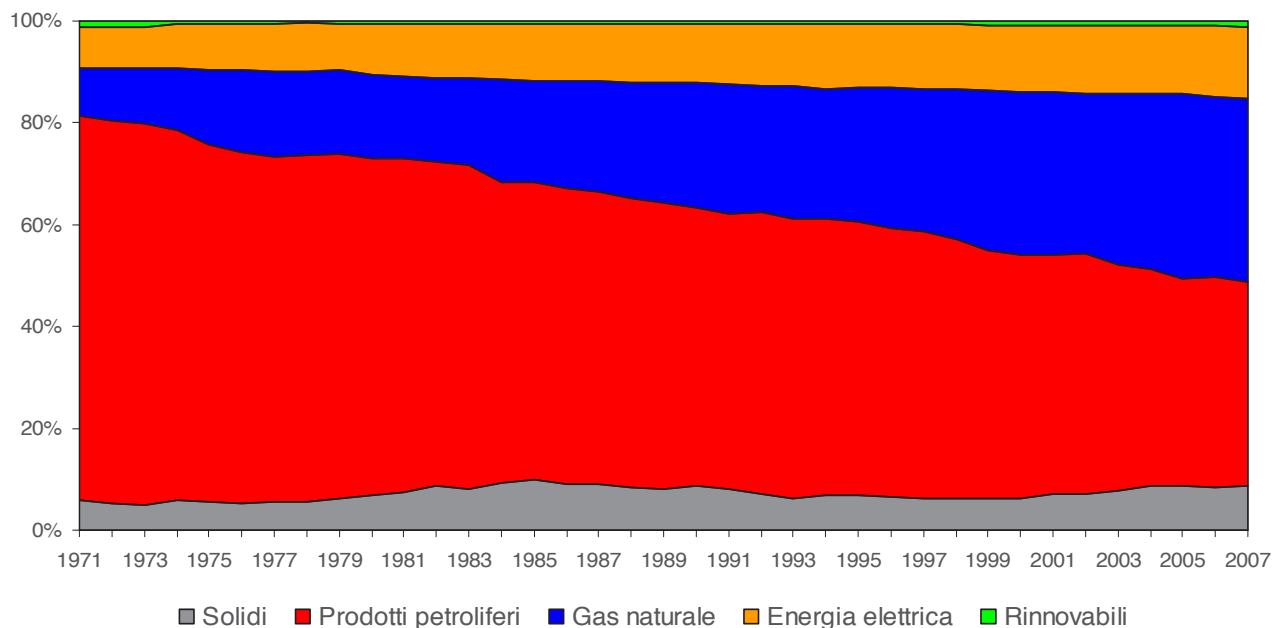
In tal modo non si riescono a sfruttare in maniera soddisfacente le risorse esistenti, visto che secondo le stime dell'Ufficio minerario del MSE, le riserve accertate di petrolio ammontano a 840 milioni di barili, a cui si aggiunge un potenziale addizionale valutabile tra i 400 e i 1.000 milioni di barili per un valore, in euro, compreso tra i 90 e i 130 miliardi. Per quanto riguarda il gas, le riserve equivalgono a 130 miliardi di metri cubi, con un potenziale aggiuntivo fra 120 e 200 miliardi di metri cubi, per un valore stimato tra i 75 e i 100 miliardi di euro.

A fronte di tali dati emerge in modo evidente come lo scarso utilizzo delle riserve di petrolio e gas naturale sia dovuto, più che all'esaurimento delle risorse, alla pluriennale carenza di investimenti in esplorazione e sviluppo, principalmente in relazione al gas naturale. Mentre infatti ci si attende un significativo incremento della produzione di petrolio con l'avvio del progetto di sviluppo del giacimento di Tempa Rossa, in Basilicata, si conferma l'andamento di progressivo declino delle riserve recuperabili di gas in quanto, nonostante la contrazione della produzione, si osserva che anche la vita residua³ delle stesse è a sua volta in continua diminuzione, essendo passata dai 21 anni del 1991 agli attuali 14.

Il consumo finale delle fonti di energia, nel 2007, è stato caratterizzato da una diminuzione della richiesta di petrolio (-3,4%), che continua a rimanere la fonte più utilizzata, coprendo il 43% della domanda complessiva (nel 2000 la sua quota era al 49%). Tale calo non è stato compensato dalla modesta crescita dei consumi finali delle altre fonti di energia.

Fig. 2.2

Andamento degli impieghi delle fonti primarie

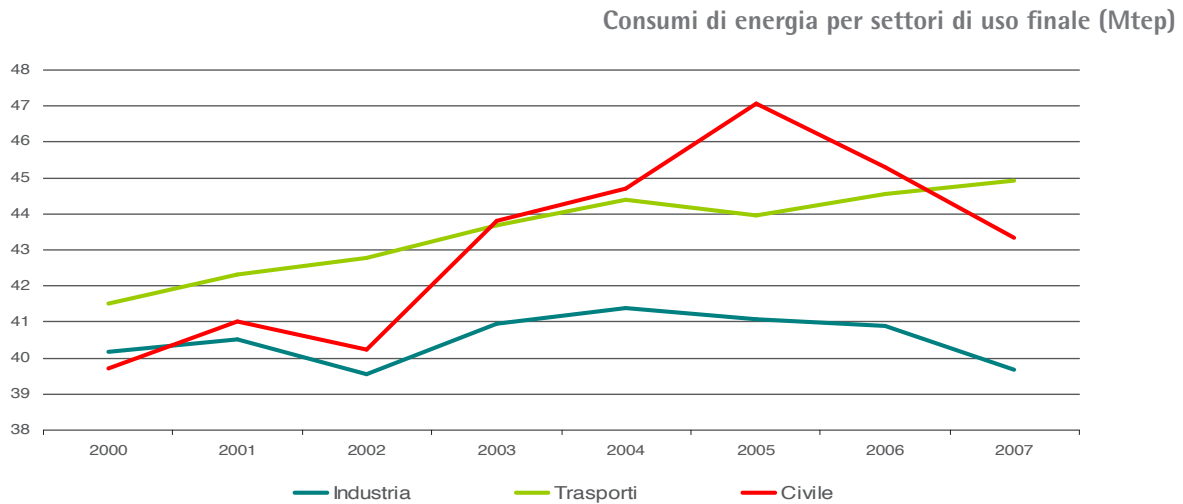


Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, MSE

A livello settoriale, nel 2007, si conferma, per il secondo anno consecutivo, una riduzione pari al 4% della domanda di energia in quello civile, da attribuirsi principalmente a effetti legati a fattori climatici che hanno comportato una minore domanda di gas naturale e di climatizzazione ambientale. Ciò ha anche contribuito al forte rallentamento del *trend* di crescita dei consumi di elettricità, che si è fermato allo 0,7%, rispetto al 2,1% del 2006. Tale andamento risulta ancor più significativo se confrontato con quanto avvenuto nel periodo 2000-2005, durante il quale il settore aveva mostrato un tasso di crescita medio annuo del 3,5%.

³ LA VITA RESIDUA È PARI AL RAPPORTO TRA LE RISERVE RECUPERABILI E LA PRODUZIONE ANNUALE.

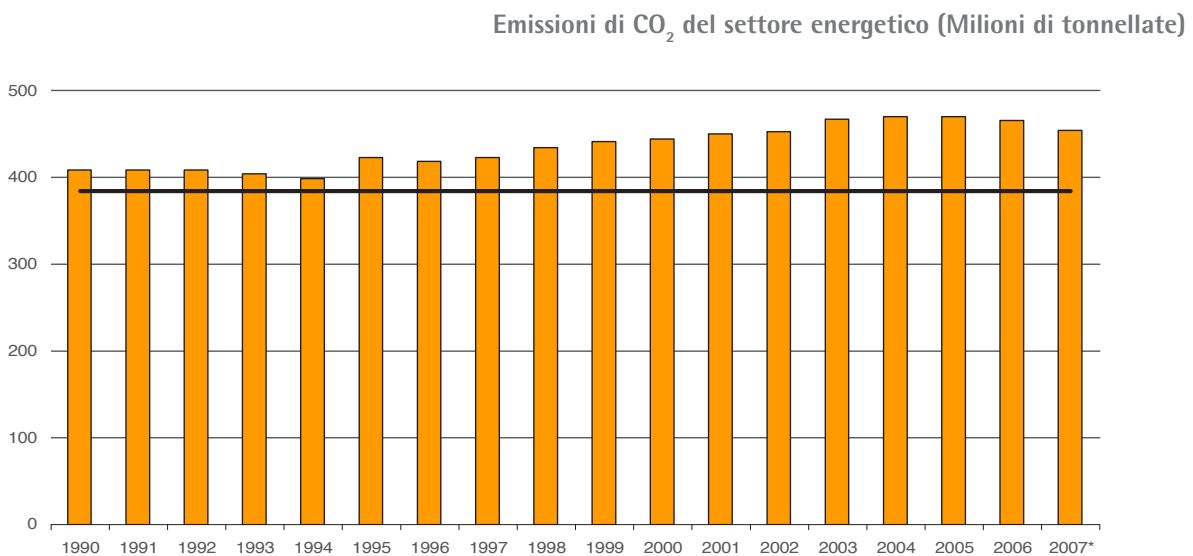
Fig. 2.3



Fonte: Bilancio Energetico Nazionale, MSE

In termini di emissioni di CO₂, nel 2006, secondo i dati pubblicati dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), il settore energetico ha contribuito per l'83,4% alle emissioni nazionali di gas serra. In questo settore, tra il 1990 e il 2006, le emissioni di CO₂ sono aumentate di oltre il 13%, con il comparto dei trasporti che ha mostrato il tasso di crescita più elevato (+28%). Per il 2007, sulla base delle stime effettuate dall'Eni, si è osservata una diminuzione delle emissioni di CO₂, superiore, in valore assoluto, alla contrazione dei consumi energetici, ciò grazie alla forte riduzione dell'impiego di olio combustibile nel settore termoelettrico e di gasolio da riscaldamento nel settore civile, che hanno più che compensato il maggior utilizzo del carbone da vapore nel settore termoelettrico.

Fig. 2.4



(*) Stima ENI, febbraio 2008

Fonte: National Inventory Report 2008, ISPRA

Nota: la linea nera rappresenta il target di Kyoto per l'Italia.

Relativamente al 2008 sono disponibili le stime dell'Associazione italiana economisti dell'energia (AIEE), secondo le quali i consumi nazionali di energia hanno mostrato, per il terzo anno consecutivo, una accentuata contrazione rispetto all'anno precedente, allontanando ulteriormente il raggiungimento della soglia dei 200 Mtep che era sembrata molto vicina nel 2005, quando furono toccati i 198 Mtep.

Nonostante un inizio d'anno che aveva comportato sensibili aumenti della domanda di energia, a causa, in gran parte, delle rigide condizioni climatiche, a partire dal mese di maggio, i forti aumenti dei prezzi del petrolio e, da settembre, le

crescenti difficoltà dell'economia reale, hanno determinato una serie di variazioni negative rispetto al corrispondente mese dell'anno precedente.

Peraltro, il crollo dei prezzi del petrolio verificatosi nell'ultima parte dell'anno non è riuscito a sostenere una domanda colpita da fenomeni recessivi sempre più accentuati, principalmente nel settore industriale (l'indice della produzione industriale è sceso del 4,3% in media annua)⁴, determinando una riduzione dei consumi pari all'1,1% su base tendenziale. Anche le misure attivate per il miglioramento dell'efficienza energetica, il cui obiettivo di riduzione per il 2008 corrispondeva a 2,2 Mtep, hanno agevolato questa riduzione dei consumi che dal 2005 al 2008 è stata, sulla base delle stime attualmente disponibili, pari a 5,7 Mtep.

Tab. 2.1

Domanda di energia in fonti primarie nel 2007 e 2008 (dati in Mtep)

	2007	2008	Var. % 2008/2007
Combustibili solidi	17,2	17,4	1,1%
Gas naturale	70,0	69,9	-0,1%
Importazioni di energia elettrica	10,2	8,7	-14,5%
Prodotti petroliferi	82,5	79,5	-3,6%
Fonti rinnovabili	14,3	16,5	15,3%
TOTALE	194,2	192,1	-1,1%

Fonte: elaborazioni Osservatorio Energia AIEE su dati MSE

Per quanto riguarda la domanda delle varie fonti, il 2008 ha registrato cambiamenti importanti, con un forte incremento del contributo delle rinnovabili, la cui quota in un anno sarebbe passata dal 7,4 all'8,6%, un lieve miglioramento del carbone, una tenuta del gas naturale, con una quota del 36%, e una ulteriore flessione del contributo del petrolio, dal 42,5 al 41,4%. Tutto ciò ha fatto sì che si registrasse una nuova riduzione delle emissioni di CO₂, come conseguenza di una minore domanda complessiva e di una modifica del mix a favore di risorse meno inquinanti.

In termini assoluti il gas naturale, che pure aveva registrato un aumento della domanda nel primo trimestre dell'anno conseguente alle rigide temperature, ha subito gli effetti di una ridotta attività del settore industriale e della minore richiesta proveniente dal termoelettrico.

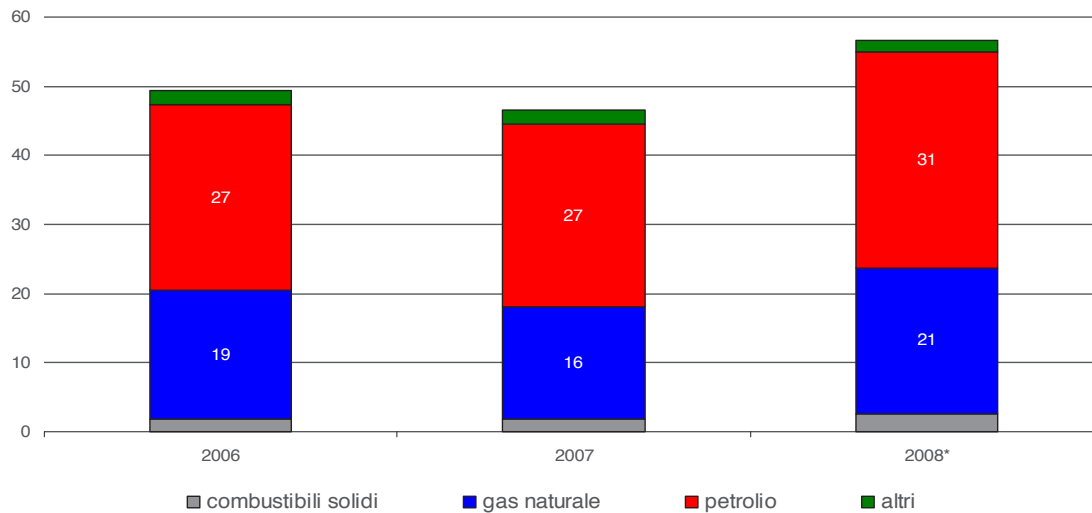
L'effetto prezzo e, poi, l'effetto reddito, legato al progressivo deterioramento della congiuntura economica, hanno inciso pesantemente anche sulla componente più rigida della domanda di prodotti petroliferi, rappresentata dal settore dei trasporti. Nonostante, infatti, il calo dei prezzi verificatosi nella seconda parte dell'anno i consumi di benzina e gasolio sono diminuiti del 2,4%.

2.2 La fattura, l'intensità energetica e la penetrazione elettrica

Secondo le stime dell'Unione petrolifera (UP), la fattura energetica nel 2008 dovrebbe attestarsi a circa 56,7 miliardi di euro. Tale valore risulterebbe il più alto, in termini nominali e reali, rispetto al picco del 1981 (55,7 miliardi di euro a valore corrente) e corrisponderebbe al 3,6% del PIL, quasi un punto percentuale in più rispetto all'anno precedente. Il forte incremento delle quotazioni delle *commodities* energetiche ha determinato, su base annua, un aggravio di oltre 10,2 miliardi di euro (+21,7%) dei costi che il Paese sostiene per l'approvvigionamento di energia dall'estero; ciò si è verificato a dispetto del crollo dei prezzi del petrolio negli ultimi mesi dell'anno, della flessione della domanda energetica (circa -1,1%) e del rafforzamento del cambio euro dollaro. Analizzando le singole fonti primarie di importazione che compongono la fattura energetica, si evidenzia come la spesa per il gas abbia registrato un aumento superiore al 30%, mentre nel caso del petrolio ha raggiunto il 18%.

⁴ NEL MESE DI DICEMBRE SI È VERIFICATA UNA VARIAZIONE TENDENZIALE SUPERIORE AL 14% (DATO CORRETTO PER I GIORNI LAVORATIVI).

Fattura energetica (Miliardi di euro) Fig. 2.5



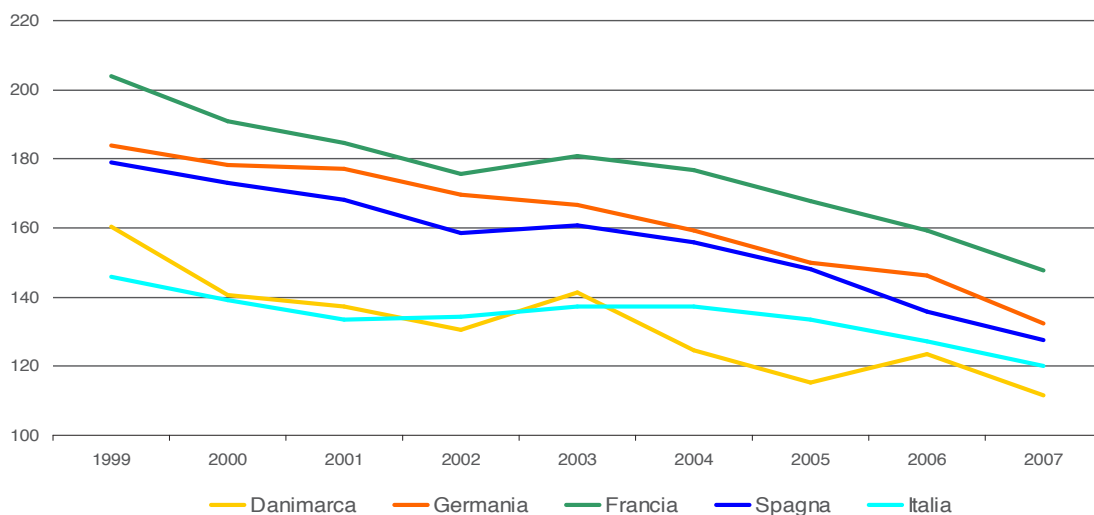
(*) Stima Unione Petrolifera

Fonte: Unione Petrolifera

Nel 2008 la diminuzione dei consumi di energia primaria è risultata superiore al calo dell'attività economica e ciò ha determinato, per il terzo anno consecutivo una lieve riduzione, valutabile nell'ordine dello 0,2%, del consumo di energia per unità di prodotto.

Dal confronto con gli altri paesi europei emerge che l'Italia alla fine degli anni '90 mostrava valori dell'intensità energetica più bassi rispetto alla media, ma negli ultimi anni la *performance* degli altri paesi, pur in presenza di una maggiore crescita economica, è stata decisamente migliore portando ad una riduzione del differenziale.

Intensità energetica finale del PIL di alcuni Paesi dell'UE (tep/Milioni di euro a parità di potere d'acquisto) Fig. 2.6



Fonte: elaborazione GME su dati Eurostat e British Petroleum

Un altro importante indicatore energetico è costituito dalla penetrazione elettrica, che misura il rapporto tra l'energia primaria commutata in energia elettrica e il totale dell'energia primaria consumata. Le analisi storiche mostrano il progressivo aumento dell'importanza dell'energia elettrica, dal momento che questa *commodity* ha contribuito in modo rilevante a migliorare la qualità della vita e a favorire la crescita economica, ottimizzando l'uso dell'energia. Tale indice

è infatti segnale del grado di sviluppo di un paese, come si può desumere dal fatto che negli Usa è passato dal 10% del 1930 al 40% del 1990, mentre in Italia la penetrazione elettrica è passata dal 20% del 1970 al 36% del 2000, stabilizzandosi su tali livelli fino ad oggi.

2.3 Il bilancio elettrico nazionale

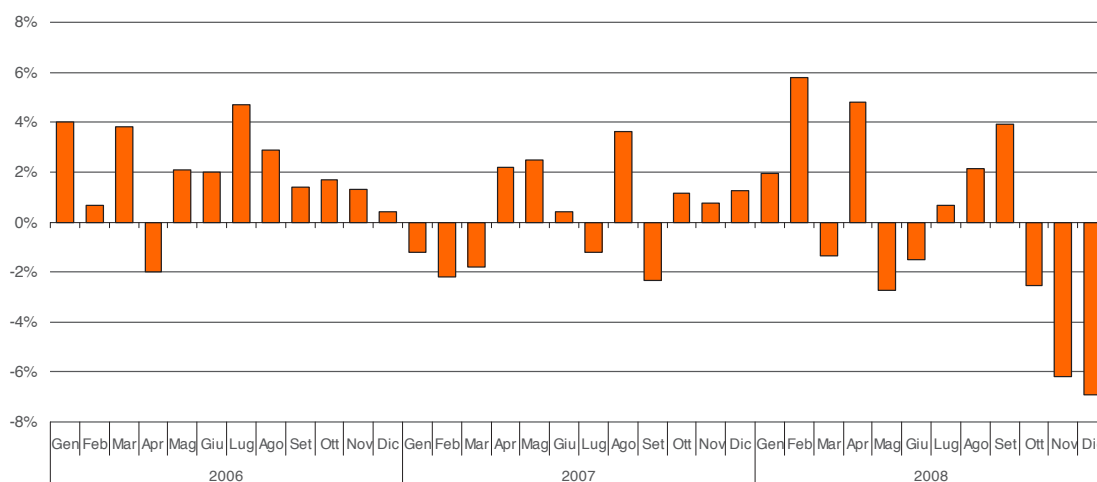
La richiesta annuale di energia elettrica nel 2008 ha registrato il primo calo dopo quasi 30 anni (nel 1981 aveva subito una diminuzione dello 0,6%), in conseguenza, anche in questo caso, della crisi economica in atto.

Tale spiegazione appare confermata dall'analisi dei dati ISTAT, che evidenziano una marcata contrazione dell'indice della produzione industriale, il quale, pur avendo interessato tutti i principali comparti ha riguardato in misura maggiore le industrie *energy-intensive* per la produzione dei beni intermedi (-4,8%), seguite dalle industrie dei beni strumentali (-4,1%) e da quelle dei beni di consumo (-2,3%).

Inoltre la diminuzione del fabbisogno è stata particolarmente accentuata, su base tendenziale, proprio nell'ultimo trimestre dell'anno quando, in concomitanza con il definitivo peggioramento della congiuntura economica, la produzione industriale è crollata in misura superiore al 10%. Lo stesso fenomeno è osservabile con riferimento al fabbisogno di potenza alla punta.

Fig. 2.7

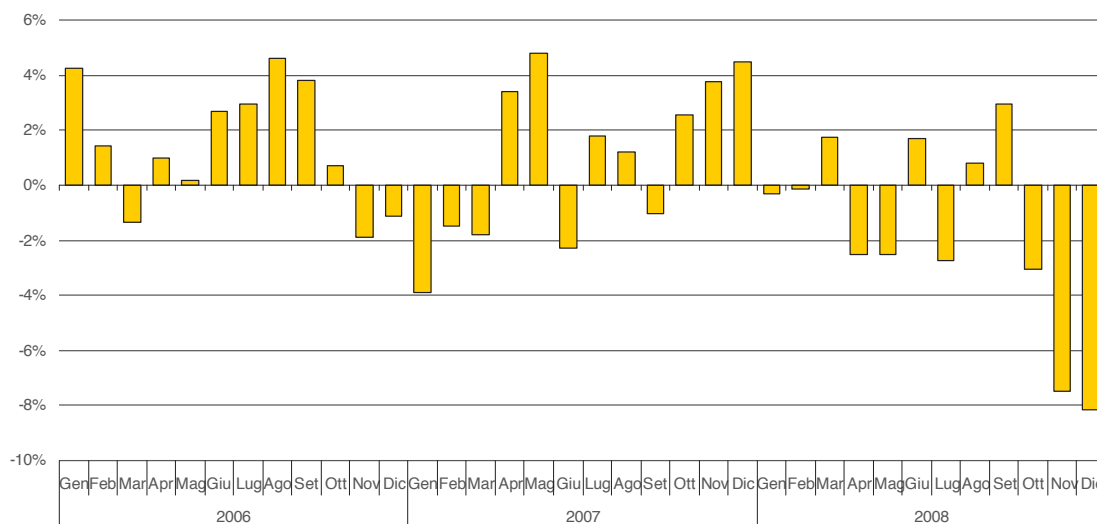
Variatione della richiesta di energia elettrica su base mensile rispetto all'anno precedente



Fonte: elaborazione GME su dati Terna

Fig. 2.8

Variatione del fabbisogno di potenza alla punta su base mensile rispetto all'anno precedente



Fonte: elaborazione GME su dati Terna

I consumi elettrici, a livello annuale, si sono attestati a circa 338 TWh, con un decremento, rispetto all'anno precedente, dello 0,7% e sono stati soddisfatti da un aumento della produzione interna (+1,3%) mentre le importazioni nette si sono ridotte in maniera consistente (-14,5%). La produzione domestica è stata caratterizzata da un crescente utilizzo delle fonti rinnovabili, in particolare dell'idroelettrico (+18,3%), dovuto a una maggiore disponibilità d'acqua nei bacini e nei corsi fluviali, e dell'eolico (+62,9%). La produzione termoelettrica ha invece subito un calo nell'ordine di 5,5 TWh (-2,1%) e quella geotermica dello 0,9%. La fonte geotermica, nel cui sviluppo l'Italia è sempre stata all'avanguardia⁵, continua a non essere sfruttata in modo adeguato. Dal 1994 al 2007, l'incremento di produzione da geotermico ha superato di poco i 2.000 GWh, con una potenza installata di 711 MW. Pur soddisfacendo, nel 2008, l'1,6% della richiesta di energia elettrica, si evidenzia uno scarso utilizzo delle sue potenzialità che, grazie all'innovazione tecnologica, si pensi agli impianti di terza generazione attualmente allo studio, potrebbero essere molto promettenti.

Bilancio dell'energia elettrica nel 2007 e nel 2008 (dati in GWh)

Tab. 2.2

	2007	2008	Var. % 2008/2007
Produzione lorda	313.888	317.894	1,3%
(di cui produzione CIP 6)	53.764	48.372	-10,0%
Idroelettrica	38.481	45.511	18,3%
Termoelettrica	265.764	260.228	-2,1%
Geotermoelettrica	5.569	5.518	-0,9%
Eolica	4.074	6.637	62,9%
Consumo servizi ausiliari	12.589	12.354	-1,9%
Produzione netta	301.299	305.540	1,4%
Importazione	48.931	42.997	-12,1%
Esportazione	2.648	3.431	29,6%
Saldo estero	46.283	39.566	-14,5%
Consumo pompaggi	7.654	7.464	-2,5%
Richiesta sulla rete	339.928	337.642	-0,7%

Fonte: Terna

In relazione ai combustibili utilizzati nella produzione termoelettrica, il gas naturale, a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti a ciclo combinato e alla migliore efficienza del parco a gas, continua a presentare la quota di mercato più alta, con circa il 48%. In termini assoluti, nel periodo in esame, sulla base delle prime stime disponibili, l'unico combustibile che vede aumentare il suo utilizzo nelle centrali elettriche, è il carbone, mentre gli altri mostrano flessioni più o meno significative.

Di contro le fonti rinnovabili stanno registrando buone *performance*, pur se frenate da una eccessiva burocrazia e dalle resistenze degli enti locali, che comportano lunghi iter autorizzativi pari in media a cinque anni, un'eternità se confrontata con i tre mesi di solito necessari in Germania.

Ciò nonostante, la politica di sostegno del governo, che eroga incentivi tra i più alti in Europa, ha permesso che nel 2008, secondo le rilevazioni di Assosolare (Associazione dell'industria solare fotovoltaica) il giro d'affari del solare fotovoltaico fosse pari a 800 milioni di euro, con una crescita del 500% sul 2007. Per l'eolico il 2008 si è concluso con 1.010 MW di nuova potenza installata, portando la potenza complessivamente disponibile a 3.736 MW, in aumento del 35% rispetto all'anno precedente.

5 IL PRINCIPE PIERO GINORI CONTI FU IL PRIMO A INTUIRE LE POTENZIALITÀ DELLA GEOTERMIA ALL'INIZIO DEL 20° SECOLO, QUANDO I SUOI STUDI TROVARONO FINALMENTE UNA DIMOSTRAZIONE PRATICA A LARDERELLO, IN TOSCANA. IN POCO PIÙ DI UN DECENNIO IL SISTEMA FU MIGLIORATO FINO A GARANTIRE A TUTTA LA ZONA CIRCOSTANTE IL PICCOLO PAESE TOSCANO IMPIANTI PER UNA POTENZA DI 2.750 KW. SI TRATTÒ DI UNA INNOVAZIONE CHE EBBE GRANDISSIMO IMPATTO RICHIAMANDO L'ATTENZIONE E L'INTERESSE DI MEZZA EUROPA.

2.4 Le infrastrutture energetiche: situazione attuale e prospettive future

Uno dei principali elementi che qualificano e caratterizzano i pacchetti di stimolo antirecessivi avviati nel 2008, sia a livello di singole nazioni che di organismi internazionali, è lo sviluppo di una "green economy", atta a garantire un nuovo ciclo di innovazione tecnologica e un maggior livello di sostenibilità ambientale.

A tal fine sono stati predisposti massicci investimenti nel settore delle fonti alternative⁶, ma la condizione necessaria affinché questi progetti possano essere efficaci è lo sviluppo di una rete di trasmissione flessibile, sicura ed efficiente.

Nel 2008 l'Unione europea⁷ ha sottolineato in più occasioni l'importanza di investire in nuove reti energetiche, per sostituire le infrastrutture obsolete e per passare a un'energia a basse emissioni di carbonio basata su fonti rinnovabili. In questo senso, lo sviluppo di nuovi progetti di interconnessione tra paesi limitrofi facilita l'integrazione nel sistema dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Oltre ad attenuare gli effetti della variabilità della produzione da rinnovabili, l'interconnessione consente di ridurre i costi di bilanciamento e stimola una reale concorrenza che riduce i prezzi e sostiene lo sviluppo delle reti. Inoltre, la condivisione e l'uso ottimale della capacità di trasmissione può contribuire a evitare l'eccesso di nuove costruzioni in ogni nazione.

In Italia il perseguimento di tali obiettivi di sviluppo ha portato nel corso del 2008 alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione e di stazioni di trasformazione di significativa importanza per il funzionamento della Rete di trasmissione nazionale (RTN), con un esborso pari a 550 milioni di euro (+70% rispetto al 2007).

Un percorso che sembra destinato a continuare anche negli anni a venire, come dimostra il Piano Strategico per il periodo 2009-2013 presentato da Terna il 3 febbraio 2009, nel quale viene previsto un impegno ancora maggiore rispetto al precedente (+300 milioni di euro che rappresentano un incremento del 10%).

Nel quinquennio preso in considerazione dal piano, gli investimenti complessivi previsti salgono a 3,4 miliardi di euro, di cui 2,6 miliardi di euro sono destinati allo sviluppo della rete. Gli interventi in programma dovrebbero consentire di dotare il sistema elettrico di una gestione sempre più efficiente e sicura dei flussi di energia, contribuendo a ridurre le congestioni locali attraverso la rimozione delle "strozzature" esistenti, di potenziare la rete rendendo più agevole l'utilizzo di nuova capacità di generazione da fonte rinnovabile e di rafforzare il sistema di trasmissione e interconnessione con l'estero.

Le principali realizzazioni in programma sono:

- collegamento in cavo sottomarino tra Sardegna e penisola italiana (SA.PE.I.);
- linea Sorgente – Rizziconi (Sicilia/Calabria);
- linea Santa Barbara – Casellina (Arezzo/Firenze);
- potenziamento dell'interconnessione Italia-Francia;
- potenziamento dell'interconnessione Italia-Slovenia;
- collegamento con i Balcani in cavo sottomarino attraverso l'Adriatico;
- collegamento con il Nord Africa.

Gli ultimi quattro obiettivi rientrano nel progetto di costituire un "hub elettrico" del Mediterraneo, che potrebbe portare l'Italia al centro del sistema elettrico europeo, consentendo al contempo di ottenere livelli maggiori di diversificazione e sicurezza, in un contesto di riduzione dei costi.

Per sostenere queste iniziative l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) ha varato, a fine 2008, due delibere⁸ che hanno introdotto un meccanismo facoltativo di mitigazione del rischio connesso alla prevista diminuzione dei consumi di energia elettrica, che sembra proseguirà, in modo ancora più accentuato nel 2009. Una iniziativa necessaria dal momento che i ricavi di Terna dipendono dai corrispettivi legati all'energia che transita sulla rete, per cui una diminuzione dei volumi potrebbe compromettere la remunerazione dell'azienda.

⁶ TRA LE VARIE MISURE AVVIATE IN ITALIA SI EVIDENZIA IL BANDO EMANATO DAL MINISTERO DELL'AMBIENTE, PUBBLICATO SULLA G.U. N. 299 DEL 23 DICEMBRE 2008, CHE ISTITUISCE UN FONDO DI 10 MILIONI DI EURO PER LA PROMOZIONE DELLE RISORSE RINNOVABILI IN AREE URBANE (FORR).

⁷ IN PARTICOLARE SI RICORDANO: IL LIBRO VERDE SULLE RETI ENERGETICHE, CHE DEFINISCE SEI INIZIATIVE STRATEGICHE RITENUTE DETERMINANTI PER LA SICUREZZA ENERGETICA DELL'UE ED IL *SECOND STRATEGIC ENERGY REVIEW*, NEL QUALE LA COMMISSIONE PROPONE UNA NUOVA POLITICA SULLE RETI ENERGETICHE VOLTA A INCENTIVARE GLI INVESTIMENTI IN RETI PIÙ EFFICIENTI E CHE DISTRIBUISCANO ENERGIA A BASSE EMISSIONI DI CARBONIO.

⁸ CI SI RIFERISCE ALLE DELIBERE 188/08 E LA DELIBERA 189/08.

2.5 L'evoluzione del quadro regolatorio

Nel corso dell'anno 2008 importanti interventi normativi sono stati apportati, tanto da parte del Legislatore primario, quanto da parte di quello secondario, al fine di sviluppare e migliorare l'efficienza della struttura operativa e delle disposizioni vigenti sia nel Mercato Elettrico, sia nei Mercati Ambientali.

Per quanto riguarda il Mercato Elettrico, nel corso del secondo semestre dell'anno, due provvedimenti regolatori sono stati emanati allo scopo, da un lato, di incrementare la flessibilità operativa relativa alla gestione delle deleghe per gli operatori qualificati a operare sul Mercato Elettrico, dall'altro, di riorganizzare i servizi offerti da parte del GME, quale soggetto istituzionalmente preposto all'organizzazione e alla gestione di piattaforme informatiche centralizzate per lo scambio fisico di flussi di energia elettrica.

Nello specifico, per la normativa riguardante il Mercato Elettrico, appare opportuno segnalare:

- Il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 16 luglio 2008, pubblicato sulla g.u. n. 183 del 6 agosto 2008. Il DM *de quo* ha approvato la proposta di modifica all'articolo 17 del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico. La modifica ha consentito di offrire ai partecipanti al mercato elettrico una maggiore flessibilità operativa prevedendo, nell'ambito dell'istituto di cui all'articolo 17, comma 3, l'introduzione di una "sub-dichiarazione". Segnatamente il beneficiario di tale dichiarazione, in qualità di operatore qualificato di mercato e di "soggetto autorizzato", può rilasciare un'ulteriore dichiarazione a favore di una terza società. In tal modo, l'utente del dispacciamento ha la facoltà di autorizzare una società ad operare sul Mercato Elettrico relativamente ai punti di offerta nella sua disponibilità, prevedendo inoltre, ove lo ritenesse, in via contestuale, che tale società "autorizzata" possa a sua volta autorizzare una terza società ad operare su IPEX, relativamente ai medesimi punti di offerta.
- Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 17 settembre 2008 pubblicato sulla g.u. n. 243 del 16 ottobre 2008.

Con il DM in oggetto sono state approvate le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico con le quali è stato introdotto, nell'ambito dei mercati gestiti dal GME, il Mercato Elettrico a Termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro (MTE). Attraverso tale nuovo segmento di mercato gli operatori possono negoziare energia elettrica su orizzonti temporali più estesi rispetto a quelli consentiti dall'originaria configurazione dell'IPEX, pari al singolo giorno. Il MTE costituisce, infatti, il completamento della struttura del mercato elettrico "fisico", precedentemente composta dai soli mercati MGP/MA e MSD. MTE assolve, dunque, alla necessità di disporre di un mercato regolamentato per lo scambio multilaterale di contratti a termine di compravendita di energia elettrica, nel rispetto dell'anonimato garantito dal ruolo di controparte centrale svolto dal GME. Il DM in questione ha approvato, altresì, le modifiche introdotte con riferimento al Mercato dei Certificati Verdi (CV), laddove è stata riconosciuta al GME la qualifica di controparte centrale delle negoziazioni ivi concluse. In tale contesto, la qualifica di controparte centrale attribuita al GME ha consentito di eliminare completamente il rischio di controparte sul mercato dei CV e ha introdotto una semplificazione degli adempimenti amministrativo-contabili derivanti dalla partecipazione al mercato organizzato.

Per quanto concerne i restanti interventi normativi adottati in materia di mercati ambientali, si rileva che le scelte compiute dal Legislatore sono state sollecitate dall'esigenza e dalla necessità di assicurare una maggiore trasparenza delle transazioni concluse bilateralmente dagli operatori sia con riferimento ai CV che ai Titoli di Efficienza Energetica (TEE). In particolare nel corso del 2008, le autorità competenti hanno intrapreso azioni volte a perseguire il miglioramento e l'affinamento puntuale degli attuali sistemi di incentivazione anche attraverso la correzione di alcune criticità riscontrate nelle prime fasi di applicazione di tali sistemi.

A tal proposito si segnalano:

- La deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 345/07, del 28 dicembre 2007 relativa a "Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e di obblighi di registrazione dei contratti e delle transazioni bilaterali di cui ai medesimi decreti".

La deliberazione *de qua*, adottata dall'AEEG in attuazione delle disposizioni introdotte dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 dicembre 2007 ha previsto l'adozione da parte del GME di un Regolamento disciplinante le modalità procedurali e gli strumenti operativi per la registrazione dei prezzi degli scambi dei titoli di efficienza energetica (TEE) conclusi attraverso la contrattazione bilaterale. Inoltre il DM 21 dicembre 2007 ha previsto che il GME pubblici, per tutti gli anni di validità dello strumento, con invii all'AEEG, MSE, MAT e Regioni, un rapporto semestrale sull'andamento delle contrattazioni dei TEE. A valle del provvedimento sopra citato, è da segnalare la deliberazione dell'AEEG EEN n. 5/08 del 14 aprile 2008, di approvazione del suddetto Regolamento, che il GME ha provveduto a pubblicare sul proprio sito internet in data 18 aprile 2008. Conseguentemente, a partire da tale data, i soggetti ammessi ad operare nel Registro dei TEE hanno dovuto comunicare al GME, unitamente alle quantità di titoli di efficienza energetica scambiati attraverso contrattazione bilaterale, anche i relativi prezzi. I citati interventi normativo-regolatori, hanno gradualmente consentito, come sopra anticipato e come, peraltro, confermato dal Terzo Rapporto Annuale sui TEE pubblicato da parte dell'AEEG, di superare alcune criticità riscontrate nelle prime fasi di applicazione di tale meccanismo di incentivazione. Valutazioni di carattere generale portano ad evidenziare come, effettivamente, lo strumento dei TEE stia concorrendo allo sviluppo di un mercato dei servizi energetici, alla diffusione tra le imprese e i cittadini di una solida cultura dell'efficienza energetica e dell'uso razionale dell'energia, nonché all'incentivazione e al sostegno della realizzazione degli interventi di risparmio energetico più onerosi, garantendo al contempo l'efficienza economica dell'incentivazione anche grazie alla possibilità di sfruttare gli scambi in borsa, caratteristica peculiare di questo strumento.

- Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008, pubblicato sulla g.u. n. 1 del 2 gennaio 2009 ed entrato in vigore alla medesima data di pubblicazione. Tale decreto ha modificato il Regolamento della Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV), prevedendo che, ai sensi dell'articolo 12 del medesimo decreto, tutte le registrazioni di transazioni bilaterali aventi ad oggetto CV dovranno essere effettuate nell'ambito della piattaforma informatica organizzata e gestita dal GME con l'indicazione obbligatoria non soltanto delle quantità ma anche dei prezzi a cui le stesse vengono concluse.

Sempre in materia ambientale, relativamente al Mercato delle Unità di Emissione dei gas a effetto serra (EM), e nel rispetto degli impegni presi dall'Italia all'interno del contesto europeo, in applicazione del decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216, di attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE e successive modifiche e integrazioni, relative allo scambio di emissioni dei gas serra nella Comunità e con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto, è stata pubblicata la deliberazione n. 020/2008 del Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE, del 12 novembre 2008, relativamente all'assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo di riferimento 2008-2012.

Il 28 febbraio 2008 il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministro dello sviluppo economico hanno approvato con decreto interministeriale, a conclusione del processo di consultazione avviato l'11 dicembre 2007, la Decisione di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 con mandato al Comitato di notificare la stessa decisione alla Commissione europea.

Conformemente al nulla osta della Commissione europea, acquisito con lettera in data 20 ottobre 2008, è stata data esecuzione alla Decisione di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012, di cui sopra, per un valore di circa 194,5 milioni di quote di CO₂ medie per anno.

Il Comitato, con la deliberazione n. 20/2008, in data 12 novembre 2008, ha pubblicato il provvedimento di "Esecuzione della decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 elaborata ai sensi dell'articolo 8, comma 2, lettera C) del decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216 e successive modifiche ed integrazioni, in osservanza al nulla osta della Commissione europea", inserendo nell'Allegato 1 della citata deliberazione, le tabelle di ripartizione delle quote per tutto il periodo di competenza, dettagliando la suddivisione delle quote complessivamente ammesse al rilascio, tanto per settore merceologico, quanto per singola tipologia di impianto produttivo.

Da ultimo, sempre in argomento, si riporta la modifica apportata al Regolamento dell'EM, a seguito della quale, il GME, ha assunto la qualifica di controparte centrale anche su tale mercato.

Il nuovo ruolo assunto dal GME permetterà una gestione più efficiente del EM, limitando, nei confronti degli operatori partecipanti, il rischio di insolvenza della controparte contrattuale e semplificando notevolmente le procedure amministrativo-contabili di competenza.

La citata modifica, entrata in vigore in data 1 dicembre 2008, ha comportato l'aggiornamento anche delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) del Regolamento del EM, allo stesso collegate, consentendo in tal modo di armonizzare la struttura del mercato organizzato dal GME a quella degli analoghi mercati attualmente attivi in Europa.

Dal 1° luglio 2007 il settore dell'energia elettrica è stato completamente liberalizzato, per cui tutti i clienti domestici possono scegliere di cambiare il proprio fornitore. Per coloro che non intendono avvalersi di tale facoltà è stato istituito un servizio, definito di maggior tutela, in cui l'approvvigionamento di elettricità, analogamente a quanto avveniva in regime di mercato vincolato, continua ad essere affidato all'Acquirente Unico (AU). Con cadenza trimestrale, l'AEEG determina le condizioni economiche di riferimento (le cosiddette tariffe) a cui l'energia elettrica deve essere offerta a tali clienti.

Nel corso del 2008, la tariffa elettrica per un consumatore standard (potenza impegnata 3KW e consumi annui di 2.700 KWh) è cresciuta del 13,6%, passando da 15,91 a 18,07 c€/KWh a causa dei forti aumenti del prezzo dei combustibili fossili sui mercati internazionali, che ricoprono un peso rilevante nel mix di generazione nazionale. La tendenza si è invertita nel primo trimestre 2009, quando si è assistito a una consistente diminuzione di quasi 1 c€/KWh che sembra essere destinata a proseguire in virtù del crollo dei prezzi delle *commodities* energetiche che ha caratterizzato la seconda metà dello scorso anno e della diminuzione del fabbisogno, dovuta alla crisi economica (Tab. I).

Tab. I

Evolutione della tariffa elettrica per consumatori domestici tipo (potenza impegnata 3KW e consumi annui 2.700 KWh)

	II Trim 2008	II Trim 2008	III Trim 2008	III Trim 2008	IV Trim 2008	IV Trim 2008	I Trim 2009	I Trim 2009
	%	c€/KWh	%	c€/KWh	%	c€/KWh	%	c€/KWh
Costi di approvvigionamento	64,0%	11,00	65,1%	11,67	65,8%	11,89	64,4%	11,04
di cui:								
PE (energia)	54,0%	9,29	55,4%	9,93	56,1%	10,13	51,0%	8,75
PD (dispacciamento)	4,7%	0,81	4,7%	0,84	6,1%	1,10	5,7%	0,98
Commercializzazione	2,7%	0,46	2,6%	0,46	2,6%	0,47	3,7%	0,64
Perequazione (UC1+ PPE)	2,6%	0,45	2,5%	0,44	1,1%	0,20	3,9%	0,67
Costi di rete e misura	13,9%	2,39	13,3%	2,38	13,2%	2,39	14,5%	2,49
Oneri generali di sistema	8,2%	1,41	7,8%	1,41	7,3%	1,32	7,2%	1,23
Imposte	13,9%	2,39	13,7%	2,46	13,7%	2,48	13,9%	2,38
Prezzo totale	100%	17,19	100%	17,92	100%	18,07	100%	17,147

Fonte : AEEG e AU

All'interno della bolletta elettrica sono inserite numerose voci, la più rilevante delle quali è costituita dai costi di approvvigionamento, che comprendono, i costi di acquisto (PE- Prezzo Energia) e dispacciamento (PD-Prezzo Dispacciamento) dell'energia elettrica i quali formano la cosiddetta PED (Prezzo Energia e Dispacciamento), all'interno della quale sono inclusi anche gli oneri derivanti dal servizio di interrompibilità^(a) e dalla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva^(b) (corrispettivo CD). L'impatto del corrispettivo PED sulla tariffa complessiva nell'ultimo anno è variato tra il 56,7 e il 62,2%. L'elenco dei corrispettivi prosegue con i costi di commercializzazione il cui peso è variato tra il 2,6 e il 3,7%.

Nei costi di approvvigionamento sono infine inseriti i costi di perequazione, costituiti dalla componente UC1 per coprire quelli sostenuti per il servizio di maggior tutela fino al 31 dicembre 2007 e dal nuovo corrispettivo PPE per i costi sostenuti a decorrere dal 1° gennaio 2008^(c).

Per quanto riguarda le ulteriori voci di costo, quelle di rete e misura sono rimaste costanti per tutto il 2008 (2,39 c€/kWh) mentre nel primo trimestre 2009 sono state leggermente aumentate (2,49 c€/kWh) per remunerare gli investimenti in sviluppo e sicurezza delle infrastrutture di rete.

Le imposte incidono per poco meno del 14% sulla spesa totale e comprendono l'IVA, l'imposta erariale e l'addizionale comunale.

Gli oneri generali di sistema, infine, dall'inizio del 2008, hanno visto progressivamente diminuire il loro peso, scendendo dal 9,9% del primo trimestre 2008 al 7,2% di inizio 2009.

Composizione degli oneri di sistema

Tab. II

	III Trim 2008	IV Trim 2008	I Trim 2009
costi da oneri di sistema (in c€/KWh)	1,41	1,32	1,23
% oneri di sistema sulla tariffa totale	7,8%	7,3%	7,2%
% dei corrispettivi sugli oneri di sistema			
incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3)	62,0%	65,9%	55,7%
regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4)	8,0%	6,8%	7,9%
'stranded costs' (componente A6)	3,0%	0,0%	0,0%
oneri per il decommissioning nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT)	22,0%	21,3%	18,3%
compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4)	2,8%	3,0%	2,5%
sostegno alla ricerca di sistema (A5)	2,2%	2,3%	1,9%
componente As a copertura del bonus sociale	nd	0,7%	13,7%

Fonte: AEEG

Negli oneri di sistema sono incluse una molteplicità di voci, la più rilevante delle quali è destinata alla copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (CIP6), che sebbene sia stata contenuta grazie ad un apposito provvedimento adottato dall'AEEG, il quale ha consentito di ridurre la spesa degli utenti domestici dell'1,5% a partire dal secondo trimestre 2008, ancora conta per oltre il 55% del totale^(d). Seguono gli oneri per il *decommissioning* nucleare e le compensazioni territoriali (componente A2 e MTC) che incidono per il 18,3% e i regimi tariffari speciali per le aziende energivore (componente A4) che pesano per il 7,9%, mentre da due trimestri sono stati azzerati i costi collegati al recupero degli *stranded cost* (componente A6).

Nell'ultimo trimestre del 2008 è stata finalmente introdotta la componente As a copertura del cosiddetto bonus sociale, la cui quota è salita al 13,7%. Si ricorda a tale proposito il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 27 dicembre 2007, pubblicato sulla g.u. n. 41 del 18 febbraio 2008 con cui è stata data attuazione a quanto previsto dalla direttiva 2003/54/CE in materia di misure di tutela a favore di clienti vulnerabili. In tale sede è stato ritenuto opportuno includere nella categoria in questione, oltre ai clienti in condizioni di disagio economico, anche quelli in gravi condizioni di salute che necessitano dell'utilizzo di apparecchiature medico terapeutiche alimentate a energia elettrica, necessarie per il mantenimento in vita. Il decreto ha introdotto meccanismi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti vulnerabili, uniformi sul territorio nazionale, e ha stabilito meccanismi di aggiornamento certi e trasparenti finalizzati a un uso efficiente delle risorse. Per l'anno 2008 il valore del bonus è stato differenziato in base al numero dei componenti dei nuclei familiari aventi diritto: 60 euro/anno fino a 2 persone, 78 euro/anno per 3-4 persone, 135 euro/anno per nuclei familiari con più di quattro componenti. Con deliberazione del 19 dicembre 2008 ARG/elt 191/08, l'AEEG ha aggiornato l'importo del bonus per l'anno 2009, riducendolo leggermente, mentre per i clienti che utilizzano apparecchiature elettromedicali necessarie per il mantenimento in vita del paziente il bonus è stato fissato in 150 euro/anno.

Con riferimento all'impatto del prezzo all'ingrosso che si forma in borsa sui costi dell'elettricità per i clienti finali, si deve notare la forte correlazione esistente con la componente PE, che è determinata sulla base dei costi sostenuti o che si prevede sosterrà nel corso dell'anno l'AU, i quali sono in larga parte rappresentati da acquisti eseguiti in borsa. Nel corso

del 2008 il valore medio di PE è stato pari a 95 €/MWh, mostrando un trend crescente in quanto tra il primo e il quarto trimestre dell'anno è passato da 86,9 a 101,3 €/MWh. Tale valore risulta più elevato rispetto al Prezzo unico nazionale (Pun) che si forma in borsa, che nello stesso periodo è stato di 86,99 €/MWh. Il differenziale è in buona parte spiegato dal fatto che, seguendo una convenzione largamente diffusa a livello mondiale, il dato del Pun che viene diffuso è relativo a un profilo *baseload* che ipotizza consumi orari costanti, mentre il profilo dei consumatori per i quali l'AU esegue l'approvvigionamento di energia elettrica risultano, come è intuibile, maggiori nei giorni lavorativi e nelle ore definite di picco (dalle 8:00 alle 20:00). In pratica, mentre il prezzo di borsa è una media aritmetica dei Pun orari, il prezzo di cessione dell'AU deriva da una media ponderata per lo specifico fabbisogno orario della clientela in regime di maggior tutela.

Per le imprese con più di 50 dipendenti e 10 milioni di euro di fatturato che non hanno scelto di passare al mercato libero e non sono comprese nel servizio di maggior tutela è stato definito il cosiddetto 'servizio di salvaguardia', assegnato tramite una gara biennale organizzata dall'AU secondo criteri definiti dall'AEEG. Attualmente il prezzo oscilla tra Pun+1,96 €/MWh in Emilia-Romagna e Pun+26,76 €/MWh in Sicilia (cfr. Audizione AGCM presso la Commissione straordinaria controllo prezzi del Senato della Repubblica, 'Indagine conoscitiva sulle determinanti della dinamica del sistema dei prezzi e delle tariffe, sull'attività dei pubblici poteri e sulle ricadute sui cittadini consumatori' del 18 febbraio 2009).

Per quanto riguarda infine l'andamento del processo di completa liberalizzazione dal lato domanda, tra il 1° luglio 2007 e il 30 settembre 2008, il 4,1% dei clienti domestici ha lasciato il servizio di maggior tutela per sottoscrivere un contratto per la fornitura di energia elettrica sul mercato libero. All'3,1% ha stipulato un nuovo contratto con una società legata all' esercente la maggior tutela e il rimanente 1% con un nuovo fornitore.

In relazione alla suddivisione in zone geografiche, al Sud si registra la percentuale più elevata di clienti domestici passati al mercato libero (4,7%), con il valore più alto anche dei passaggi a società legate all' esercente la maggior tutela (3,8%).

Ai clienti domestici del Centro spetta, invece, la percentuale massima dei passaggi a società non legate all' esercente la maggior tutela, con un valore pari all'1,3%.

Più dinamiche si sono dimostrate le scelte delle piccole imprese, per la maggior parte concentrate al Nord, il 13,9% delle quali ha scelto il passaggio al mercato libero, con un 5,6% di trasferimenti a società non legate all' esercente la maggior tutela. Tali tassi di switching sono in linea con quelli di molti altri paesi europei, quali ad esempio la Francia (4%), mentre è ancora lontana la Gran Bretagna, in cui esiste una forte concorrenza tra sei grandi aziende che si contendono il mercato retail e dove, secondo i dati dell'Office of gas and Electricity Markets (Ofgem), il tasso annuo di cambio di fornitore si aggira sul 18%^(e).

Note Box

(a) La capacità interrompibile è la disponibilità dei grandi consumatori a interrompere il consumo di energia in caso di necessità per la sicurezza del sistema. Terna, ai sensi di quanto previsto dalla delibera AEEG n. 289/06, ha provveduto all'assegnazione del servizio di interrompibilità per il triennio 2008-2010 nel modo seguente: 2.400 MW di servizio di interrompibilità istantanea a corrispettivo annuale definito dall'AEEG; 900 MW di servizio di interrompibilità istantanea con corrispettivo a sconto su base d'asta; 39 MW di servizio di interrompibilità di emergenza.

(b) In base alla deliberazione AEEG n. 48/04 la componente CD, Costo del Dispacciamento, in relazione al periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2008, è pari al prodotto tra 0,0265 centesimi di euro/kWh e la stima dell'energia elettrica prelevata dagli utenti del dispacciamento, cioè i titolari di punti di prelievo in immissione o in uscita. L'incentivo ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica, per l'anno 2008, è stimabile in circa 115 milioni di euro (0,6 euro a MW).

(c) Dato il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale e in considerazione della differenziazione dei costi del servizio sopportati dalle diverse imprese distributrici, non imputabile alle loro scelte o comportamenti, la garanzia di livelli minimi di economicità e redditività richiede la definizione di sistemi di perequazione dei costi che sono stabiliti dall'AEEG.

(d) L'impatto della componente tariffaria A3, che viene utilizzata prevalentemente per la copertura dei costi generati dal provvedimento CIP6/92 è stato pari a 2,4 miliardi di euro nel 2007 e si stima una cifra analoga anche per il 2008 (cfr. 'Sistema delle incentivazioni delle fonti rinnovabili ed assimilate (c.d. CIP6/92) operante in Italia' - Audizione AEEG presso la X Commissione attività produttive della Camera dei Deputati dell'11 febbraio 2009).

(e) Ofgem (2008), Energy Supply Probe.

3 LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

Il 2008 ha visto il consolidamento dei positivi risultati già emersi negli anni precedenti in termini di liquidità del mercato e crescita dell'offerta, mostrando i primi segnali di una svolta al ribasso in tema di prezzi che dovrebbe concretizzarsi estesamente nel 2009.

Sotto il primo profilo, la crescente attrattività del mercato trova conferma nell'aumento del numero di operatori iscritti, che ha raggiunto le 151 unità, nella crescita dei volumi scambiati sul Mercato del Giorno Prima (MGP), che hanno ormai superato i 232 TWh e nell'aumento della liquidità che ha raggiunto il massimo storico del 69%. In questo contesto assume particolare rilievo l'ulteriore rafforzamento del ruolo degli operatori non istituzionali, i cui volumi scambiati hanno superato i 113 TWh (+43%).

Sotto il secondo profilo è continuato il rinnovamento del parco produttivo, con l'entrata in servizio di 5.000 MVa che si sommano agli oltre 22.000 MVa dei quattro anni precedenti, producendo impatti sensibili sui margini di riserva, sui costi variabili medi di sistema e soprattutto sulla concentrazione del mercato. Tutti gli indici di concentrazione sono scesi ai minimi storici dal 2005, con riduzioni anche drastiche non più limitate a singole aree o a singoli gruppi di ore, ma estese a tutto il mercato e a tutte le fasce orarie. In particolare la percentuale di ore in cui si è registrata una struttura delle vendite sufficientemente competitiva ($HHI < 1800$)¹ è rimasta pressoché stabile al 93% nella MzNord ed è cresciuta dallo 0% al 50% nella MzSud, ma soprattutto la quota di energia su cui l'operatore principale ha fissato il prezzo (Indice di Operatore Marginale) è crollata dal 90% al 51%, scendendo stabilmente sotto il 35% nell'ultimo quadrimestre, mentre le quantità vendute in assenza di concorrenza sono scese dal 30% al 19%. Questi dati segnalano una chiara tendenza al passaggio da un modello di concorrenza di tipo "leader-follower" a uno schema di "oligopolio competitivo" molto più esposto a pressioni concorrenziali.

Per quanto riguarda i prezzi, infine, nonostante il Pun abbia registrato il proprio record assoluto con quasi 87 €/MWh in analogia a quanto avvenuto sulle altre borse europee, ha anche mostrato una dinamica meno spinta di quella dei costi (+22% contro +47% dell'ITEC®)², come confermato dalla riduzione dello "spark spread" annuale da 22 a 16 €/MWh e dalla riduzione del differenziale con le principali borse europee da 32 a 24 €/MWh. Ciò segnala che, a fronte di un incremento nei prezzi nominali, si configura una contrazione dei prezzi in termini relativi. Questo dato, insieme alla riduzione tendenziale delle quotazioni registrata nell'ultimo bimestre, al ritardo con cui storicamente i prezzi su Ipx incorporano le variazioni dei costi del petrolio e all'attesa dell'entrata in servizio di ulteriore nuova capacità produttiva nel prossimo anno, fa attendere per il 2009 uno scenario di concorrenza ancora in forte crescita e prezzi calanti, con la prosecuzione del progressivo avvicinamento ai prezzi internazionali.

3.1 La partecipazione al mercato

Il 2008 ha confermato il *trend* di crescita della partecipazione al mercato che ha caratterizzato la borsa sin dal suo avvio nel 2004. Per il quinto anno consecutivo aumenta il numero di operatori iscritti al mercato, che raggiunge quota 151, bissando il notevole incremento già registrato l'anno scorso con un aumento del 19%. Come negli anni precedenti, la crescita si è concentrata soprattutto sul MGP, dove gli operatori attivi sono risultati 106 (+19%) ed è stata più consistente dal lato della domanda (91, +23%) che da quello dell'offerta (85, +20%). In modesta crescita anche la partecipazione al Mercato di Aggiustamento (MA), passata da 32 a 37 operatori e al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) salita da 19 a 22 operatori. E' proseguito invece il *trend* di riduzione della partecipazione (10 operatori) alla Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB), che con il 2008 ha terminato la sua attività essendo stata decisa, a partire dall'anno in corso, l'apertura del MA alla domanda (Tab. 3.1).

¹ L'HHI È L'INDICE DI HIRSCHMANN-HERRINDAHL CHE MISURA IL GRADO DI CONCENTRAZIONE E DISPERSIONE DEI VOLUMI REGISTRATI SUL MERCATO. UN SUO VALORE INFERIORE A 1000 CARATTERIZZA UN MERCATO CON UNA STRUTTURA COMPETITIVA, UN SUO VALORE SUPERIORE A 1800 CARATTERIZZA UN MERCATO CON UNA STRUTTURA NON COMPETITIVA.

² SI TRATTA DI UN INDICATORE, SVILUPPATO DA REF. E MORGAN STANLEY, CHE MISURA IL COSTO MEDIO DI PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ PER IL PARCO TERMOELETTRICO ITALIANO. NE ESISTE ANCHE UNA VERSIONE, DENOMINATA ITECCOG®, CHE PRENDE IN CONSIDERAZIONE SOLO GLI IMPIANTI A CICLO COMBINATO.

Tab. 3.1

La partecipazione al mercato

IPEX	2008	2007	2006	2005
Operatori iscritti	151	127	103	91
MTE				
Operatori con offerte	8	-	-	-
Operatori con offerte di vendita	8	-	-	-
Operatori con offerte di acquisto	6	-	-	-
MGP				
Operatori con offerte	106	89	80	69
Operatori con offerte di vendita	85	71	54	42
Operatori con offerte di acquisto	91	74	68	61
MA				
Operatori con offerte	37	32	34	23
Operatori con offerte di vendita	34	29	29	23
Operatori con offerte di acquisto	36	32	31	23
PAB				
Operatori con offerte	10	37	48	52
MSD				
Operatori con offerte MSD ex-ante	22	19	18	17
Operatori con offerte MSD ex-post	21	19	18	17

La crescita è stata sostenuta anche in termini di volumi scambiati sui mercati dell'energia, che nel 2008 hanno raggiunto la quota *record* di 502 TWh (+15,7%). L'aumento è stato sensibile sui mercati a termine, dove le transazioni registrate con consegna nel 2008 hanno raggiunto i 152 TWh (+76,4%): tale dato sconta non tanto il contributo modesto apportato dal MTE, il cui avvio nel mese di novembre non ha consentito di superare i 57.000 MWh, quanto il fatto che nel 2007 la Piattaforma dei Conti Energia (PCE) è divenuta operativa solo da maggio, mentre nel 2008 ha avuto piena operatività per tutto l'anno.

La sostanziale stabilità dei volumi contrattati su base *spot*, pari a 349 TWh (+0,6%) riflette invece le dinamiche sensibilmente differenti delle diverse piattaforme di negoziazione in cui si articola il mercato elettrico. Da un lato il MGP si conferma sia il mercato più ampio coi suoi 233 TWh, sia quello più vitale con un tasso di crescita (+4,8%) superiore a quello della domanda complessiva (+1,8%). Per contro i volumi si sono ridotti per quanto attiene ai programmi registrati sulla PCE, scesi a 104 TWh (-4,3%), sul MA dove si sono attestati a 12 TWh (-8,8%) e infine sulla PAB dove sono risultati inferiori a 1 TWh (-83,5%).

Anche il mercato dei servizi di dispacciamento ha fatto registrare una sensibile riduzione dei volumi trattati da Terna, dovuta al forte calo registratosi sul MSD (12 TWh a salire pari al -20,8%, 11 TWh a scendere pari a -6,6%), non compensato dall'andamento delle contrattazioni su MB (10 TWh a salire pari al +3,4%, 11 TWh a scendere pari al +6%) (Tab. 3.2).

Volumi scambiati su Ipx (TWh)

	2008		2007		2006		2005
	TWh	delta %	TWh	delta %	TWh	delta %	TWh
Mercati energia	501,58	15,7%	432,17	24,1%	348,16	1,5%	342,90
Contrattazioni a termine	152,42	76,4%	86,15		-		-
MTE	0,06	-	-		-		-
PCE netto mte	152,36	76,4%	86,15		-		-
Contrattazioni spot	349,16	0,6%	346,01	-0,6%	348,16	1,5%	342,90
MGP	336,96	1,8%	329,95	0,0%	329,79	2,0%	323,18
MGP netto pce	232,64	4,8%	221,29	12,6%	196,50	-3,2%	202,99
PCE/bilaterali	104,32	-4,3%	108,66	-18,5%	133,29	10,9%	120,20
MA	11,65	-8,8%	12,74	28,1%	9,94	-4,9%	10,45
PAB	0,55	-83,5%	3,33	-60,5%	8,43	-9,0%	9,26
Mercati dispacciamento	43,83	-6,2%	46,57	2,5%	45,45	7,1%	42,43
MSD a salire	11,58	-20,8%	14,58	19,8%	12,17	5,0%	11,59
MSD a scendere	11,26	-6,6%	12,03	-15,8%	14,27	9,2%	13,07
MB a salire	9,66	3,4%	9,31	-15,4%	11,00	12,0%	9,82
MB a scendere	11,33	6,0%	10,66	33,1%	8,01	0,8%	7,95

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

Sulla base di questi dati, la liquidità del MGP, intesa come rapporto tra gli scambi eseguiti sul MGP e il totale degli scambi eseguiti su PCE e MGP, ha raggiunto un nuovo massimo al 69%, superiore al già considerevole 67% segnato nel 2007. Il dato più rilevante, tuttavia, è l'aumento della quota di volumi trattati da operatori non istituzionali (diversi cioè da AU, GSE e Terna), che da soli hanno raggiunto nel 2008 i 113 TWh (+43%) rappresentando una liquidità del 33%³. Questi dati, sommati agli acquisti in borsa al netto del CIP6 di AU, che liberamente ripartisce tra borsa e fuori borsa i propri acquisti, delineano acquisti di borsa non vincolati da provvedimenti normativi per circa 181 TWh, vale a dire una liquidità del 54% (Fig. 3.1).

La rilevanza di questo dato è tale da compensare l'inevitabile contrazione dei volumi dell'AU, scesi nel 2008 a 99 TWh (-20%) con una riduzione concentrata principalmente in borsa, dove gli acquisti sono diminuiti a 79 TWh (-26%) fino a rappresentare l'80% del portafoglio dell'AU. Attualmente quindi gli acquisti dell'AU rappresentano il 34% dei volumi di borsa, contro il 68% del 2005 e il 48% del 2007. Per quanto riguarda il GSE, le sue vendite sono in leggera risalita, a 48 TWh (+4%), rappresentando complessivamente il 21% dei volumi di borsa, una quota stabile rispetto all'anno precedente e in discesa se paragonata al 27% del 2005 (Tab. 3.3, 3.4).

Infine confrontando i volumi trattati sul MGP di Ipx con quelli negoziati sugli analoghi mercati delle altre borse europee, si riscontra che il 2008 è stato in tutta Europa un anno caratterizzato da scambi crescenti, con gli incrementi maggiori registrati da EEX (+24%), Powernext (+17%) e Omel (+24%), mentre le dinamiche rialziste sono risultate più contenute sulle borse maggiori (Ipx e NordPool +5%). Inoltre Ipx si conferma come la seconda borsa per volumi (233 TWh), dopo NordPool (301 TWh) e precede Omel (222 TWh), EEX (146 TWh) e Powernext (52 TWh). Anche considerando i volumi scambiati in borsa senza vincoli regolatori, Ipx si attesta al terzo posto prima di EEX e Powernext (Fig. 3.2).

Nell'ambito della valutazione dell'utilizzo degli strumenti di flessibilità offerti dalla PCE merita rilevare il *trend* di riduzione dello sbilanciamento a programma lato immissioni registrato su tale piattaforma, sceso a 8 TWh, e il contestuale aumento di quello lato prelievo che è stato pari a 0,09 TWh (Tab 3.3, 3.4). Questi dati sono coerenti con l'aumento della quota di programmi registrati sulla PCE con indicazione di prezzo.

³ TALE VALORE È STATO CALCOLATO SOTTRAENDO AL TOTALE DEGLI SCAMBI IN BORSA (233 TWh) IL VALORE DELLE VENDITE DEL GSE (48 TWh), DEGLI ACQUISTI DI TERNA (3,4 TWh) E DEGLI ACQUISTI DELL'AU, AL NETTO DELLE QUANTITÀ DI ENERGIA CIP6 ACQUISITE DAL GSE (69 TWh). IN PARTICOLARE AI SENSI DEL DECRETO DEL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO DEL 15 DICEMBRE 2007, L'ENERGIA CIP6 ASSEGNATA AL MERCATO SU BASE ANNUA PER IL 2008 È STATA PARI A 4.900 MW IN BANDA PIATTA, CHE CORRISPONDE A 42,9 TWh, DI CUI IL 25%, OSSIA 10,7 TWh ASSEGNATI ALL'AU.

Tab. 3.3

Composizione della domanda su MGP (TWh)

	2008	2007	2006	2005	2008-2007	Struttura 2008
Borsa	232.643.731	221.292.184	196.535.249	202.986.064	4,8%	69,0%
Acquirente Unico	79.448.673	106.570.141	132.230.746	139.179.980	-25,7%	23,6%
Altri operatori	137.922.614	99.756.337	49.717.421	47.682.936	37,9%	40,9%
Pompaggi	5.108.149	6.340.347	7.443.272	8.087.174	-19,7%	1,5%
Zone estere	6.699.056	3.057.474	3.346.408	2.773.208	118,5%	2,0%
Saldo programmi PCE	9.1994	161	-	-	56883,0%	0,0%
Offerte integrative	3.373.245	5.567.723	3.797.402	5.262.767	-39,6%	1,0%
Contratti bilaterali	104.317.566	108.657.023	133.254.781	120.198.786	-4,3%	31,0%
Bilaterali esteri	559.701	726.452	1.285.567	1.143.298	-23,2%	0,2%
Bilaterali nazionali AU	19.502.059	16.166.432	20.768.233	25.153.421	20,3%	5,8%
Bilaterali nazionali altri operatori	84.347.800	91.764.300	111.200.980	93.902.066	-8,3%	25,0%
Saldo programmi PCE	-91.994	-161	-	-	56883,0%	0,0%
VOLUMI ACQUISTATI	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	1,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	17.357.054	5.475.885	7.299.180	834.401	216,1%	
DOMANDA TOTALE	354.318.351	335.425.092	337.089.209	324.019.251	5,3%	

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

Tab. 3.4

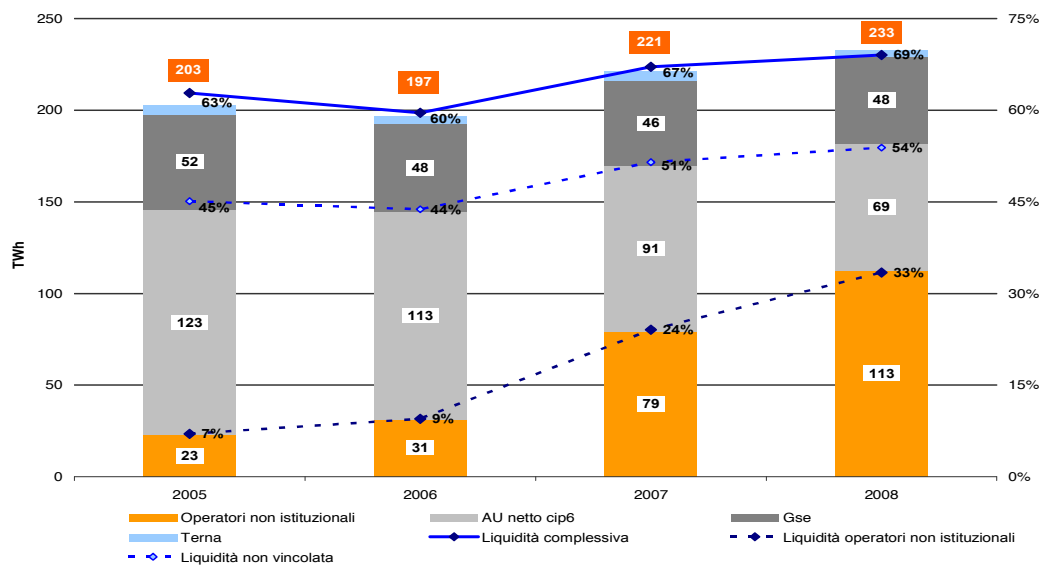
Composizione dell'offerta su MGP (TWh)

	2008	2007	2006	2005	2008-2007	Struttura 2008
Borsa	232.643.73	2221.292.184	196.535.249	190.203.057	4,8%	69,0%
Operatori	147.438.784	142.990.379	123.564.850	133.900.904	2,8%	43,8%
GSE	47.808.312	45.828.980	48.403.285	51.922.522	4,0%	14,2%
Zone estere	21.788.559	16.786.271	7.969.332	931.017	29,4%	6,5%
Saldo programmi PCE	7.985.871	12.528.950	13.581.232	-	-36,4%	2,4%
Offerte integrative	7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.614	140,7%	2,3%
Contratti bilaterali	104.317.565	108.657.023	133.254.781	132.981.793	-4,3%	31,0%
Bilaterali esteri	26.013.295	33.782.919	42.000.374	51.831.818	-23,2%	7,7%
Bilaterali nazionali	86.290.141	87.403.054	104.835.639	81.149.975	-1,5%	25,6%
Saldo programmi PCE	-7.985.871	-12.528.950	-13.581.232	-	-36,4%	-2,4%
VOLUMI VENDUTI	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	1,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.970	5,1%	
OFFERTA TOTALE	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.820	2,9%	

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

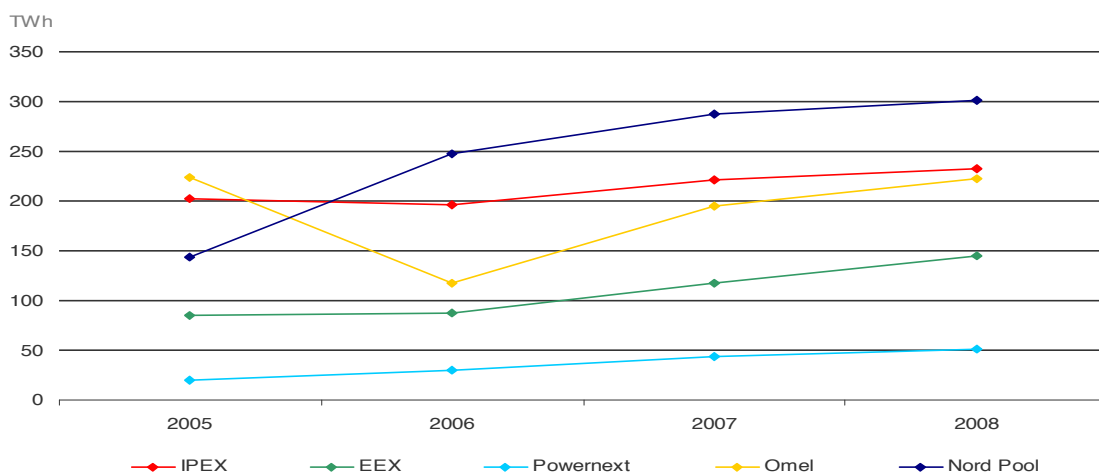
Composizione della liquidità di MGP (TWh)

Fig. 3.1



Volumi scambiati sulle principali borse europee (TWh)

Fig. 3.2



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters

Il 2008 ha visto riemergere con forza il dibattito tra modelli di prezzo diversi per la Borsa Elettrica. In particolare il dibattito si è concentrato sulle regole di prezzo da applicare agli scambi in borsa, mettendo a confronto il modello attualmente operante, che remunera tutte le offerte accettate al prezzo specificato dall'ultima offerta necessaria a soddisfare la domanda complessiva (c.d. *marginal price* o MP), e il modello alternativo che remunera ciascuna offerta al proprio prezzo di offerta (c.d. *pay as bid* o PAB). In effetti la regola di prezzo non è che uno degli aspetti che caratterizzano il funzionamento di una borsa e non necessariamente il più influente. A sua volta l'architettura del mercato non è che uno degli elementi che concorrono a creare il modello organizzativo complessivo del settore elettrico, che deve garantire contestualmente gli obiettivi di sicurezza del sistema, economicità dell'energia e concorrenzialità del settore. Nel valutare quindi queste regole di prezzo è opportuno considerare diversi fattori:

1. le scelte adottate nel panorama europeo e mondiale;
2. gli effetti attesi di tali regole di prezzo su quotazioni e concorrenza;
3. le specifiche modalità proposte per la loro implementazione.

L'esperienza internazionale

Il modello di *marginal price* è stato il primo e il più ampiamente utilizzato nel settore elettrico in tutto il mondo, a partire dalla originaria esperienza del Pool inglese lanciato nel 1990: esso è attualmente adottato in tutti i paesi Europei, in diversi stati degli USA e del Canada, nonché dell'America Latina, dell'Oceania e dell'estremo oriente (Tab. I).

Per contro il modello PAB, pur essendo ampiamente utilizzato nella gestione dei mercati finanziari delle *commodities*, è un'assoluta eccezione nei mercati elettrici. La ragione è nella sostanziale differenza delle condizioni di domanda e offerta tra questi settori. I primi sono caratterizzati da un'offerta sostanzialmente omogenea in termini di costi, grazie alla possibilità di immagazzinare i prodotti stessi, e da una domanda in grado di svolgere un ruolo attivo nella fissazione dei prezzi, in quanto ha potere contrattuale simile o, in alcuni casi maggiore di quello dei produttori. I secondi, invece, e in particolare i mercati spot quale MGP, sono caratterizzati da un'offerta che nel breve termine è basata su tecnologie e quindi costi di generazione differenziati a causa dell'impossibilità di immagazzinare l'elettricità e da una domanda praticamente priva di potere contrattuale in quanto non in grado di rinunciare al consumo. A riprova di ciò, nei rari casi in cui i due sistemi coesistono (come per esempio EEX in Germania) prevale il mercato organizzato a *marginal price*.

Nel dibattito in corso è spesso citato il caso del Regno Unito come esempio di utilizzo del modello *pay as bid*, ma la borsa più importante (APX UK), da dicembre 2008 ha introdotto un'asta a *marginal clearing price* (MCP) per promuovere lo sviluppo dei contratti a termine^(a). Il mercato inglese presenta, inoltre, caratteristiche peculiari che devono essere considerate nell'effettuare i confronti con altri mercati. Dall'introduzione del NETA (The New Electricity Trading Arrangements) nel 2001, il mercato inglese è caratterizzato principalmente da contrattazione bilaterale OTC su differenti orizzonti temporali. Accanto alla contrattazione OTC si sono sviluppate differenti piattaforme di negoziazione, tra cui APX è la più rappresentativa. In particolare, i principali prodotti negoziabili su APX sono prodotti orari, gestiti secondo il modello del *system marginal price* (SMP), blocchi di ore e intervalli di mezz'ora, gestiti secondo il modello del PAB in *continuous trading*.

Le posizioni (FPNs, *final physical notification*) assunte dagli operatori sia attraverso negoziazione bilaterale, sia attraverso negoziazione su mercati regolamentati, devono essere notificate, prima della *Gate Closure*, al *System Operator* (SO) attraverso il cosiddetto "*Energy Contract Volume Aggregation Agent*" (ECVAA). Tale notifica è automatica per i prodotti negoziati su APX.

Le FPNs costituiscono la base per le offerte di acquisto/vendita che gli operatori sottomettono nel "*Balancing Mecha-*

nism", gestito dal SO, specificando il prezzo al quale sono disposti a modificare in aumento/riduzione le posizioni fisiche finali (FPNs). Il SO seleziona le offerte di acquisto/vendita ai fini di bilanciamento del sistema e di risoluzione delle congestioni.

Eventuali sbilanciamenti rispetto alle FPNs sono regolati sulla base di prezzi, differenziati a seconda del segno dello sbilanciamento, che dovrebbero essere penalizzanti per gli operatori responsabili di tali sbilanciamenti.

In sostanza quindi l'applicazione del *pay as bid* all'interno del NETA non riguarda il mercato dell'energia, bensì il mercato del bilanciamento analogamente, ancorché con regole di funzionamento molto più sofisticate, a quanto avviene sul MSD italiano.

Modelli di mercato del giorno prima in Europa

Tab. I

	Italia (GME)	Francia (Powernext)	Germania (EEX)	Paesi scandinavi (NordPool)	Olanda (APX)	Regno Unito (APX UK)	Spagna e Portogallo (Omel)
Tipo di mercato	Asta	(1) Asta (2) Negoziazione continua	(1) Asta (2) Negoziazione continua	Asta	(1) Asta (2) Negoziazione continua	(1) Negoziazione continua (2) Asta (da dicembre '08)	Asta
Regola di prezzo	Clearing Price + prezzi zionali	(1) Clearing Price (2) Pay as bid	(1) Clearing Price (2) Pay as bid	Clearing Price + prezzi zionali	(1) Clearing Price (2) Pay as bid	(1) Pay as bid (2) Clearing	Clearing Price
Formato offerte	Orarie	(1) Orarie e blocchi di ore (2) Blocchi di ore	(1) Orarie e blocchi di ore (2) Blocchi di ore	Orarie e blocchi di ore	(1) Orarie e blocchi di ore (2) Blocchi di ore	Da 30 minuti a blocchi settimanali	Orarie semplici e complesse (includono specifiche condizioni riferite a un blocco di ore)

Gli effetti sui prezzi e sulla concorrenza

Anche l'analisi teorica ha approfondito le caratteristiche dei due modelli, per valutare i potenziali benefici di un passaggio dal *marginal price* al *pay as bid*, soprattutto dopo la rivoluzione inglese del NETA nel 2000 e il fallimento della borsa californiana nel 2001. Tale analisi non è riuscita a dimostrare la superiorità assoluta di un modello sull'altro in termini di prezzo, evidenziando invece un *trade-off* tra un potenziale modesto incremento della concorrenza nel mercato di brevissimo periodo che verrebbe indotto dal PAB e una sua potenziale sensibile riduzione nel medio termine.

- Il PAB riduce la trasparenza perché sostituisce un prezzo rappresentativo del mercato con un indice dei diversi prezzi che si formano sul mercato. Nel sistema di *marginal price* l'esito del mercato, per ciascuna ora e ciascuna zona, è un prezzo di equilibrio pagato da tutti i consumatori e ricevuto da tutti i produttori di una determinata area di mercato. Per contro nel sistema PAB ogni operatore sigla il proprio contratto a un prezzo diverso, pertanto l'esito del mercato non è più un prezzo, ma un "indice di prezzo", necessariamente meno trasparente (in quanto rappresenta il valore di una media delle contrattazioni) e meno liquido (in quanto rappresenta solo una quota degli scambi).
- Passando al PAB i venditori cambiano strategia di offerta, col rischio di penalizzare gli impianti migliori. Il passaggio dal *marginal price* al PAB comporta un cambiamento delle strategie di offerta dei venditori, ma senza certezze circa il livello dei prezzi e con rischi circa l'aumento dei costi di generazione^(b). Infatti in un sistema di *marginal price* gli operatori inframarginali hanno interesse a offrire prezzi "bassi" (prossimi ai costi variabili) per garantirsi la vendita della propria energia, essendo remunerati al prezzo più alto determinato dagli operatori marginali^(c). Per contro, in un sistema PAB gli operatori sono costretti a offrire prezzi "alti" (prossimi almeno ai costi medi) per garantirsi la copertura dei propri costi complessivi. In particolare essi offriranno un prezzo allineato al prezzo di equilibrio atteso, cosa resa possibile dalla semplicità di prevedere la domanda e i costi dei concorrenti. Ciò comporta il rischio che gli impianti più efficienti, caratterizzati da alti costi fissi e bassi costi variabili, debbano offrire prezzi più alti di impianti meno efficienti, col risultato

di produrre per meno ore e quindi vedere aumentare il costo medio da recuperare nelle ore residue, in un circolo vizioso che rischia di portare all'uscita dell'impianto dal mercato.

- Il PAB può ridurre il "coordinamento tacito" tra gli operatori esistenti, ma scoraggia l'entrata di nuovi operatori. Alcuni ritengono che l'opacità prodotta da prezzi meno trasparenti possa essere un fattore positivo in quanto, in un sistema con un forte operatore dominante sfidato da nuovi entranti più piccoli ma efficienti (c.d. schema *leader-follower*), tale opacità renderebbe più difficile il coordinamento tacito in cui i secondi si limitano a offrire a prezzo "zero" delegando al primo il compito di fare prezzi alti per sé e per loro. Tuttavia questa argomentazione non considera tre fattori: a) il massiccio ingresso di nuovi impianti ha fortemente ridotto la condizione di dominanza unilaterale dell'operatore principale, delineando un modello di mercato più simile all' "oligopolio competitivo" (cfr paragrafo 3.2.6); b) in un sistema di oligopolio competitivo il rischio di collusione tacita non è scongiurato dalla competizione al margine tra gli *incumbent*, ma dall'entrata di nuovi operatori, che trasformano ulteriormente il mercato da "oligopolio competitivo" a "mercato concorrenziale"; e c) l'opacità dei prezzi prodotta dal PAB ostacola l'entrata di nuovi produttori, sia perché essi avrebbero più difficoltà a prevedere i prezzi rispetto agli *incumbent*, sia perché sarebbe più a rischio la loro capacità di garantirsi il recupero dei costi fissi, come già detto.
- Il PAB rende più complessa l'attività di monitoraggio del mercato. In un sistema a *marginal price* gli operatori hanno la possibilità e - a certe condizioni - l'incentivo a offrire prezzi allineati ai propri costi variabili, per cui si può misurare la concorrenzialità delle loro strategie di offerta confrontando prezzi offerti e costi variabili (c.d. Indice di Lerner). Viceversa, in un sistema PAB gli operatori sono costretti a offrire un prezzo superiore ai propri costi variabili per coprire i propri costi medi. Tuttavia, per la volatilità della domanda e delle condizioni di offerta, essi non possono offrire in tutte le ore prezzi allineati ai propri costi medi, ma dovranno stabilire una strategia (soggettiva e variabile nel tempo) che fa venire meno un chiaro riferimento di costo con cui confrontare le offerte e quindi la loro concorrenzialità.

Le modalità di implementazione

Nelle diverse esperienze internazionali, il modello di *marginal price* è stato implementato in numerose varianti, differenziate principalmente in relazione a due aspetti tanto determinanti quanto poco presenti nel nostro dibattito: la modalità di gestione delle congestioni e il formato delle offerte che possono essere presentate sul mercato^(d). Ciononostante, in tutte le sue varianti il *marginal price* resta un mercato d'asta, in cui le offerte vengono raccolte tutte insieme fino al "gate closure", dopodiché simultaneamente accettate in ordine di prezzo per minimizzare i costi del sistema, pubblicando solo alla fine i prezzi di equilibrio risultanti dalle offerte accettate.

Per contro il PAB può essere implementato in modi completamente diversi, con impatti non solo sul mercato spot, ma anche a monte sui mercati a termine e a valle sui mercati del dispacciamento. Due in particolare sono le modalità di realizzazione di un PAB: in asta e in contrattazione continua.

Il PAB in asta funzionerebbe in tutto e per tutto come l'attuale modello di *marginal price*, raccogliendo insieme le offerte, procedendo alla loro accettazione in ordine di prezzo e definendo solo alla fine i prezzi di valorizzazione, che in questo caso ovviamente sarebbero per ciascuna offerta pari al proprio prezzo di vendita o acquisto. L'adozione di questo modello solleva questioni di non semplice soluzione in merito alla partecipazione della domanda, al mantenimento del prezzo unico nazionale di acquisto (Pun) e alla gestione delle congestioni.

- Relativamente alla *gestione della domanda*, se in linea teorica è possibile prevedere di mantenerne la sua partecipazione attiva, introdotta nel 2005, in pratica questa ipotesi potrebbe compromettere l'operatività del mercato. Infatti, mentre nel sistema marginale venditori e compratori scambiano allo stesso prezzo, nel PAB i compratori pagherebbero per definizione un prezzo più alto di quello ricevuto dai venditori. Ciò sarebbe evidente a entrambi dal prezzo medio degli scambi pubblicato dal mercato, più basso del proprio per i primi e più alto per i secondi. Entrambi sarebbero quindi incentivati a siglare contratti fuori borsa per scambiare energia a questo prezzo intermedio con mutuo beneficio. Se ciò avvenisse, si determinerebbe il risultato paradossale di svuotare progressivamente la borsa e di innalzarne il prezzo di riferimento, togliendole così rappresentatività e affidabilità, fino a determinare, nell'ipotesi estrema, il fallimento del mercato stesso.

- *Il mantenimento di un prezzo unico lato acquisto* comporterebbe l'introduzione del *pay as bid* solo lato offerta, mantenendo invece un prezzo unico per i compratori. In particolare ciò significherebbe concedere ai compratori la facoltà di specificare unicamente le quantità richieste, mentre il prezzo di acquisto sarebbe determinato dal mercato come prezzo medio di vendita ricevuto dai produttori. Questa soluzione, tuttavia, andrebbe incontro a problemi simili a quelli evidenziati nel punto precedente, in quanto permarrebbe un incentivo alla fuga dal mercato.
- Un problema analogo si applicherebbe potenzialmente anche in merito alla *gestione delle congestioni* attraverso il mercato: in linea teorica è possibile mantenere il cosiddetto sistema di asta implicita del *marginal price* anche con il PAB, accettando le offerte in ordine di merito nel rispetto dei vincoli di transito, così da risolvere già sul mercato le congestioni di rete. Tuttavia il mantenimento di questo sistema in un mercato a partecipazione facoltativa potrebbe indurre problemi di fuga dal mercato analoghi a quelli precedentemente descritti.
 - Nel sistema di *marginal price*, infatti, la presenza di congestioni comporta l'emergere nelle diverse zone di prezzi di vendita diversi tra di loro (Pz) e di un prezzo di acquisto unico nazionale pari alla media dei prezzi di vendita zonal (Pun), con l'energia che fluisce sempre dalle zone a bassi prezzi verso quelle a prezzi alti. Ciò consente di quantificare in maniera univoca il valore del diritto di transito sulle reti congestionate, come differenza tra il prezzo di vendita in una zona e il prezzo di acquisto in un'altra zona. Permette anche di esigere tale diritto sia dagli operatori di borsa, che lo pagano in maniera implicita incassando i prezzi di borsa più bassi, sia da quelli che operano tramite contratti bilaterali, che lo pagano esplicitamente attraverso un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto.
 - Per contro, in un sistema PAB non esistono prezzi zonal, ma solo prezzi medi, che paradossalmente potrebbero risultare più bassi nelle zone importatrici e più alti in quelle esportatrici, come mostra l'esempio nella tabella sottostante. Ciò renderebbe impossibile definire un corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto, rischiando di creare una pericolosa asimmetria tra borsa e mercato bilaterale che potrebbe spingere i produttori ad abbandonare il primo per il secondo. Infatti, mentre sul mercato per ottenere il diritto di transito in asta bisognerebbe offrire meno, e quindi guadagnare meno, tramite i bilaterali lo si potrebbe in teoria ottenere gratis.

Quindi, le difficoltà nella gestione della domanda e l'impossibilità di valorizzare le congestioni potrebbero essere tali da compromettere l'operatività del mercato, salvo rendere obbligatoria la partecipazione al mercato stesso.

Esempio di difficoltà nel valorizzare le congestioni in un regime PAB

Tab. II

	Zona 1	Zona 2	Commento
Offerte di vendita	100 MWh, 10 €/MWh 100 MWh, 20 €/MWh 100 MWh, 21 €/MWh	100 MWh, 2 €/MWh 100 MWh, 22 €/MWh 100 MWh, 30 €/MWh	Vengono accettate quelle in grassetto
Acquisti	-100 MWh	-300 MWh	
Limite di transito	100 MW		
Flusso	+ 100 MWh	-100 MWh	Export da 1 a 2
Pz con MCP	20 €/MWh	22 €/MWh	Coerente coi flussi
Pz con PAB	15 €/MWh	12 €/MWh	Incoerente coi flussi

Il PAB in contrattazione continua funzionerebbe tramite un *book* di negoziazione nel quale le offerte presentate si abbinano continuamente durante la sessione di *trading* sulla base della miglior alternativa possibile. L'adozione di questo modello, apparentemente più semplice, in effetti pone problemi non inferiori.

- Relativamente al mantenimento di un prezzo unico lato acquisto, mentre nel sistema PAB in asta esso sarebbe possibile, sebbene al rischio di scoraggiare la partecipazione degli operatori al mercato, nel modello a contrattazione continua non sarebbe più possibile *tout court* in quanto ciascun compratore acquisterebbe l'energia a un prezzo individuale differente.
- Relativamente alla soluzione delle congestioni attraverso il mercato (c.d. asta implicita), essa potrebbe essere man-

tenuta anche nel modello a contrattazione continua, ma in modalità e con livelli di efficienza assai diversi. Mentre nel modello in asta le offerte vengono accettate simultaneamente, nel rispetto dei limiti di transito, col risultato di assegnare la capacità alle offerte più competitive, nel modello a contrattazione continua le offerte verrebbero abbinare al meglio in base al momento di inserimento sul *book* di negoziazione. Pertanto la capacità di transito (scarsa e quindi economicamente pregiata) sarebbe assegnata alle prime offerte ricevute, anche se offerte successive risultassero a prezzo di vendita più basso, reintroducendo di fatto quel criterio "*first come-first served*" ormai proibito dall'Ergeg (gruppo di lavoro europeo dei regolatori di elettricità e gas) relativamente agli scambi transfrontalieri, a causa della sua minore efficienza.

NOTE Box 3

(A) IN PROPOSITO SI VEDA IL SEGUENTE COMUNICATO STAMPA DI APX UK DEL NOVEMBRE 2008: "IN SEPTEMBER 2008, APX ANNOUNCED THE LAUNCH OF A DAY-AHEAD AUCTION FOR THE UK WHOLESALE ELECTRICITY MARKET, SCHEDULED FOR LAUNCH IN EARLY DECEMBER 2008. THIS DECISION IS BASED ON NUMEROUS REQUESTS FROM MARKET PARTIES FOR THIS SERVICE, AND THE SUPPORT RECEIVED FROM THE APX MEMBER PRODUCT BOARD IN THE UK. THE NEW UK DAY-AHEAD AUCTION WILL PROVIDE A FOCUS FOR LIQUIDITY AND THUS CREATE A TRANSPARENT AND RELIABLE REFERENCE PRICE FOR ELECTRICITY IN THE UK; A REQUIREMENT FOR ANY WELL FUNCTIONING FINANCIAL DERIVATIVES MARKET. APX VIEWS THE LAUNCH OF A UK POWER AUCTION AS PIVOTAL IN THE CREATION OF THE ROBUST INDEX PRICE, AND LENDS ITSELF TO THE DEVELOPMENT OF EFFICIENT SPARK SPREAD PRODUCTS AND FURTHER MARKET INTEGRATION WITH EUROPE".

[HTTP://WWW.APXGROUP.COM/INDEX.PHP?ID=24&TX_TTNEWS\[TT_NEWS\]=265&TX_TTNEWS\[BACKPID\]=94&CHASH=14FABEBF0C](http://www.apxgroup.com/index.php?id=24&tx_ttnews[tt_news]=265&tx_ttnews[backPid]=94&cHash=14fabebf0c)

(B) TALI AFFERMAZIONI TROVANO CONFORTO NELLA LETTERATURA TEORICA: "I PREZZI IN UN SISTEMA PAB SAREBBERO SOSTANZIALMENTE UGUALI A QUELLI PRODOTTI CON MCP...ABOLIRE IL MCP IN FAVORE DI UN MERCATO MENO TRASPARENTE E A MAGGIOR RISCHIO DI MANIPOLAZIONE DA PARTE DEI PRODUTTORI DOMINANTI NON SEMBRA UNA POLITICA RAZIONALE" (GREEN, 1988). "IL PASSAGGIO DAL MCP AL PAB INTRODURREBBE INEFFICIENZE NON MISURABILI NEL DISPACCIAMENTO DEGLI IMPIANTI, IMPORREBBE NUOVI COSTI SUI PRODUTTORI CHE INEVITABILMENTE INCREMENTEREBBERO I PREZZI, TENDEREBBERO A INDEBOLIRE LA CONCORRENZA, IMPEDIREBBERO L'AMPLIAMENTO DELLA CAPACITÀ INSTALLATA" (KAHN-CRAMTON-PORTER-TABORS, 2001).

(C) LA REMUNERAZIONE DEL COSTO FISSO VIENE QUINDI DALLA DIFFERENZA TRA PREZZO RICEVUTO E PREZZO OFFERTO, LA COSIDDETTA RENDITA INFRA-MARGINALE.

(D) IN PARTICOLARE ALCUNI STUDI INDICANO NELLA POSSIBILITÀ DI PRESENTARE OFFERTE DIVERSE IN ORE DIVERSE UN ELEMENTO DI AMPLIFICAZIONE DEL POTERE DI MERCATO DEGLI OPERATORI, INDIVIDUANDO ALL'OPPOSTO NELL'OBBLIGO DI MANTENERE UNA STESSA OFFERTA PER PIÙ ORE PREVISTO NEL MERCATO AUSTRALIANO UN FATTORE DI FORTE LIMITAZIONE DEL POTERE DI MERCATO.

3.2 IL MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

3.2.1 Prezzo unico nazionale di acquisto (Pun)

Il 2008 si configura come un anno di particolare rilievo rispetto all'evoluzione dei prezzi sul mercato elettrico italiano. Da un lato, spinto dalla forte crescita delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali, il Pun ha registrato il livello più alto dall'avvio degli scambi nel 2004, come del resto anche le altre borse continentali. Dall'altro l'aumento del Pun è risultato meno marcato sia di quello dei combustibili che delle quotazioni sulle altre borse, evidenziando un'azione di freno alla crescita dei prezzi e un restringimento del differenziale col resto d'Europa. La riduzione dei margini inclusi nei prezzi è peraltro confermata dall'improvvisa diminuzione dello "spark spread", dopo quattro anni di valori sostanzialmente stabili. Tutto ciò appare riconducibile al notevole sviluppo dell'offerta occorso nei cinque anni passati, giunto ormai a livelli tali da produrre conseguenze sensibili sia sui costi, che sulla concorrenza, che sul livello dei prezzi e destinato a rafforzarsi ulteriormente nel 2009 per effetto dell'entrata in servizio di nuova capacità produttiva. Se a ciò si aggiunge che il crollo delle quotazioni petrolifere in corso non è stato ancora recepito nei prezzi di borsa, se non in minima parte nell'ultimo bimestre dell'anno, è possibile delineare per il 2009 uno scenario di prezzi in forte calo, al netto delle incertezze regolatorie che attualmente circondano l'evoluzione del disegno di mercato complessivo.

Livello e volatilità dei prezzi

Il prezzo medio di acquisto nel 2008 ha raggiunto il livello più alto dall'avvio delle contrattazioni, toccando 86,99 €/MWh, in aumento di circa 16 €/MWh sul 2007 (+22,5%) e con una sequenza di incrementi tendenziali sostanzialmente esauritasi solo nell'ultimo bimestre. Pur interessando tutti i gruppi di ore, l'aumento del Pun si è concentrato soprattutto nelle ore fuori picco e nei festivi, in cui i prezzi sono cresciuti di circa 20 €/MWh, raggiungendo rispettivamente i 67,75 €/MWh (+41%) e i 77,88 €/MWh (+33%). Per contro, la crescita dei prezzi nelle ore di picco è stata molto più ridotta, con quotazioni medie pari a 114,38 €/MWh e incrementi inferiori ai 10 €/MWh (+9%), risultando addirittura negativa nell'ultimo bimestre rispetto al 2007, con intensità tale da trascinare al ribasso il Pun (Tab. 3.5, Fig. 3.3, 3.4).

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

Tab. 3.5

	2008		2007		2006		2005	
	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%
Totale	86,99	22,5%	70,99	-5,0%	74,75	27,6%	58,59	-
<i>Lavorativo</i>	91,06	19,1%	76,48	-6,1%	81,43	25,3%	64,98	-
<i>Picco</i>	114,38	9,0%	104,90	-3,5%	108,73	23,8%	87,80	-
<i>Fuori picco</i>	67,75	41,0%	48,06	-11,2%	54,12	28,4%	42,15	-
<i>Festivo</i>	77,88	33,0%	58,58	-2,8%	60,25	35,9%	44,33	-
<i>Picco / Fuori picco</i>	1,69	-22,6%	2,18	8,6%	2,01	-3,6%	2,08	-
<i>Festivo / Fuori picco</i>	1,15	-5,7%	1,22	9,5%	1,11	5,8%	1,05	-

Di conseguenza, il differenziale tra prezzi di picco e prezzi fuori picco ha raggiunto il suo minimo dopo quattro anni di continua crescita, scendendo a 46,63 €/MWh (il rapporto tra picco e fuori picco è di 1,69) e addirittura crollando nell'ultimo trimestre, a segnalare gli effetti di una progressiva estensione della concorrenza a tutti i gruppi di ore. Un andamento esattamente opposto fa registrare il differenziale di prezzo tra ore festive e ore fuori picco, che si allarga ulteriormente rispetto ai valori già elevati degli anni precedenti, confermandosi ai suoi massimi storici (10,13 €/MWh, con un rapporto pari a 1,15) e segnando addirittura una crescita a fine anno. Tale dato, in sensibile contrasto con quanto registrato sulle altre borse estere (cfr paragrafo 3.2.3), sembra riflettere livelli di concorrenzialità inferiori (cfr paragrafo 3.2.6) più che fattori collegati alla domanda o ai costi di produzione (Tab. 3.5).

L'evoluzione mensile dei prezzi conferma la tipica stagionalità del Pun, al netto delle dinamiche di *trend* indotte dall'evoluzione dei corsi dei combustibili. In particolare si confermano quotazioni più elevate nei mesi estivi e invernali, carat-

terizzati da alta domanda, e quotazioni più basse nei mesi primaverili e autunnali, quando la domanda risulta inferiore. Inoltre l'analisi della dinamica per gruppi di ore mostra come tale stagionalità sia indotta sostanzialmente dai prezzi di picco, il cui livello sensibilmente più alto condiziona la media complessiva, mentre per i prezzi fuori picco e festivi si osservano stagionalità molto meno accentuate e risultano più evidenti i *trend* collegati alle quotazioni dei combustibili. La stagionalità del Pun appare tuttavia deformata da una marcata dinamica di *trend* infra-annuale indotta dall'andamento del Brent e risultata particolarmente evidente in alcuni mesi del 2008. Aprile non rappresenta, come di consueto, il mese con prezzi più bassi mentre agosto mostra quotazioni molto prossime a quelle di luglio e superiori a quelle nell'ultimo bimestre quando, dopo dieci mesi di continui rialzi su base tendenziale, si è verificata una modesta riduzione dei prezzi (Fig. 3.3, 3.4, 3.5).

Infine la volatilità dei prezzi conferma il modesto *trend* di aumento già emerso nel triennio precedente, attestandosi in termini assoluti a 12 €/MWh, pari in termini relativi al 15% del Pun. Da rilevare che tale *trend* è sostenuto sostanzialmente dalle ore fuori picco e da quelle festive, con le ultime che segnalano una volatilità molto elevata rispetto agli altri gruppi di ore in termini assoluti (12 €/MWh) e massima in termini relativi (16%) (Tab. 3.6).

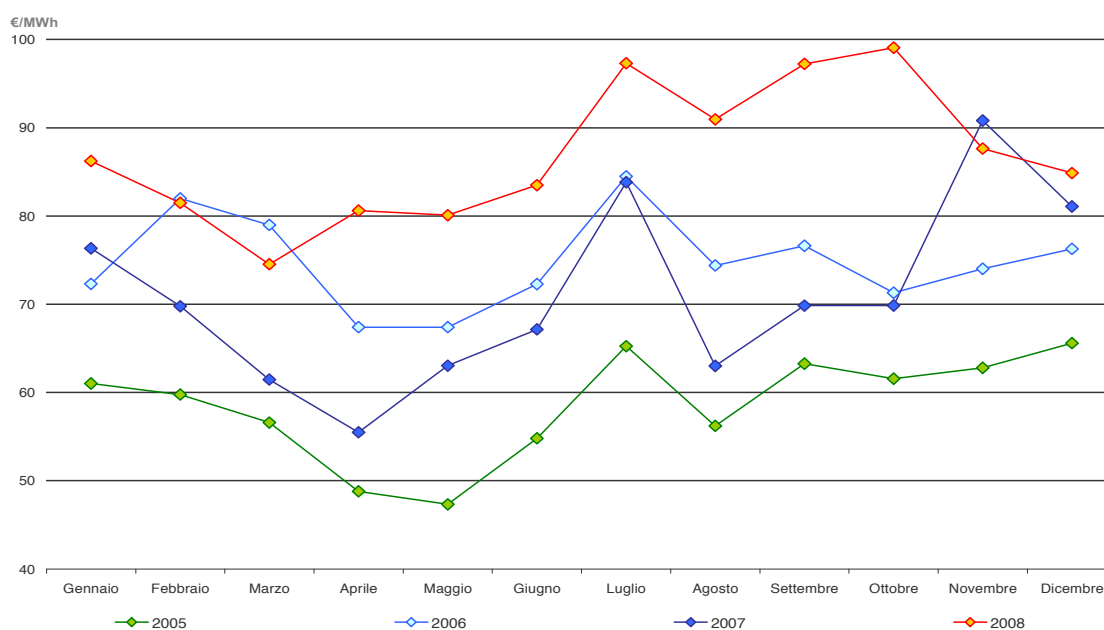
Tab. 3.6

Volatilità annuale del Pun

€/MWh	Indice Volatilità Assoluta				Indice Volatilità Relativa			
	2008	2007	2006	2005	2008	2007	2006	2005
Totale	12,0	11,2	9,1	7,3	15%	16%	12%	13%
Lavorativo	11,9	11,9	9,5	7,3	14%	15%	11%	11%
Picco	15,1	17,3	13,6	9,5	13%	16%	12%	11%
Fuori picco	8,7	6,5	5,5	5,0	14%	14%	11%	12%
Festivo	12,0	9,5	8,0	7,2	16%	17%	13%	17%

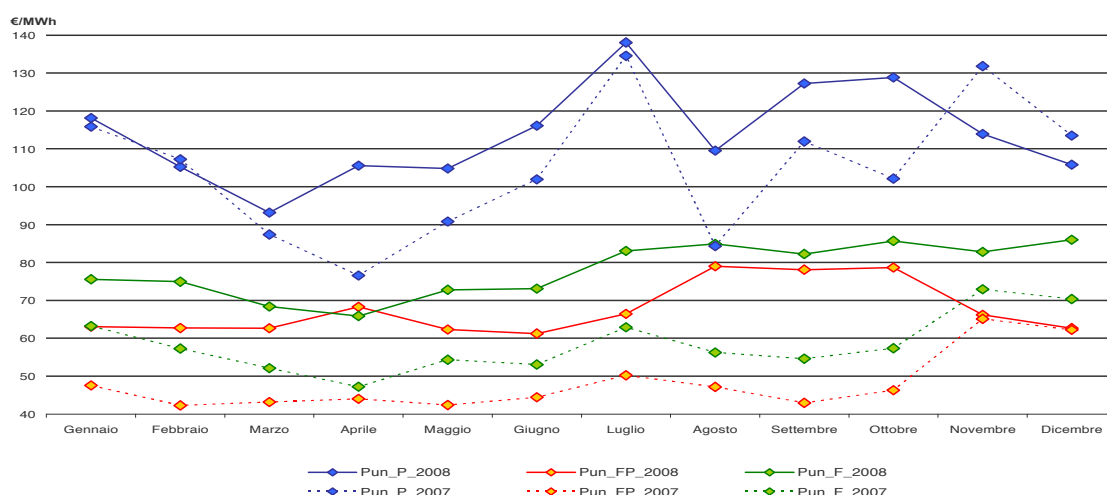
Fig. 3.3

Pun medio mensile (€/MWh)



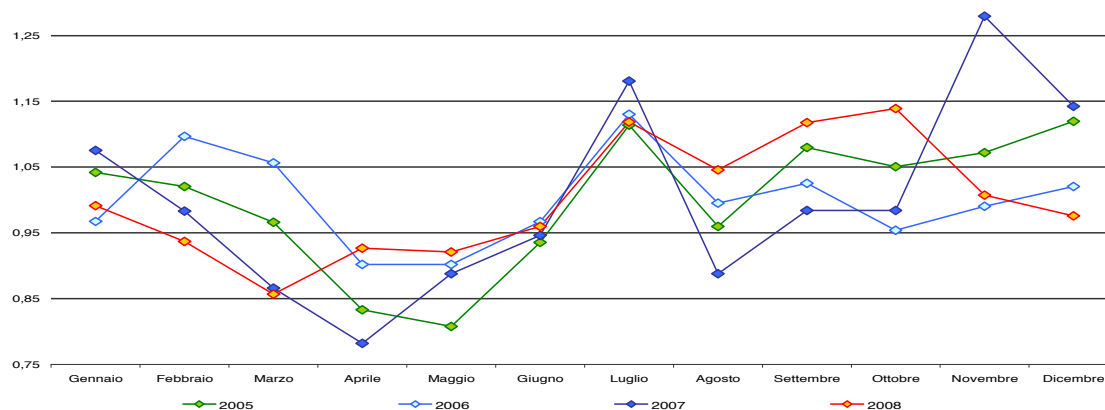
Pun medio mensile per gruppi di ore (€/MWh)

Fig. 3.4



Rapporto tra Pun mensile e Pun medio annuo

Fig. 3.5



Determinanti dei prezzi

Complessivamente la dinamica del Pun è chiaramente determinata dagli aumenti registrati dal costo dei combustibili, che su base annua ha esibito una crescita sostenuta. Il prezzo petrolifero (Brent) ha guidato una generalizzata tendenza al rialzo, attestandosi in media annua a 97,24 \$/bbl, con un forte aumento del +33% e con una drammatica inversione di tendenza in corso d'anno che l'ha visto salire nei sette mesi iniziali da 97 a 144 \$/bbl per poi crollare nei successivi cinque a 36 \$/bbl (valori che non si registravano dal 2004). Tale dinamica è stata solo parzialmente smorzata dal perdurante deprezzamento del dollaro sull'euro. Nel 2008 il cambio è cresciuto in media annua a 1,47 €//\$ (+7%), alternando due cicli di semestrali di segno opposto e riducendo la crescita tendenziale del Brent a un più contenuto +23%⁴. Spinte dal greggio, sono aumentate anche le quotazioni degli oli combustibili (+43-54%), nonché quelle del gas e del carbone, che in tutta Europa rappresentano i combustibili di riferimento per la generazione elettrica e che hanno segnato una crescita media del 68-69%, raggiungendo su base annua rispettivamente i 147 \$/MT e i 25 €/MWh (Tab. 3.7 e 3.8, Fig. 3.6).

4 SOLO NELL'ULTIMO BIMESTRE IL CAMBIO HA MOSTRATO UN RIMBALZO PROCICLICO RISPETTO AL BRENT, COME NON SI ERA PIÙ REGISTRATO DAGLI INIZI DEL 2005, CONTRIBUENDO AD ACCENTUARNE IL CROLLO DEL VALORE SUI MERCATI EUROPEI.

Tab. 3.7

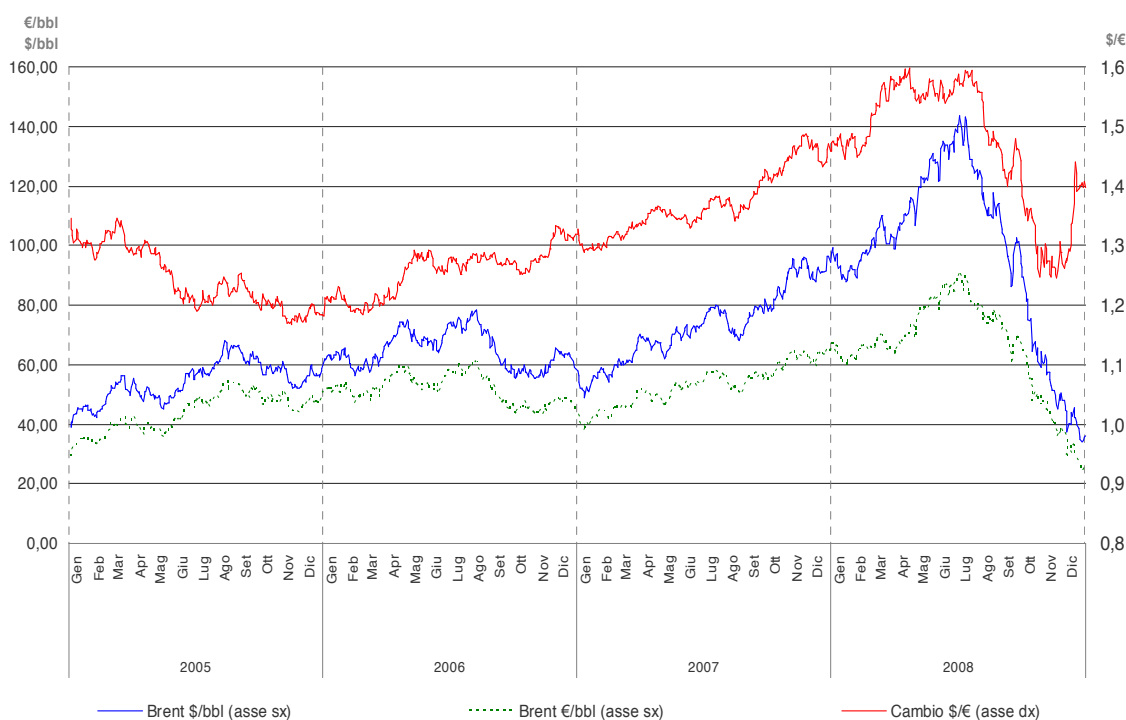
Costo dei combustibili e tassi cambio medi annuali

Prodotto	Unità di Misura	Quotazione media (*)				Variazioni tendenziali			Deviazione standard			
		2008	2007	2006	2005	2008	2007	2006	2008	2007	2006	2005
Tasso di cambio €//\$	€//\$	1,47	1,37	1,26	1,24	7%	9%	10%	7%	4%	3%	4%
"Greggio"	Iran Lt Crk NB \$/bbl	96,55	74,73	65,48	55,86	29%	14%	17%	29%	15%	12%	15%
Crude Oil"	WTI Crk NB \$/bbl	102,39	81,50	71,86	61,33	26%	13%	17%	28%	15%	13%	19%
	Brent \$ \$/bbl	97,24	72,86	64,91	54,41	33%	12%	19%	30%	16%	9%	12%
	Brent € €/bbl	65,20	52,92	51,68	43,94	23%	2%	18%	25%	13%	9%	14%
"Olio"	Fuel Oil 1% Rot Brge \$/MT	523,96	340,15	289,83	249,48	54%	17%	16%	29%	25%	9%	17%
Combustibile	Fuel Oil 1% CIF NWEur \$/MT	518,19	360,43	307,88	268,34	44%	17%	15%	28%	22%	10%	16%
Fuel Oil"	Fuel Oil 1% CIF Med \$/MT	530,54	370,86	313,99	273,85	43%	18%	15%	28%	22%	11%	15%
	Gasoil FOB Rot Brge \$/MT	904,26	634,09	577,92	505,01	43%	10%	14%	27%	16%	8%	13%
"Gasolio"	Gasoil CIF Med Cargo \$/MT	922,30	661,70	597,13	518,73	39%	11%	15%	27%	16%	7%	12%
Gas Oil"	Gasoil FOB Med Cargo \$/MT	898,29	640,17	574,96	497,14	40%	11%	16%	28%	16%	8%	13%
	Gasoil FOB ARA Brge \$/MT	916,77	633,93	577,61	503,78	45%	10%	15%	27%	16%	8%	13%
	Coal CIM CIF ARA \$/MT	147,49	88,75	63,80	57,16	66%	39%	12%	26%	25%	7%	8%
"Carbone Coal"	Coal CIM FOB RichBay \$/MT	121,10	71,43	-	-	70%	-	-	23%	21%	-	-
	Coal Qinhdao Stm \$/MT	145,27	73,12	50,63	51,19	99%	44%	-1%	27%	17%	6%	8%
	Gas PSV DA €/MWh	29,10	21,27	-	-	37%	-	-	10%	19%	-	-
"Metano"	Gas NBP DA €/MWh	24,96	14,85	21,07	46,40	68%	-30%	-55%	12%	36%	52%	26%
Gas"	Gas Zeebrugge €/MWh	25,29	15,03	21,62	20,14	68%	-30%	7%	12%	35%	49%	56%
	Gas Dutch TTF €/MWh	24,99	14,75	20,34	24,96	69%	-27%	-19%	11%	34%	24%	9%

(*) I valori riportati si riferiscono a medie aritmetiche di quotazioni giornaliere
Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson-Reuters

Fig. 3.6

Andamento del Brent



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson-Reuters

L'insieme di queste variazioni è ben sintetizzato dall'andamento dell'ITEC® Ref-Morgan Stanley, che rappresenta un indicatore del costo variabile medio di produzione sul mercato italiano, il cui valore è aumentato del +47% su base annua attestandosi a circa 70 €/MWh. Ciò segnala che l'aumento del Pun, in termini assoluti ai suoi massimi storici, nasconde in effetti una riduzione in termini relativi. Tale riduzione trova conferma anche nel ridimensionamento dello "spark spread" dai circa 22 €/MWh del biennio precedente ai quasi 16 €/MWh del 2008, un livello inferiore anche ai quasi 18 €/MWh registrati nel 2005 (Tab. 3.8, Fig. 3.7) ⁵.

In senso opposto, oltre al tasso di cambio, ha agito il costo opportunità connesso ai certificati verdi sostenuto dai produttori, stimato in 3,44 €/MWh e in calo del 6% rispetto al 2008 per il crescente eccesso di offerta registrato su tale mercato. Più complessa la valutazione dell'impatto del costo opportunità connesso ai permessi di emissione di CO₂ il cui onere, utilizzando a riferimento la quotazione media del 2008 su EEX e il coefficiente di emissione di un ciclo combinato può essere stimato in 8,26 €/MWh, valore superiore a quelli praticamente nulli registrati nel 2007 a seguito del collasso del mercato per l'eccesso di offerta, ma comunque superiore a quelli prevalenti nel 2006 (Tab. 3.8).

Variazioni del Pun e delle componenti di costo (€/MWh) ⁶

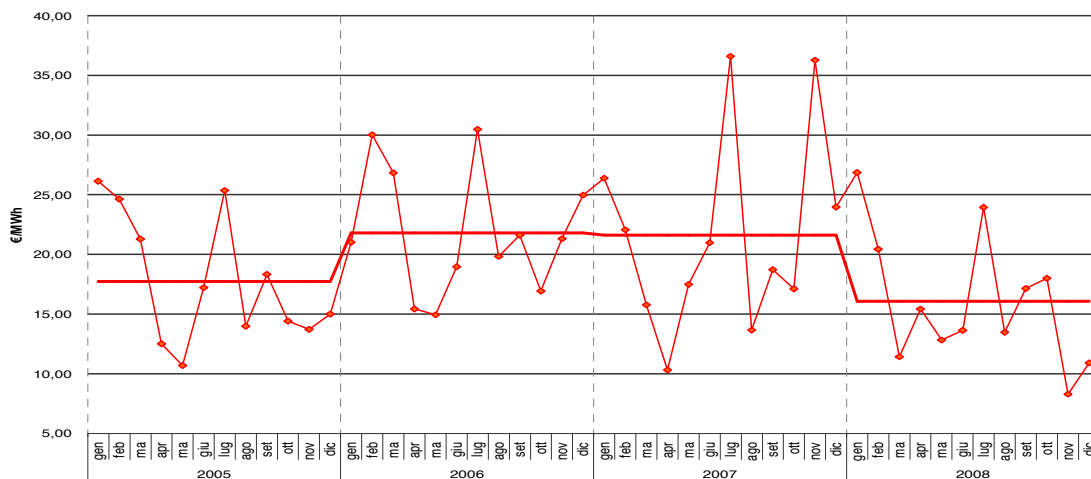
Tab. 3.8

	2008		2007		2006		2005	
	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%
Pun	86,99	23%	70,99	-5%	74,75	28%	58,59	-
Brent (€/MWh)	65,20	23%	52,92	2%	51,68	18%	43,94	-
Costo Variabile di Generazione	81,78	59%	51,57	-13%	59,36	18%	50,41	-
- Itec	70,09	47%	47,66	-3%	49,28	26%	39,14	-
- CV	3,44	-6%	3,67	0%	3,67	25%	2,94	-
- CO2	8,26	3283%	0,24	-96%	6,42	-23%	8,33	-

Fonte: elaborazioni GME su dati GME, Thomson-Reuters, Ref-Morgan Stanley

"spark spread" medio mensile (€/MWh)

Fig. 3.7



Fonte: elaborazione GME su dati Ref-MorganStanley

Analizzando la relazione del Pun con il costo dei combustibili (sintetizzabili sia con il Brent che con l'ITEC), emerge come tra i due esista una relazione di lungo periodo stabile ma ritardata, secondo la quale il primo recepisce le variazioni del secondo con diversi mesi di ritardo (Box 4).⁷ Per effetto di tale relazione, la drastica inversione di trend del Brent nel

⁵ Lo SPARK SPREAD È CALCOLATO A TITOLO INDICATIVO COME MEDIA ANNUALE DELLE DIFFERENZE MENSILI TRA IL PUN E IL VALORE DELL'ITEC^{CCGGT}® REF-MORGAN STANLEY, CORRETTO IPOTIZZANDO UN RENDIMENTO MEDIO DEGLI IMPIANTI PARI AL 53%.
⁶ IL COSTO DEL CERTIFICATO VERDE (CV) È STIMATO COME LA MEDIA ANNUALE DEL PREZZO DEI CERTIFICATI VERDI QUOTATI DAL GME, MOLTIPLICATA PER IL COEFFICIENTE ANNUALE DI OBBLIGO DI DISPONIBILITÀ DI CERTIFICATI. IL COSTO DEI PERMESSI DI EMISSIONE (CO₂) È STIMATO COME LA MEDIA ANNUALE DEL PREZZO DEI PERMESSI DI EMISSIONE QUOTATI DA ECX, MOLTIPLICATA PER IL COEFFICIENTE DI EMISSIONE DI UN CICLO COMBINATO.
⁷ TALE ANALISI È SOSTANZIALMENTE CONFERMATO DALLE STIME DI PARIS (2008).

secondo semestre dell'anno ha inciso in misura molto limitata sul livello dei prezzi di borsa, principalmente sui prezzi di picco, che più direttamente risentono dell'andamento dell'olio combustibile e meno sui prezzi fuori picco la cui dinamica è più fortemente schiacciata sui prezzi del gas, che reagiscono con un ritardo temporale che va da sei a nove mesi. Pertanto, il ribasso del Pun nell'ultimo bimestre del 2008 è solo il primo segnale del calo indotto dal calo dei combustibili, essendo limitato ai prezzi di picco agganciati alle quotazioni *spot* del petrolio. Con i primi mesi dell'anno si dovrebbe registrare un ribasso esteso anche ai prezzi fuori picco trascinati dal più lento calo del gas. A ciò andranno aggiunti sia l'ulteriore aumento dell'offerta, sia l'effetto ribassista di una domanda frenata dalla crisi economica, che congiuntamente fanno attendere un nuovo incremento della concorrenza. Tali valutazioni qualitative trovano una prima conferma nelle quotazioni dei *futures* su IDEX che, per quanto scarsamente liquidi, nei primi due mesi di negoziazione, evidenziano forti ribassi sul contratto annuale (-14%) e sui trimestrali (-20/28% a eccezione di quello riferito al primo trimestre), con curve *forward* fortemente decrescenti per ciascuno di questi prodotti (Tab. 3.9, Fig. 3.8).

Tab. 3.9

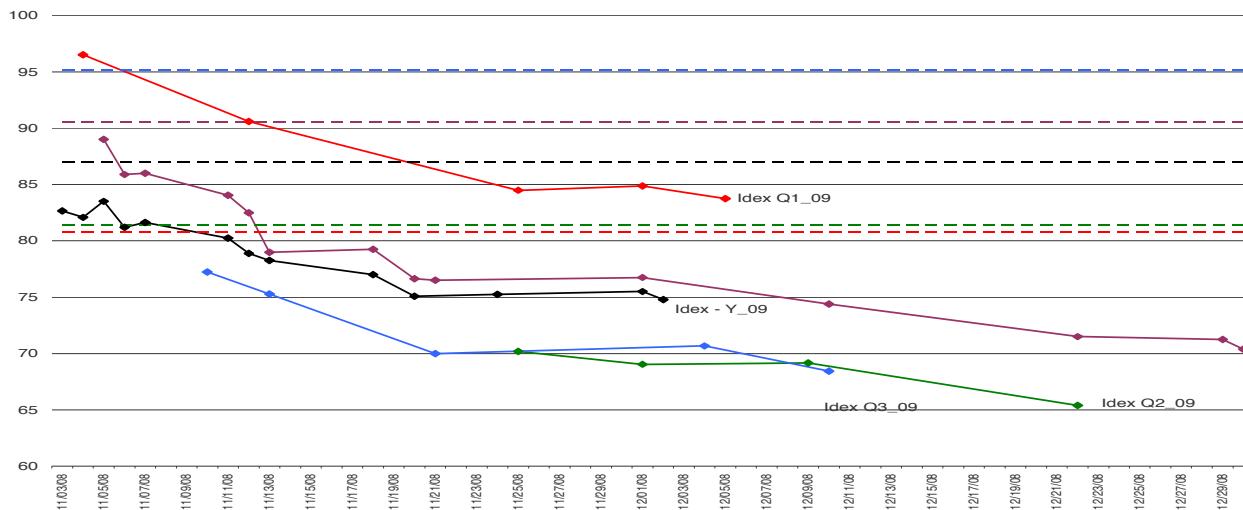
Prezzi dei contratti baseload quotati su IDEX

	Y_09	Q1_09	Q2_09	Q3_09	Q4_09
min	74,80	83,75	65,40	68,43	70,38
max	83,50	96,50	70,20	77,25	89,00
last	74,80	83,75	65,40	68,43	70,38
(last-first)/first	-14%	4%	-20%	-28%	-22%
(max-min)/last	12%	15%	7%	13%	26%

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters, aggiornati al 30/12/2008

Fig. 3.8

Evoluzione dei prezzi dei contratti baseload quotati su IDEX



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters, aggiornati al 30/12/2008

In linea di principio, il livello dei prezzi di borsa dovrebbe essere riconducibile ad alcune variabili esogene – tra cui principalmente il livello di domanda e di offerta, la struttura dei costi, gli scambi con l'estero e in alcuni casi i vincoli di rete – e al comportamento endogeno di offerta degli operatori, in termini sia di strategia di offerta che di politiche di recupero di eventuali costi fissi. Le variabili esogene ricordate operano su orizzonti temporali diversi: la struttura dei costi variabili (inclusiva dei costi di produzione, dei certificati verdi e della CO₂) agisce come vincolo sul lungo termine, determinando il *trend* di evoluzione dei prezzi, a causa della prevalente dipendenza del parco produttivo nazionale dal gas, il cui approvvigionamento non può avvenire su mercati *spot* ma sulla base di contratti di fornitura di lungo termine. Al contrario, la domanda agisce su un orizzonte di medio periodo, determinando le fluttuazioni dei prezzi attorno al *trend* di lungo termine secondo ciclicità giornaliere, settimanali e stagionali. L'offerta agisce sia sul lungo periodo relativamente agli effetti dello sviluppo del parco, sia sul medio termine in risposta alle ciclicità indotte dalla domanda, sia sul breve termine relativamente agli effetti di eventuali indisponibilità di capacità produttiva. Infine gli scambi con l'estero e i vincoli di rete agiscono su un orizzonte di breve periodo e spesso su base locale, costituendo fattori di perturbazione dei prezzi attorno ai cicli suddetti. Più complessa è l'analisi delle variabili endogene inerenti alle strategie di offerta e di recupero dei costi fissi, che agiscono in maniera più marcata sui comportamenti di brevissimo termine, facendo diminuire la correlazione tra prezzi e consumi su base oraria, ma che influiscono trasversalmente anche su orizzonti temporali più lunghi, alterando la meccanica profonda dei prezzi.

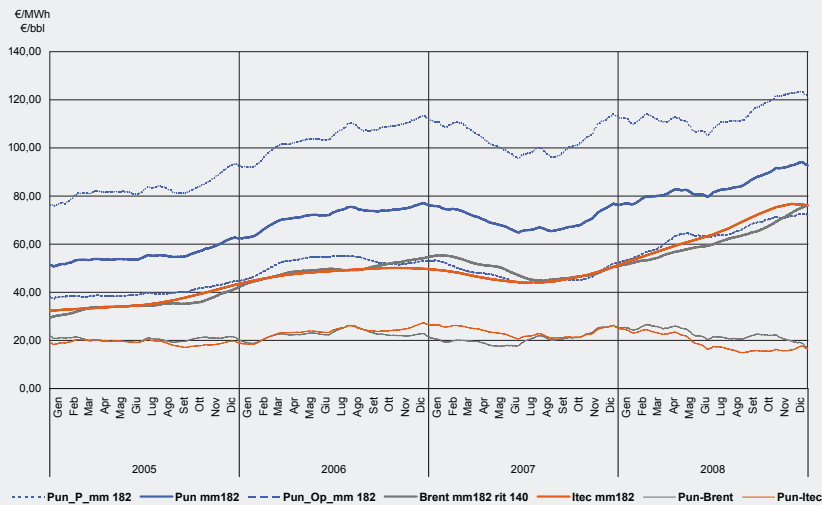
In effetti, una semplice analisi dei prezzi sulla base delle variabili esogene consente di descriverne in modo soddisfacente la dinamica di medio e lungo termine, confermando che l'efficacia delle leggi fondamentali della domanda e dell'offerta si dispiega maggiormente su tale orizzonte, mentre nel breve termine acquisiscono maggior rilievo le variabili endogene strategiche. In particolare l'analisi che segue evidenzia come i prezzi di borsa seguano un *trend* di evoluzione di lungo periodo sostanzialmente determinato dal solo andamento del costo dei combustibili, con un ritardo di circa 6 mesi, e con oscillazioni stagionali attorno al *trend* indotte principalmente da variabili esogene, quali la domanda e lo scambio netto con l'estero.

Il primo fenomeno appare evidente confrontando l'andamento delle medie mobili a 182 giorni del Pun (€/MWh) e dell'ITEC Ref-Morgan Stanley, che rappresenta esplicitamente un indicatore di costo variabile medio di sistema. Medie mobili così lunghe consentono infatti di eliminare la stagionalità semestrale che tipicamente caratterizza il Pun e non l'ITEC, facendo emergere il *trend* di fondo presente nelle due serie. In particolare l'andamento delle due serie è sostanzialmente identico e la loro correlazione sfiora il 99%. Inoltre, poiché l'ITEC è costruito su una media semestrale di combustibili fossili, tale relazione implicitamente incorpora un ritardo di circa sei mesi tra Pun e costi dei combustibili. Risultati sostanzialmente identici si ottengono se come indice dei costi di combustibile viene utilizzato non l'ITEC, ma la media mobile a 182 giorni del Brent espresso in €/bbl (in tal caso è tuttavia necessario assegnare esplicitamente un ritardo che è quantificato in circa 140 giorni): gli andamenti restano identici e la correlazione sale al 99%, grazie alla maggior responsività del Brent (Fig. 1)^(a).

L'elevata correlazione con gli indici di costo proposti non stupisce, data la forte dipendenza della produzione da fonti fossili, tuttora prossima all'83% (cfr paragrafo 3.2.4); né stupisce l'entità del ritardo con cui il Pun recepisce le variazioni del Brent, essendo tale ritardo sostanzialmente analogo a quello implicito nelle formule di prezzo dei contratti OTC e del gas prevalenti sul mercato italiano ed essendo il gas la fonte dominante nella produzione di energia elettrica in Italia (cfr paragrafo 3.2.4). E' infine di notevole interesse rilevare come la media mobile del Pun fuori picco sia sostanzialmente schiacciata sull'analoga media mobile dei combustibili, a riprova che il consistente eccesso di offerta del ciclo combinato nelle ore di bassa domanda produce una forte pressione ribassista sui margini dei produttori^(b).

Fig. I

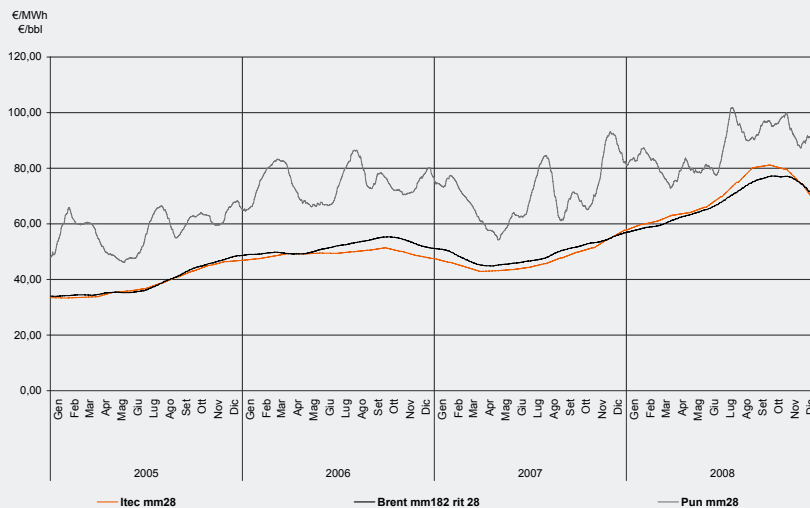
Medie mobili a 182 giorni del Pun, del Brent (ritardato di 140 giorni) e di Itec



Il secondo fenomeno, ovvero l'impatto della stagionalità del Pun sulla correlazione coi combustibili, è invece evidente nell'analisi delle stesse serie considerate in media mobile a 28 giorni: mentre il *trend* di fondo permane, emerge una volatilità della serie del Pun notevolmente maggiore di quella dell'Itec, che riduce il grado di correlazione tra le due serie (85%). Lo stesso dato si ottiene confrontando la media mobile a 28 giorni del Pun con la media mobile a 128 giorni del Brent ritardata di 28 giorni, che esibiscono una correlazione dell'84%.^(c) Tale differenza è chiaramente riconducibile all'effetto delle variabili esogene del mercato elettrico e segnatamente alla stagionalità della domanda (Fig II).

Fig. II

Medie mobili a 28 giorni del Pun, del Brent (ritardato di 28 giorni) e di Itec



L'ausilio di un semplice modello econometrico consente di descrivere un processo di determinazione dei prezzi basato su oscillazioni stagionali attorno a un *trend* di costo, dettate da poche variabili esogene tra cui in particolare un fattore strutturale (il livello della domanda) e un fattore a volatilità più saltuaria (l'import netto a programma dall'estero). In particolare il modello spiega l'evoluzione del Pun mensile sulla base del Brent mensile ritardato di 3 mesi, degli acquisti nazionali mensili a programma, dell'import netto mensile a programma, nonché di una componente autoregressiva di ordine 1 del Pun che tiene conto di fenomeni di isteresi nell'evoluzione dei prezzi e che contribuisce a migliorare sensibilmente i valori degli indici R² e Durbin Watson (Tab. I). Tale modello, che nella sua estrema semplicità mostra statistiche di efficienza confortanti, riesce a cogliere in maniera abbastanza precisa l'evoluzione mensile del Pun, con un errore mai superiore a 6,8 €/MWh (11%)^(d) e mediamente inferiore a 3,4 €/MWh (Fig.

III). Un ultimo dato interessante è l'emergere nel 2008 di segnali di un possibile *break* strutturale nella relazione di lungo termine tra Pun e costo dei combustibili. Il fenomeno è reso evidente proprio dall'analisi della differenza tra le medie mobili a 182 giorni del Pun e dell'ITEC, che - in maniera molto approssimativa e con le cautele già espresse in nota (b)- può intendersi come una misura dell'evoluzione del margine sui prezzi: tale differenza resta sostanzialmente costante attorno a un livello di circa 20 €/MWh fino alla fine del 2007, mentre nel corso del 2008 mostra una netta e progressiva riduzione (Fig. I). Questo andamento, che denota una riduzione relativa dei prezzi prevalenti sul mercato rispetto ai costi variabili, appare attribuibile all'effetto cumulato del massiccio incremento di potenza realizzato a partire dal 2004, il quale ha determinato una sensibile riduzione dei costi variabili medi di generazione e di un sensibile incremento della concorrenza tra produttori, puntualmente rilevata nel paragrafo 3.2.6.

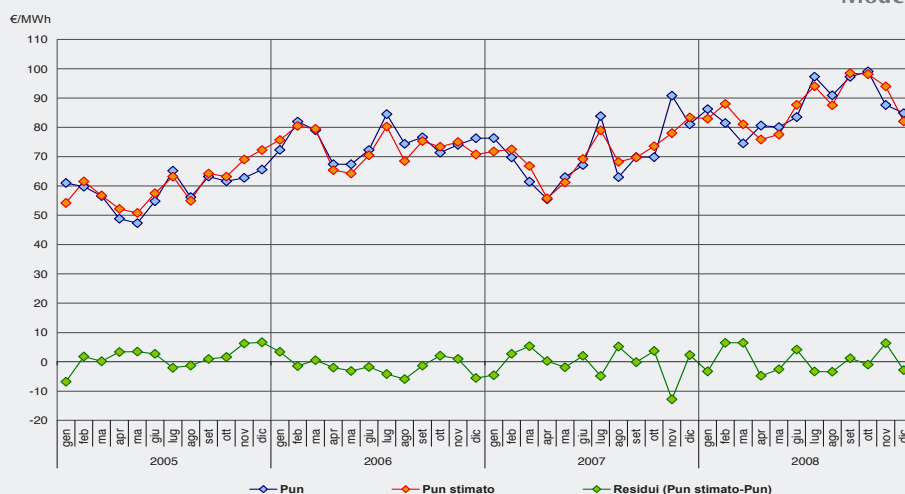
Modello econometrico

Tab. I

Specifiche				
Variabile dipendente	Pun			
Metodo di stima	Minimi quadrati			
Profondità del campione	1/2005 - 12/2008			
Granularità del dato	Mensile			
N° osservazioni	48			
Variabili esplicative	Descrizione	Unità di misura	Coeff	p-value t-test
Domanda nazionale	Quantità totali-Export	MWh	0,0025	0,0000
Brent (-3)	Brent ritardato di 3 mesi	€/bbl	0,3889	0,0002
Import netto	Import-Export	MWh	-0,0023	0,0022
Pun (-1)	PUN ritardato di 1 mese	€/MWh	0,3663	0,0001
Costante			-54,4615	0,0002
Statistica		Valore		
R-quadro		0,892		
R-quadro aggiustato		0,881		
p-value Statistica F		0,000		
Durbin-Watson stat		1,972		
p-value Jarque-Bera test		0,439		

Modello econometrico

Fig. III



NOTE Box 4

(A) L'ELEVATA CORRELAZIONE DEL PREZZO DEL PETROLIO CON QUELLA DELL'OLIO COMBUSTIBILE E DEL GAS, RENDE IL BRENT UN BUON INDICE SINTETICO DI RIFERIMENTO DELL'ANDAMENTO DEI COSTI DI TALI *COMMODITIES*, UTILIZZATI NELLA COSTRUZIONE DELLO STESSO ITEC. IN PARTICOLARE SI È UTILIZZATA LA MEDIA DELLE QUOTAZIONI GIORNALIERE DEL BRENT RIPORTATA DA REUTERS-THOMSON, CONVERTITE IN € UTILIZZANDO IL CORRISPONDENTE TASSO DI CAMBIO €/€/\$ QUOTATO DALL'UIIC. LA DIFFERENTE SPECIFICAZIONE TRA IL RITARDO IMPLICITO NELL'ITEC (SEI MESI) E QUELLO ASSEGNATO ALLA MEDIA MOBILE DEL BRENT (140 GIORNI) RIFLETTE LE DIFFERENZE INDOTTE DALLE SPECIFICHE COSTRUTTIVE DI ITEC. SI RILEVA TUTTAVIA CHE PER ENTRAMBI I CONFRONTI IL VALORE DELLA CORRELAZIONE DEL PUN CON L'ITEC RESTA SOSTANZIALMENTE STABILE E SUPERIORE A 95%, PER QUALUNQUE MEDIA MOBILE SUPERIORE A 112 GIORNI. LO STESSO VALE PER LA CORRELAZIONE DEL PUN CON IL BRENT, PURCHÉ IL RITARDO DEL BRENT SIA INFERIORE A 196 GIORNI.

(B) L'UTILIZZO DELL'ITEC QUALE INDICE DI COSTO EVIDENZIA ALCUNE CONTROINDICAZIONI, SIA LEGATE AL FATTO CHE ESSO INCLUDE UNA STRUTTURA DI PESI STATICA E IN PARTE SUPERATA DEI DIVERSI COMBUSTIBILI INSERITI NEL PANIERE, SIA LEGATA AL FATTO CHE LA SUA PRINCIPALE COMPONENTE RAPPRESENTATA DAL COSTO DELLA PRODUZIONE DA CICLO COMBINATO A GAS (C.D. ITECCCGT) INCORPORA UN RENDIMENTO DEL 50% LARGAMENTE INFERIORE A QUELLI PREVALENTI NEGLI IMPIANTI OPERANTI SUL NOSTRO MERCATO (54%). CIÒ INFLUISCE CERTAMENTE SUL LIVELLO DEI COSTI DI COMBUSTIBILE CONSIDERATI, TUTTAVIA NON ALTERA IL VALORE DELLE CONCLUSIONI TRATTE.

(C) POICHÉ L'ITEC È UNA MEDIA MOBILE SEMESTRALE RITARDATA DI UN MESE, PUÒ ESSERE CONFRONTATA CON UNA MEDIA MOBILE A 182 GIORNI DEL BRENT RITARDATA DI 28 GIORNI.

(D) FA ECCEZIONE SOLO IL MESE DI NOVEMBRE 2007, CHE SI CARATTERIZZÒ COME UN *OUTLIER* ASSOLUTO IN TUTTA EUROPA.

3.2.2 Prezzi zonal di vendita (Pz)

L'incremento registrato dal Pun nel 2008 è la sintesi di sensibili aumenti dei prezzi di vendita registrati in tutte le zone, che hanno segnato ovunque il proprio record storico. Particolare rilievo, tuttavia, ha assunto il prezzo della Sicilia, cresciuto nettamente sopra la media, determinando un riflesso immediato sia sul valore del Pun che sulla rendita da congestione complessiva. Stabili invece i differenziali di prezzo tra zone sul continente.

Livello e volatilità dei prezzi

La graduatoria di prezzo delle zone nel 2008 ripete quella prevalente nel passato, con il Nord che si conferma la zona meno costosa (82,92 €/MWh), seguita dalle altre zone continentali (85-88 €/MWh) e più distanziate dalla Sardegna (91,84 €/MWh) e dalla Sicilia (119,63 €/MWh). Tuttavia, in un contesto di variazioni tendenziali sostanzialmente omogenee tra le zone (+17-22%) e di differenziali tra zone inalterati sia sul continente (5 €/MWh circa) sia con la Sardegna, la Sicilia mette a segno un incremento annuo di assoluto rilievo (+50%), risultando l'unica zona con aumenti sopra la media annua e portando la propria differenza rispetto al Nord a triplicare rispetto all'anno precedente (Tab. 3.10). Attraverso il Pun, l'incremento del prezzo siciliano ha inoltre prodotto effetti sul mercato nel suo complesso: per una valutazione delle cause e dei costi di tale fenomeno si rinvia al Box 5. L'ordinamento delle zone per prezzo risulta abbastanza omogeneo nei diversi gruppi di ore, così come i loro tassi di crescita riflettono quelli del Pun. In particolare mentre nelle ore di picco i prezzi risultano compresi tra i 108-118 €/MWh (+4-8%), nelle ore fuori picco si attestano tra i 65-74 €/MWh (+36-40%) e nelle ore festive tra i 73-82 €/MWh (+26-36%). Anche in questo caso si rileva l'eccezione della Sicilia, che esibisce prezzi in forte crescita anche nelle ore di picco (161,57 €/MWh, +38%), registra nelle ore fuori picco prezzi pari a quelli altrove registrati nelle ore festive (86,65 €/MWh, +61%) e nelle ore festive prezzi altrove addirittura prossimi ai prezzi di picco (109,60 €/MWh, + 66%) (Tab.3.11).

Tab. 3.10

Prezzi zonal medi annui (€/MWh)

€/MWh	2008		2007		2006		2005	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
NORD	82,92	21,1%	68,47	-7,0%	73,63	27,6%	57,71	-
CENTRO NORD	84,99	16,7%	72,8	-2,9%	74,98	27,9%	58,62	-
CENTRO SUD	87,63	20,0%	73,05	-2,6%	74,99	27,0%	59,03	-
SUD	87,39	19,6%	73,04	-2,6%	74,98	27,0%	59,03	-
CALABRIA	87,99	20,2%	73,22	-3,2%	75,67	26,5%	59,83	-
SICILIA	119,63	50,5%	79,51	0,7%	78,96	25,8%	62,77	-
SARDEGNA	91,84	22,5%	75,00	-6,9%	80,55	33,4%	60,38	-
Delta totale	36,71		11,04		6,92			
Delta continente	5,07		4,75		2,04			

Tab. 3.11

Prezzi zonal medi 2008 per gruppi di ore (€/MWh)

2008	Totale		Picco		Fuori picco		Festivo	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
NORD	82,92	21,1%	108,94	8,5%	65,17	39,7%	73,67	29,2%
CENTRO NORD	84,99	16,7%	113,29	3,5%	66,21	36,5%	74,34	26,3%
CENTRO SUD	87,63	20,0%	115,47	5,2%	68,06	40,0%	78,37	32,5%
SUD	87,39	19,6%	114,83	4,6%	68,01	39,9%	78,37	32,5%
CALABRIA	87,99	20,2%	115,66	5,2%	68,25	40,5%	79,12	32,8
SICILIA	119,63	50,5%	161,57	38,2%	86,65	61,0%	109,6	65,5%
SARDEGNA	91,84	22,5%	118,19	8,2%	73,79	38,2%	82,54	36,0%
Delta totale	36,71		52,63		21,48		35,93	
Delta continente	5,07		6,72		3,08		5,45	

La crescita dei prezzi zonali è stata accompagnata da un aumento della loro volatilità, anche quest'anno superiore a quella del Pun, che per sua natura tende a compensare le variazioni locali. Nel dettaglio, mentre sul continente la volatilità è aumentata di poco, mantenendosi a livelli contenuti (12,7 €/MWh al Nord, tra 13,0 e 15,4 €/MWh nelle zone della MzSud), sulle isole ha evidenziato valori e incrementi sensibilmente maggiori, toccando i 20,5 €/MWh in Sardegna e addirittura raddoppiando in Sicilia dove si è attestata a 30,6 €/MWh (Tab. 3.12). Tale diversità risulta sostanzialmente omogenea nei diversi gruppi di ore, con la volatilità siciliana particolarmente elevata nelle ore festive (Tab 3.13).

Tab. 3.12

Volatilità annuali dei prezzi zonali (€/MWh)

	IVA (€/MWh)				IVR (%)			
	2008	2007	2006	2005	2008	2007	2006	2005
TOTALE								
NORD	12,7	12,3	9,6	7,8	15%	18%	13%	13%
CENTRO NORD	13,0	11,2	9,0	7,4	15%	15%	12%	13%
CENTRO SUD	13,9	11,2	9,0	7,1	16%	15%	12%	12%
SUD	13,9	11,2	9,0	7,1	16%	15%	12%	12%
CALABRIA	15,4	11,3	10,7	8,0	17%	15%	14%	13%
SICILIA	30,6	15,3	13,4	10,5	26%	19%	17%	17%
SARDEGNA	20,5	16,7	16,9	9,1	22%	22%	21%	15%

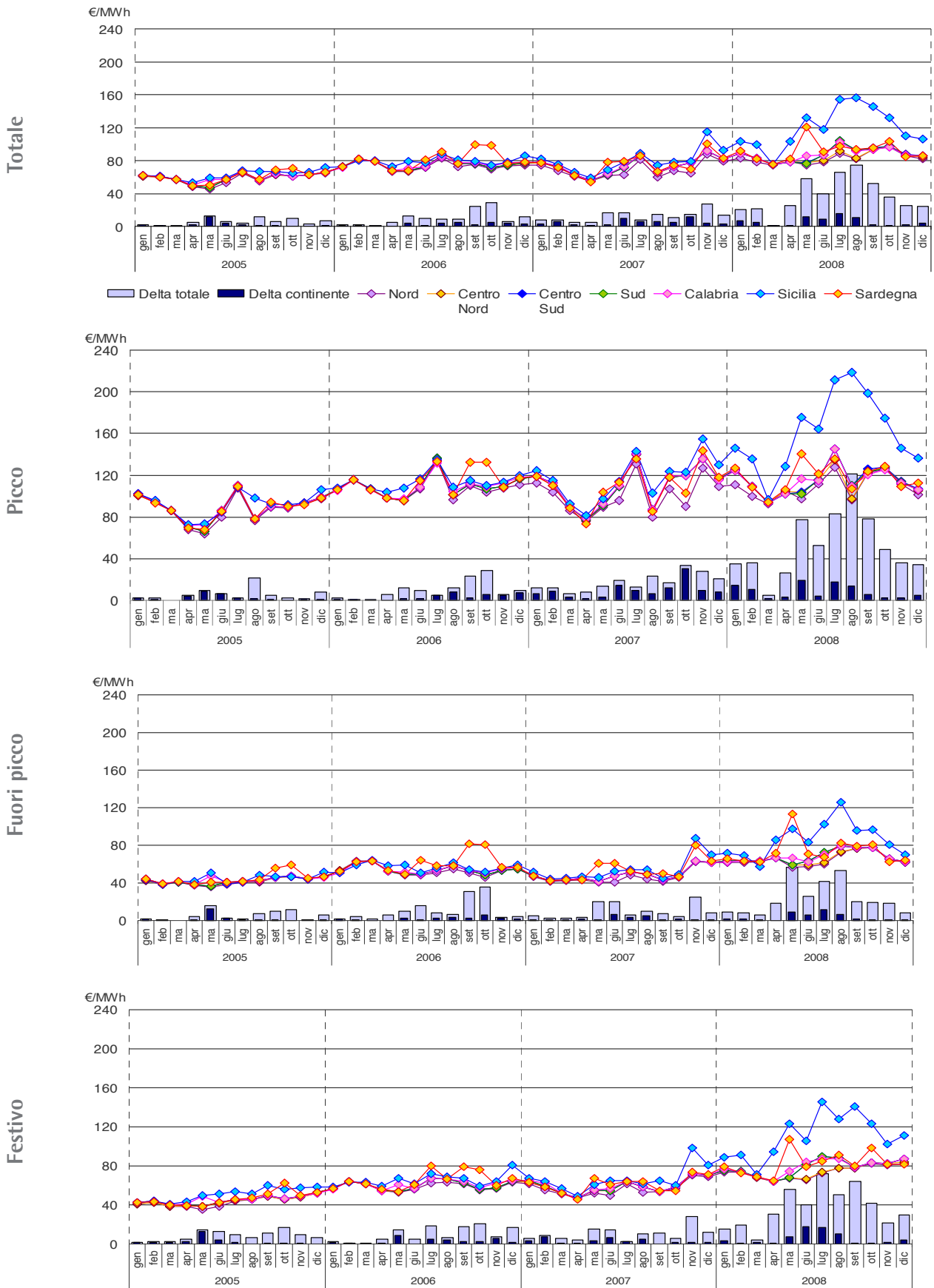
Volatilità dei prezzi zonali 2008 per gruppi di ore (€/MWh)

Tab. 3.13

2008	IVA (€/MWh)				IVR (%)			
	Totale	Picco	Fuori picco	Festivo	Totale	Picco	Fuori picco	Festivo
NORD	12,7	16,7	8,8	12,4	15%	15%	14%	17%
CENTRO NORD	13,0	17,2	9,4	12,4	15%	15%	14%	17%
CENTRO SUD	13,9	17,1	10,1	14,5	16%	15%	15%	18%
SUD	13,9	17,3	10,1	14,5	16%	15%	15%	18%
CALABRIA	15,4	18,9	11,6	15,5	17%	16%	17%	20%
SICILIA	30,6	31,8	25,6	34,9	26%	20%	29%	32%
SARDEGNA	20,5	22,8	17,6	21,4	22%	19%	24%	26%

Fig. 3.9

Andamento mensile dei prezzi zonal per gruppi di ore (€/MWh)



L'analisi delle serie mensili mostra come il differenziale di prezzo sul continente si sia mantenuto relativamente stabile nel corso del 2008, evidenziando invece un picco rispetto alla Sardegna nel mese di maggio, da attribuirsi all'inibizione del transito col continente registrata in quel mese nel 40% delle ore (cfr paragrafo 3.2.5) e alla contestuale riduzione dell'offerta disponibile interna (cfr paragrafo 3.2.4). Dal grafico precedente si desume altresì come l'eccezione siciliana sia venuta determinandosi a partire dal mese di maggio, toccando il massimo nel mese di agosto e successivamente riducendosi gradualmente. A tal proposito si può osservare come l'esplosione dei prezzi sia contestuale all'inizio di una fase di riduzione della quantità offerta sull'isola, ai suoi minimi storici, nonché a un sensibile aumento dei prezzi offerti dagli operatori in tale regione (Fig 3.9).

Nel contesto del disegno di mercato zonale è molto rilevante il diverso ruolo che le varie zone ricoprono nella definizione dei prezzi; per effetto delle diverse configurazioni zonali che si determinano ora per ora, può risultare che i prezzi prevalenti in una zona siano effettivamente determinati in altre zone. Sotto questo profilo l'analisi dei dati mostra che ciascuna zona tende a fissare da sé il proprio prezzo, sebbene con diversi gradi di autonomia (56% nella MzNord e 47% nella MzSud, contro il 73% nella MzSicilia e il 31% nella MzSardegna). Tuttavia i dati evidenziano anche altri fattori rilevanti: da un lato la MzNord mostra di rivestire un ruolo predominante nel determinare il prezzo in altre zone (36% nella MzSud, 10% nella MzSicilia e 32% nella MzSardegna) e crescente rispetto al passato per quanto riguarda la MzSud e la MzSardegna. In contrasto, il peso della MzSud nel determinare il prezzo si va drasticamente riducendo sia internamente che in tutte le altre zone. E' altresì più frequente vedere i prezzi prevalenti in Italia determinati da offerte presentate nella MzEstero, con valori saliti su base complessiva dal 2% del 2007 al 13% del 2008. Questi dati suggeriscono una progressiva integrazione non solo delle condizioni di concorrenza interna tra MzNord e MzSud, ma anche tra Sistema Italia e mercati limitrofi (Tab. 3.14). In particolare si evidenzia come la crescita dell'estero nel fissare i prezzi interni nazionali sia molto rilevante nelle ore fuori picco (dal 2% a 19%) e meno nelle ore festive (da 1% a 9%) e di picco (da 2% a 10%).

Percentuale di fissazione del prezzo per zona per anno (IZM)

Tab. 3.14

Zona price maker	Zona price taker					TotaleMz
	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna		
MzEstero						
2008	15%	11%	4%	10%	13%	
2007	3%	1%	0%	0%	2%	
2006	1%	0%	0%	0%	1%	
2005	0%	0%	0%	0%	0%	
MzNord						
2008	56%	36%	10%	32%	45%	
2007	66%	28%	11%	23%	47%	
2006	66%	25%	10%	22%	46%	
2005	60%	33%	12%	26%	46%	
MzSud						
2008	25%	47%	12%	26%	32%	
2007	27%	62%	24%	44%	40%	
2006	29%	67%	29%	46%	43%	
2005	36%	60%	26%	46%	44%	
MzSicilia						
2008	1%	2%	73%	1%	7%	
2007	3%	7%	65%	5%	9%	
2006	2%	5%	60%	3%	7%	
2005	3%	5%	61%	4%	8%	
MzSardegna						
2008	3%	3%	1%	31%	4%	
2007	1%	3%	1%	28%	3%	
2006	2%	3%	1%	29%	3%	
2005	1%	2%	1%	24%	3%	

Determinanti dei prezzi

Il minor livello dei prezzi tendenzialmente registrato al Nord rispetto alle altre zone riflette un più favorevole mix di offerta sia in termini di costo medio, grazie al forte ruolo dell'idroelettrico e del carbone, che qui raggiungono quote più alte della media nazionale (cfr paragrafo 3.2.4), sia in termini di minor concentrazione del mercato (cfr paragrafo 3.2.6).

Entrambi i dati risentono, peraltro, del ruolo importante delle importazioni dall'estero, che spiazzano fino a 7.000 MW di produzione locale al margine, vale a dire quella più costosa e concentrata. Il forte rinnovamento del parco interno, e in particolare la crescita dei nuovi investimenti nelle altre zone continentali, hanno tuttavia ridotto la differenza di prezzi tra queste e il Nord, come segnalano la forte diminuzione della quota di produzione a olio combustibile e il drastico crollo degli indici di concentrazione relativi alla MzSud.

Diversa è la situazione sulle isole, in quanto la loro dimensione ridotta rappresenta un forte ostacolo allo sviluppo dell'offerta interna, contribuendo a mantenere la struttura produttiva altamente concentrata e rendendo l'andamento delle quotazioni estremamente sensibile a variazioni minime della disponibilità di potenza interna o di capacità di interconnessione col continente. In Sicilia e in Sardegna, in effetti, pochi impianti da soli soddisfano quote determinanti delle vendite, generando con ciò sia un elevato potere di mercato, sia un'estrema rigidità della curva di offerta che per variazioni di domanda minime può produrre rilevanti variazioni di prezzo. A ciò si aggiungono i maggiori rischi per la sicurezza in termini di gestione della riserva per il rispetto delle tradizionali condizioni di sicurezza N-1⁸. Questo dato spiega anche perché la capacità di transito tra le isole e il continente – che in questo caso non rappresenta una potenza di interconnessione complessiva, come nelle altre zone, ma una vera e propria linea fisica, con i connessi maggiori rischi di disponibilità – sia più frequentemente che in altri casi oggetto di riduzione o vera e propria inibizione da parte di Terna, con i conseguenti riflessi in termini di equilibrio domanda offerta, e quindi di prezzo.

Sotto questo profilo è interessante rilevare come il picco di prezzo registrato a maggio in Sardegna abbia risentito sensibilmente della chiusura del transito con il Centro Nord e della contestuale riduzione della capacità disponibile interna. Analogamente non può non rilevarsi come la strutturale diversità dei prezzi in Sicilia abbia cominciato a manifestarsi a partire dal mese di aprile, contestualmente sia a una sensibile riduzione del margine tra offerta disponibile e vendite, sia a un sensibile aumento dei prezzi offerti sull'isola. Va comunque rilevato come lo sviluppo delle fonti rinnovabili e segnatamente dell'eolico stia contribuendo ad alterare in maniera profonda il panorama dell'offerta nelle regioni meridionali e soprattutto in quelle insulari. Il beneficio del dispacciamento passante di cui godono, insieme alla modesta dimensione del singolo investimento, le rendono infatti la risorsa più adatta ad aprire i mercati insulari all'entrata di nuovi operatori, con benefici già percepibili in termini di struttura dell'offerta, sebbene non ancora evidenti in termini di prezzo di vendita. Per un approfondimento del caso siciliano si veda il Box 5.

Differenziali di prezzo delle zone virtuali

I prezzi dei poli di produzione limitata e delle zone virtuali estere meritano un'analisi separata. I primi (Monfalcone, Brindisi, Foggia, Rossano, Priolo) rappresentano singole unità di produzione servite da un'insufficiente capacità di trasporto della rete che, dati i propri costi relativamente bassi, genererebbero strutturalmente congestioni di rete, con i conseguenti costi di dispacciamento e i connessi rilevanti problemi di potere di mercato. Per risolvere tali problemi direttamente su MGP, Terna ha isolato dette unità in apposite zone di sola produzione, in modo da limitarne la domanda di produzione alla capacità massima di transito definita da Terna ora per ora. In questo caso il meccanismo dei prezzi zonali induce i titolari delle unità in questione a offrire quantità di poco inferiori al limite massimo di trasporto stabilito da Terna per il polo, al fine di non separarsi dalla zona limitrofa e accedere al suo prezzo più remunerativo. Gli esiti del mercato confermano che i prezzi dei poli si sono differenziati da quelli delle zone geografiche limitrofe per non più del 3,9% delle ore e per non più di 0,6 €/MWh, con una parziale eccezione del polo di Priolo, separatosi per una differenza media di 1,17 €/MWh (Tab. 3.15).

Le zone virtuali estere, invece, rappresentano le interconnessioni transfrontaliere con i paesi confinanti e sono finalizzate a consentire la gestione delle congestioni con l'estero, secondo modalità che evolvono di anno in anno sulla scorta delle normative adottate a livello nazionale e comunitario. L'attuale disegno di tali zone, nato in anni in cui prevaleva un meccanismo di assegnazione disgiunta per ciascuna frontiera tra TSO confinanti, prevede zone rappresentative della capacità di importazione assegnata da Terna (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia) e zone rappresentative della

8 PER SICUREZZA N-1 SI INTENDE LA POSSIBILITÀ PER IL TSO DI GARANTIRE IL FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA ELETTRICO ANCHE DI FRONTE ALLA PERDITA DI UN ELEMENTO DI RETE (UNA LINEA O UNA UNITÀ).

capacità assegnata dai TSO confinanti (E_NW che cumula le capacità relative ai TSO di Francia e Svizzera, E_NE che cumula le capacità relative ai TSO di Austria e Slovenia, e E_SD relativa al TSO greco). Dalla fine del 2007 la capacità di interconnessione è assegnata mediante aste esplicite congiunte sulle sole zone E_NW, E_NE e E_SD, col risultato di registrare su tali zone differenziali di prezzo nulli (Tab. 3.15)⁹.

Differenze tra prezzi zonali¹⁰

Tab. 3.15

Area	Zona di riferimento	Altre zone	Percentuale di ore in cui i prezzi sono stati diversi (%)				Differenza media di prezzo (€/MWh)			
			2008	2007	2006	2005	2008	2007	2006	2005
Italia	Sud	Nord	26,2%	37,4%	37,8%	28,5%	4,47	4,57	1,36	1,32
		Sicilia	68,2%	55,1%	59,9%	56,0%	-32,24	-6,46	-3,97	-3,74
		Sardegna	39,7%	29,2%	29,3%	25,8%	-4,45	-1,95	-5,57	-1,34
MzNord	Nord	Monfalcone	0,3%	0,6%	1,3%	0,0%	0,02	0,11	0,14	0,00
		Francia	-	-	37,3%	10,1%	-	-	9,29	5,39
		Svizzera	-	59,2%	41,2%	4,7%	-	18,00	8,97	2,05
		Austria	-	-	20,8%	8,5%	-	-	15,31	4,51
		Slovenia (*)	-	7,7%	3,8%	3,3%	-	3,68	2,68	1,81
		ENW	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,00	0,02	0,00	0,02
		ENE	0,0%	0,5%	0,0%	0,9%	0,00	0,26	0,00	0,50
MzSud	Sud	CentroNord	16,4%	6,6%	4,0%	12,0%	2,40	0,25	0,01	0,41
		CentroSud	1,8%	0,3%	0,7%	0,3%	-0,24	0,00	0,00	0,01
		Calabria	4,9%	3,8%	23,7%	7,7%	-0,61	-0,18	-0,69	-0,80
		Rossano	3,4%	2,3%	17,3%	2,6%	0,40	0,04	0,37	0,04
		Brindisi	3,9%	3,0%	21,4%	3,3%	0,45	0,07	0,70	0,09
		Foggia (*)	0,7%	4,9%	3,7%	-	0,60	3,09	2,61	-
		Grecia	-	-	28,1%	9,2%	-	-	7,02	3,35
MzSicilia	Sicilia	ESD (*)	10,6%	15,8%	27,8%	6,9%	7,04	8,43	6,50	1,02
		Priolo	3,4%	14,3%	15,3%	5,1%	1,17	1,07	2,28	0,60
MzSardegna	Sardegna	Corsica	7,0%	6,3%	7,2%	6,1%	4,59	3,93	7,22	3,00

⁹ COME NEGLI ANNI PRECEDENTI, LA VISTOSA ECCEZIONE RAPPRESENTATA DALLA ZONA E_SD RIFLETTE SIA LE SEPARAZIONI DALLA ZONA SUD DELLA ZONA BRINDISI, CUI LA ZONA E_SD È COLLEGATA, SIA LE FREQUENTI INIBIZIONI DEL TRANSITO E_SD-BRINDISI (CFR PARAGRAFO 3.2.5). IN CASCATA TALI ECCEZIONI COINVOLGONO LA ZONA GRECIA, CONNESSA ALLA ZONA E_SD.

¹⁰ I VALORI CALCOLATI SONO CIRCOSCRITTI AL PERIODO IN CUI LA ZONA HA FATTO PARTE DELLA RETE RILEVANTE, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALL'ANNO 2005 PER LA ZONA E_SD, ALL'ANNO 2006 PER FOGGIA E ALL'ANNO 2007 PER LA SLOVENIA.

Nel 2008 in Sicilia i prezzi hanno avuto un'evoluzione del tutto anomala (cfr paragrafo 3.2.2), segnando un livello medio annuo di quasi 120 €/MWh, in crescita di oltre il 50% rispetto al 2007 e superiore alla media nazionale di ben il 37%. Tale dato riflette sia prezzi mediamente più alti in tutte le ore, sia picchi di prezzo assoluti. Sotto il primo profilo l'anomalia siciliana coinvolge tutti i gruppi di ore, sebbene in modo molto più marcato le ore di picco (quando i prezzi superano i 161 €/MWh e sono del 41% sopra la media nazionale) e quelle festive (quando i prezzi sfiorano i 110 €/MWh e superano la media nazionale del 41%), mentre il differenziale è inferiore nelle ore fuori picco (prezzi pari a 86,65 €/MWh e superiori alla media nazionale del 28%). Sotto il secondo profilo si può osservare che, mentre sul continente i prezzi hanno raggiunto o superato la soglia dei 200 €/MWh al massimo in 2 ore in tutto l'anno e in 68 in Sardegna, in Sicilia ciò è avvenuto per ben 1260 ore pari al 14% del totale, con un massimo assoluto di 417 €/MWh. Anche la volatilità dei prezzi sull'isola ha superato i 30 €/MWh, il doppio dei valori prevalenti nelle zone continentali. Il fenomeno ha interessato in maniera preponderante i mesi compresi tra maggio e ottobre, con una differenza rispetto al Pun (corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto - CCT) risultata stabilmente compresa tra 25-50 €/MWh (con una punta di 75 €/MWh ad agosto), contro valori sempre inferiori a 25 €/MWh negli altri mesi dell'anno. Si è anche stimato che tali rincari abbiano indotto un aumento del Pun di circa 2,12 €/MWh, solo minimamente compensato dal corrispondente aumento della rendita da congestione di 0,11 €/MWh, per un extracosto complessivo sui consumatori finali di circa 690 milioni di € (Tab. I)^(a).

Tab. I

Impatto dei picchi di prezzo siciliani sul Pun e sulla rendita ^(b)

Mese	Ore con CCT Sicilia > 15 €/MWh				Pun (€/MWh)			Rendita (milioni di €)			Rendita Unitaria (€/MWh)			Extracosto	
	Totale	Picco	F.Picco	Festivo	Effettivo	Ricalcolato	Delta	Effettivo	Ricalcolato	Delta	Effettivo	Ricalcolato	Delta	milioni di €	€/MWh
1	28%	16%	5%	7%	86,24	85,28	0,95	17,2	13,9	3,3	0,61	0,49	0,12	26,9	0,95
2	34%	20%	5%	9%	81,49	80,30	1,19	18,1	13,0	5,1	0,67	0,48	0,19	30,6	1,13
3	11%	5%	1%	5%	74,54	74,23	0,31	4,4	3,9	0,5	0,16	0,14	0,02	8,6	0,32
4	33%	14%	9%	10%	80,62	79,11	1,51	4,2	2,1	2,0	0,16	0,08	0,08	38,1	1,49
5	69%	31%	17%	20%	80,09	76,81	3,28	12,5	10,4	2,1	0,48	0,4	0,08	86,7	3,30
6	54%	25%	12%	17%	83,49	81,61	1,88	15,3	12,0	3,3	0,57	0,44	0,12	51,1	1,89
7	71%	35%	17%	18%	97,32	94,10	3,22	23,9	19,7	4,2	0,79	0,65	0,14	97,2	3,22
8	65%	31%	15%	19%	90,95	86,21	4,75	20,2	14,4	5,8	0,82	0,59	0,23	121,6	4,95
9	55%	30%	9%	16%	97,23	93,79	3,44	14,1	10,0	4,2	0,52	0,37	0,15	96,2	3,55
10	49%	25%	12%	13%	99,07	96,95	2,12	9,4	6,5	2,9	0,34	0,24	0,11	59,4	2,17
11	44%	21%	11%	12%	87,65	86,32	1,33	5,8	4,0	1,8	0,22	0,15	0,07	36,7	1,38
12	43%	21%	6%	16%	84,87	83,54	1,33	10,8	9,2	1,6	0,41	0,35	0,06	37,6	1,42
Totale	46%	23%	10%	14%	86,99	84,88	2,12	155,9	119,1	36,8	0,48	0,37	0,11	690,7	2,14

Un'analisi dei dati suggerisce che le cause di tali anomalie non sono se non parzialmente di natura esogena. Confrontando le ore con CCT superiore a 15 €/MWh con le altre emerge infatti quanto segue (Tab. II):

- le ore con picchi di prezzo locali in Sicilia sono state circa il 46%, risultando tuttavia prevalenti fra le ore di picco (66%), mentre sono state più limitate nelle ore festive (44%) e soprattutto in quelle fuori picco (29%);
- guardando alle possibili cause di tali picchi di prezzo locali, emerge con evidenza che la presenza di limiti di transito ristretti pur potendo essere un'importante causa dei picchi, ha operato in realtà come un fattore di contesto che facilita il loro verificarsi senza necessariamente determinarli. Il limite di transito in importazione assume, infatti, valori mediamente minori nelle ore con picchi locali, ma non in quelle di picco in cui il fenomeno è più frequente. Inoltre, definendo come "ristretti" valori dei limiti di transito in importazione inferiori a 100 MW, si ottiene che i limiti di transito risultano ristretti circa nel 75% dei casi, contro il 46% di ore con picchi di prezzo locali. Quindi se è vero che i picchi si registrano sempre in condizioni di transiti ridotti, non è vero che in tutte le ore con transiti ridotti si registrano picchi;

- una seconda possibile causa esogena di picchi di prezzo locali potrebbe essere un maggior livello degli acquisti, dato che tuttavia trova una conferma molto blanda in quanto risulta mediamente di poco superiore nelle ore con picchi di prezzo;
- per contro i picchi di prezzo locali appaiono fortemente correlati con la carenza di riserva interna, intesa come differenza tra quantità di energia offerta in vendita e quantità accettata. Nelle ore con picchi locali, infatti, la riserva risulta mediamente inferiore rispetto alle altre ore e questo in tutti i gruppi di ore. Si può inoltre dimostrare che nelle ore con picchi locali di prezzo la riserva ha quasi sempre assunto valori minori dei più bassi valori registrati nelle altre ore. Purtroppo sulla base dei dati a disposizione del GME non è possibile valutare se la riserva rappresenti una variabile endogena o esogena. Da un lato, a parità di quantità offerta, la riserva si riduce esogenamente all'aumentare della domanda e al ridursi del limite di transito, che sono entrambe variabili esogene. Dall'altro lato, la quantità offerta, da cui dipende l'ammontare della riserva su cui il sistema può contare, è una tipica variabile endogena nella disponibilità dell'operatore, che può ridurre l'entità per generare scarsità e quindi incrementare i prezzi. Non si dispone, peraltro, dei dati relativi alle manutenzioni programmate per poter valutare quanta parte della capacità non offerta corrisponda a manutenzioni concordate con Terna, quanta a manutenzioni non programmate e quanta a libera scelta di offerta;
- un'ultima causa di aumento dei prezzi può essere invece la strategia di offerta degli operatori in termini di prezzi offerti, che ha natura endogena. In tal senso i dati mostrano che nelle ore con prezzi localmente alti, circa l'8% delle vendite è stato offerto a prezzi superiori a 160 €/MWh, contro percentuali nulle nelle altre ore. Tale percentuale peraltro supera il 10% nelle ore di picco, a fronte del 6% nelle ore fuori picco e nelle ore festive. Mentre la riduzione della riserva nelle ore con picchi locali accomuna all'incirca tutti gli operatori attivi in Sicilia, l'aumento delle quantità offerte a prezzi alti nelle ore critiche è un dato sensibilmente più marcato per alcuni operatori e meno per altri (Tab. III).

Determinanti esogene dei prezzi in Sicilia per gruppi di ore

Tab. II

Gruppi di ore	Frequenza per fascia	Frequenza sull'anno	Prezzo medio €/MWh	CCT medio €/MWh	Acquisti medi MWh	Riserva media MWh	Vendite medie MWh	Limite medio di importazione MW
Totale								
Ore senza picchi locali (CCT<15 €/MWh)	54%	54%	71	-2	2.205	1294	2.203	178
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	46%	46%	176	73	2.483	854	2.389	109
Festivo								
Ore senza picchi locali (CCT<15 €/MWh)	56%	17%	67	-1	2.095	1341	2.092	173
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	44%	14%	164	74	2.291	957	2.197	113
Fuori picco								
Ore senza picchi locali (CCT<15 €/MWh)	71%	25%	57	-3	2.148	1.299	2.136	219
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	29%	10%	160	73	2.462	854	2.353	134
Picco								
Ore senza picchi locali (CCT<15 €/MWh)	34%	12%	107	-1	2.486	1213	2.506	99
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	66%	23%	190	72	2.606	793	2.520	95

Quota di vendite offerte a prezzi maggiori di 160 €/MWh per operatore

Tab. III

Gruppi di ore	Op1	Op2	Op3	Op4	Totale
Totale					
Ore senza picchi locali (CCT<15€/MWh)	1%	0%	1%	0%	0%
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	4%	20%	40%	15%	8%
Festivo					
Ore senza picchi locali (CCT<15€/MWh)	0%	0%	1%	0%	0%
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	3%	10%	37%	12%	6%
Fuori picco					
Ore senza picchi locali (CCT<15 €/MWh)	0%	0%	0%	0%	0%
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	1%	19%	34%	13%	6%
Picco					
Ore senza picchi locali (CCT<15 €/MWh)	2%	0%	5%	1%	1%
Ore con picchi locali (CCT>= 15 €/MWh)	6%	25%	43%	17%	10%

Note Box 5

(a) La stima è stata effettuata considerando come "anomale" le ore con valori del CCT superiore a 15 €/MWh e, all'interno di queste, come "normale" il livello di prezzo prevalente nella zona Sud. Quindi l'impatto sul Pun è stato stimato ricalcolando il Pun imponendo l'uguaglianza tra prezzo della Sicilia, della Calabria e del Sud, mentre l'impatto sulla rendita è stato stimato pari all'intero valore della rendita raccolta sui transiti Sicilia-Calabria, Sicilia-Priolo e, in caso di contagio di prezzo alle zone limitrofe, Calabria-Rossano e Rossano-Sud (valori che sarebbero stati nulli in presenza di prezzi uguali a quelli del Sud). Si rileva che il CCT, identificando come anomali non i prezzi alti in assoluto ma quelli alti relativamente ai prezzi prevalenti nelle stesse ore in altre zone, consente di selezionare solo i picchi locali eliminando quelli generalizzati, nonché di selezionarli in tutti i gruppi di ore (siano cioè picchi assoluti come nelle ore di picco o relativi come nelle ore fuori picco) e in tutti i mesi dell'anno (cioè a prescindere da variazioni del livello medio dei prezzi indotte da variazioni del prezzo dei combustibili).

(b) I dati mensili e complessivi relativi al Pun e alla Rendita Unitaria sono calcolati come medie aritmetiche dei valori orari, in analogia con la metodologia adottata in tutta la Relazione Annuale. Viceversa il dato relativo all'extracosto totale è calcolato ponderando l'extracosto orario (DeltaPun-DeltaRendita) per l'ammontare del relativo fabbisogno e analogamente l'extracosto medio è calcolato come rapporto tra l'extracosto totale e il relativo fabbisogno.

3.2.3 Confronti internazionali di prezzo

Nel 2008 si conferma la tendenza quadriennale che vede Ipx sovrastare in termini di quotazioni le altre principali borse elettriche europee. Su questo differenziale incide un parco produttivo fortemente indirizzato alla produzione da gas e combustibili fossili mentre si mantiene marginale il ruolo del carbone e nullo quello dell'energia nucleare. A fronte di ciò, tuttavia, l'anno trascorso registra la prima riduzione tendenziale dello scarto di Ipx dalla media dei prezzi europei, segnalando sulla borsa italiana rincari meno sostenuti che altrove e favorendo conseguentemente un aumento delle possibilità di arbitraggio alle frontiere.

Spinto dal vigoroso aumento delle quotazioni dei combustibili, il prezzo dell'energia registrato su tutte le principali borse europee ha segnato sia il suo record storico, sia il massimo tasso di incremento annuo dal 2005 ad oggi. In particolare, le quotazioni si sono attestate tra i 64,44 €/MWh di Omel e i 69,15 €/MWh di Pownext, toccando i due estremi su NordPool, prossimo ai 45 €/MWh in virtù di un parco di generazione spiccatamente improntato alla produzione idroelettrica, e sul prezzo svizzero che è quotato su EEX, di poco superiore ai 74 €/MWh e significativamente influenzato dalle dinamiche rilevate sulla limitrofa borsa italiana. Le variazioni tendenziali che ne conseguono evidenziano incrementi marcati pari a circa 28 €/MWh sulle borse centro-europee (+69-73%), di poco superiori ai 25 €/MWh su Omel (+64%) e prossimi ai 17 €/MWh su NordPool (+60%). In questo contesto Ipx, se da un lato si conferma la borsa con le quotazioni più elevate (86,99 €/MWh), in ragione di un parco produttivo tuttora meno efficiente, dall'altro lato si caratterizza per aumenti annui significativamente inferiori sia in termini assoluti (+16 €/MWh) che relativi (+ 22,5%).

Ne scaturisce la prima riduzione tendenziale della forbice esistente tra Pun e Prezzo Medio Europeo (PME)¹¹, in forte calo rispetto sia al 2006, sia soprattutto al 2007, con conseguenze immediatamente riscontrabili nella crescita di fenomeni di arbitraggio alle frontiere (+9,6%) e nell'impennata dei volumi esportati, raddoppiati nel corso del 2008 (circa +3,6 TWh, +99%) (Tab. 3.16, 3.18).

Tab. 3.16

Prezzi europei annuali sul mercato del giorno prima (€/MWh)

	2008		2007		2006		2005	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
TOTALE								
IPEX	86,99	22,5%	70,99	-5,0%	74,75	27,6%	58,59	-
PME	66,61	71,9%	38,75	-23,2%	50,47	9,4%	46,15	-
EEX	65,76	73,1%	37,99	-25,2%	50,79	10,5%	45,98	-
Pownext	69,15	69,2%	40,88	-17,1%	49,29	5,6%	46,67	-
EXAA	66,18	69,8%	38,97	-23,5%	50,97	9,8%	46,43	-
NordPool	44,73	60,2%	27,93	-42,5%	48,59	65,7%	29,33	-
OMEL	64,44	63,8%	39,35	-22,1%	50,53	-5,9%	53,68	-
EEX_CH	74,38	61,7%	45,99	-	-	-	-	-
PUN-PME	20,38	-36,8%	32,24	32,8%	24,28	95,3%	12,43	

Fonte: elaborazione GME su dati Thompson-Reuters

Lo scarto non è tuttavia omogeneo nei diversi gruppi di ore, in virtù di differenze nelle strutture di domanda e offerta e di situazioni di ridotta concorrenzialità rilevate sul mercato italiano e circoscritte sostanzialmente ai giorni festivi. In particolare nelle ore fuori picco il divario tra i due prezzi risulta mediamente piuttosto limitato (11,3 €/MWh), a differenza di quanto osservato nelle ore di picco in cui, sebbene in calo del 50% rispetto allo scorso anno, il distacco si attesta su valori molto più alti (24,1 €/MWh). Questo dato appare di per sé fisiologico, riflettendo un rapporto tra prezzi di picco e fuori picco storicamente più elevato su Ipx (1,69 contro valori che raggiungono al massimo 1,62 sulle altre borse) per effetto della maggior modulazione della domanda e

¹¹ Il PME è un indice sintetico del valore dell'energia alle frontiere italiane, calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, POWNEXT ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

della maggior rigidità della curva di offerta al margine. Va tuttavia sottolineato come in Italia il minor incremento registrato dal Pun di picco, sia rispetto al corrispondente aumento fuori picco che all'omologa quotazione rilevata sulle altre borse estere, abbia contribuito a ridurre sensibilmente tale rapporto rispetto al passato, determinando una progressiva convergenza a livello europeo. D'altro canto, il fatto che il divario con l'estero assuma valore massimo nelle ore festive (+26 €/MWh) rappresenta un'assoluta anomalia italiana, ben riprodotta da un rapporto tra prezzi festivi e fuori picco significativamente più alto che nel resto d'Europa (1,16 contro valori ovunque prossimi a 0,9). Questo fenomeno non è riconducibile a livelli di domanda diversi nei due gruppi di ore, quanto piuttosto a condizioni di concentrazione dell'offerta (massima nei giorni festivi), e quindi di potere di mercato, sempre in crescita dal 2005 e che anche nel 2008 ha mostrato solo deboli segnali di inversione (Tab 3.17, 3.18).

Prezzi europei 2008 sul mercato del giorno prima per gruppi di ore (€/MWh)

Tab. 3.17

2008	Totale		Picco		Fuori picco		Festivo	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
IPEX	86,99	22,5%	114,38	9,0%	67,75	41,0%	77,88	33,0%
PME	66,61	71,9%	90,25	56,7%	56,46	86,1%	51,51	91,0%
EEX	65,76	73,1%	89,36	56,5%	55,87	88,3%	50,41	95,4%
Powernext	69,15	69,2%	93,03	56,9%	58,18	82,3%	54,71	81,1%
EXAA	66,18	69,8%	90,47	53,4%	55,96	86,5%	50,44	90,3%
NordPool	44,73	60,2%	50,16	61,6%	42,84	62,4%	40,76	55,7%
OMEL	64,44	63,8%	71,29	53,5%	59,47	73,3%	62,33	68,4%
EEX_CH	74,38	61,7%	96,94	53,7%	63,04	70,3%	61,82	67,9%
PUN-PME	20,38	-36,8%	24,13	-49,0%	11,29	-36,3%	26,38	-16,6%

Fonte: elaborazione GME su dati Thompson-Reuters

A fronte del consistente aumento dei prezzi quotati sulle diverse borse europee, ovunque si riscontra una sostanziale stabilità della loro volatilità in termini assoluti, compresa tra i 10-12 €/MWh, a eccezione di Nord Pool, Omel e EEX-CH dove è prossima ai 5 €/MWh, e con una crescita significativa delle fluttuazioni nelle ore festive, che compensa quanto osservato al picco. Per contro, è da notare come la complessiva crescita dei prezzi abbia indotto una significativa riduzione dei coefficienti di variazione - addirittura dimezzati nelle ore di picco - segnalando una minore dispersione delle quotazioni attorno alla media e l'inversione di una tendenza in atto dal 2005. In questo contesto va rilevato come il modesto ma costante *trend* di aumento della volatilità assoluta registrata su IpeX abbia reso, nel 2008, la borsa italiana, che è storicamente tra le più stabili sia in termini assoluti che relativi, una delle più volatili in termini assoluti (Tab 3.19).

Percentuale di ore in cui Pun è stato minore dei prezzi esteri

Tab. 3.18

2008	2007		2006		2005			
	Media	Var. tend. (p.p.)	Media	Var. tend. (p.p.)	Media	Var. tend. (p.p.)		
TOTALE								
PME	13,1%	7,8	5,3%	-4,0	9,2%	-12,6	21,8%	-
EEX	13,5%	7,9	5,5%	-3,8	9,3%	-12,8	22,1%	-
Powernext	18,1%	10,6	7,5%	-4,2	11,7%	-11,9	23,6%	-
EXAA	12,6%	7,3	5,3%	-3,8	9,2%	-13,1	22,3%	-
NordPool	6,8%	2,7	4,1%	-15,0	19,2%	9,5	9,6%	-
OMEL	18,8%	7,5	11,3%	-6,8	18,1%	-29,3	47,5%	-
PzSvizzera (EEX)	27,0%	11,1	15,9%	-	-	-	-	-

Fonte: elaborazione GME su dati Thompson-Reuters

Tab. 3.19

Volatilità dei prezzi dell'energia sulle principali borse europee (€/MWh)

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters

L'impatto delle quotazioni petrolifere sui prezzi europei dell'elettricità è confermato dalla sostanziale simultaneità delle dinamiche evolutive che emerge dagli andamenti mensili delle borse; questi si caratterizzano ovunque per incrementi sostenuti nei due trimestri centrali del 2008 e per una altrettanto marcata inversione di tendenza sopraggiunta in chiusura d'anno. Le fluttuazioni sui mercati del greggio hanno quindi favorito la crescita dei prezzi dell'elettricità nei mesi centrali dell'anno, spingendoli ciascuno al rispettivo *record* storico, toccato tra settembre e ottobre, per poi deprimerli a novembre e dicembre, che solitamente hanno i prezzi più alti dell'anno. Ne è derivata una parziale alterazione dei fenomeni di stagionalità rilevati negli anni precedenti. A dicembre, in particolare, i cali risultano marcati su tutte le borse, essendo compresi tra il -11% di Powernext e il -18% di EXAA e confermano l'inversione iniziata il mese precedente. Le riduzioni assumono valori più modesti solo su IpeX (-3,2%), in virtù del maggior ritardo mostrato dalla borsa italiana nel recepire le variazioni sul Brent, i cui effetti, peraltro, tendono a manifestarsi in maniera strutturalmente più lenta e graduale che altrove. Questa dinamica si riscontra in tutti i gruppi di ore, con la parziale anomalia del prezzo di picco, che sembra rispettare in misura maggiore la sua tipica stagionalità. Si conferma inoltre, a fronte di una variabilità in calo in corso d'anno, il livello di volatilità più alto in termini assoluti (Fig 3.10, 3.11).

Andamento mensile dei prezzi europei per gruppi di ore (€/MWh)

Fig. 3.10

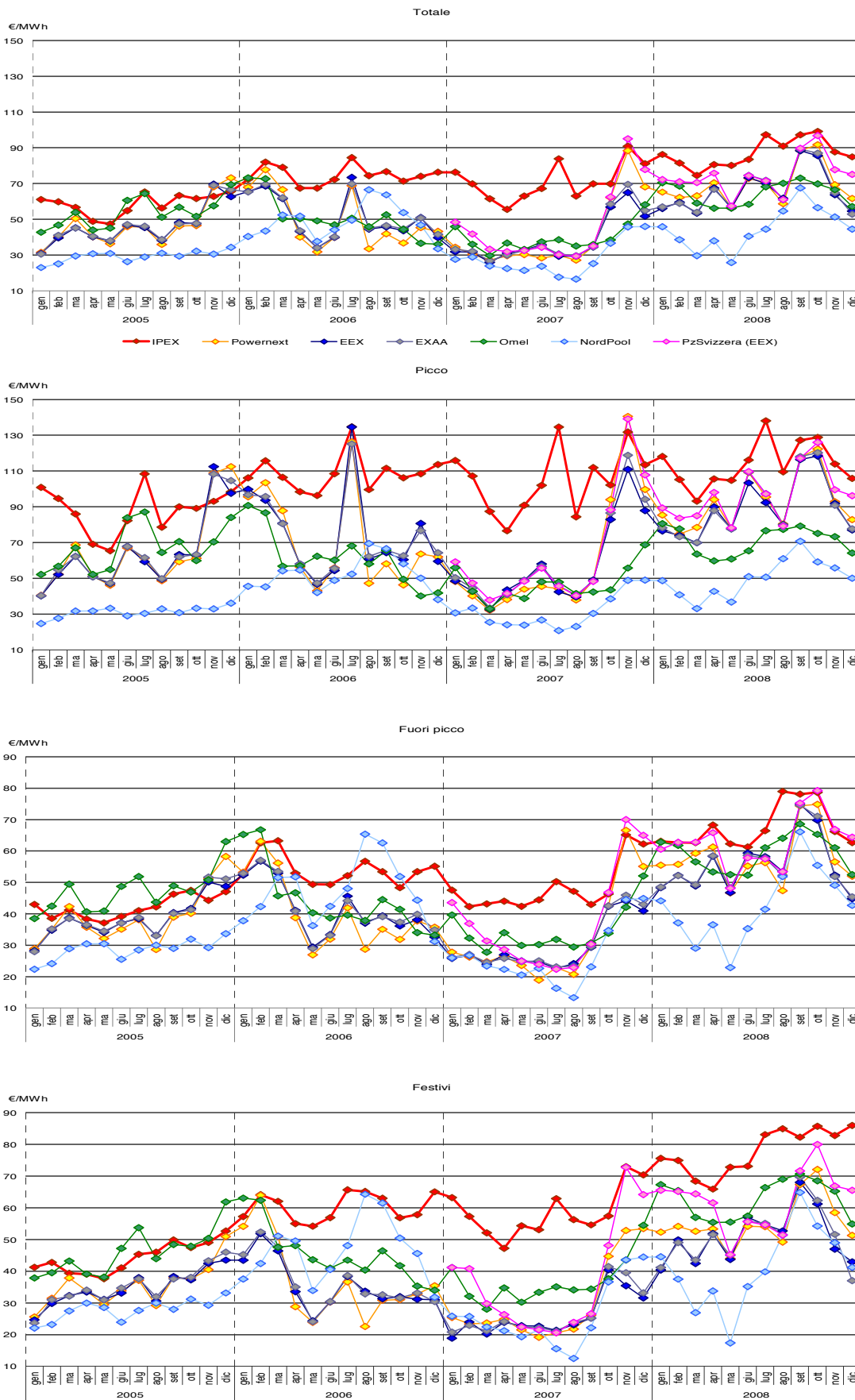
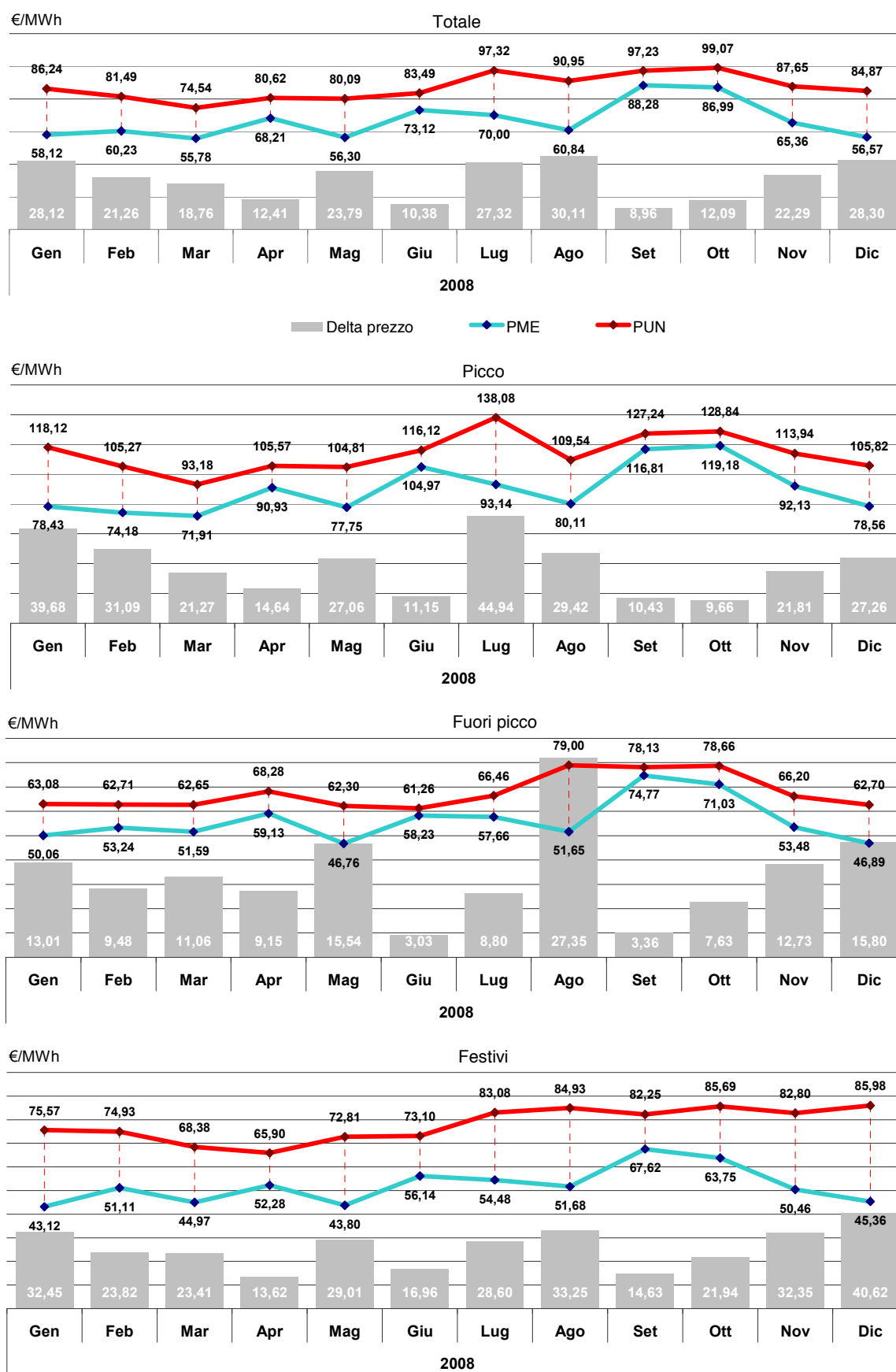


Fig. 3.11

Andamento mensile del differenziale di prezzo estero per gruppi di ore (€/MWh)



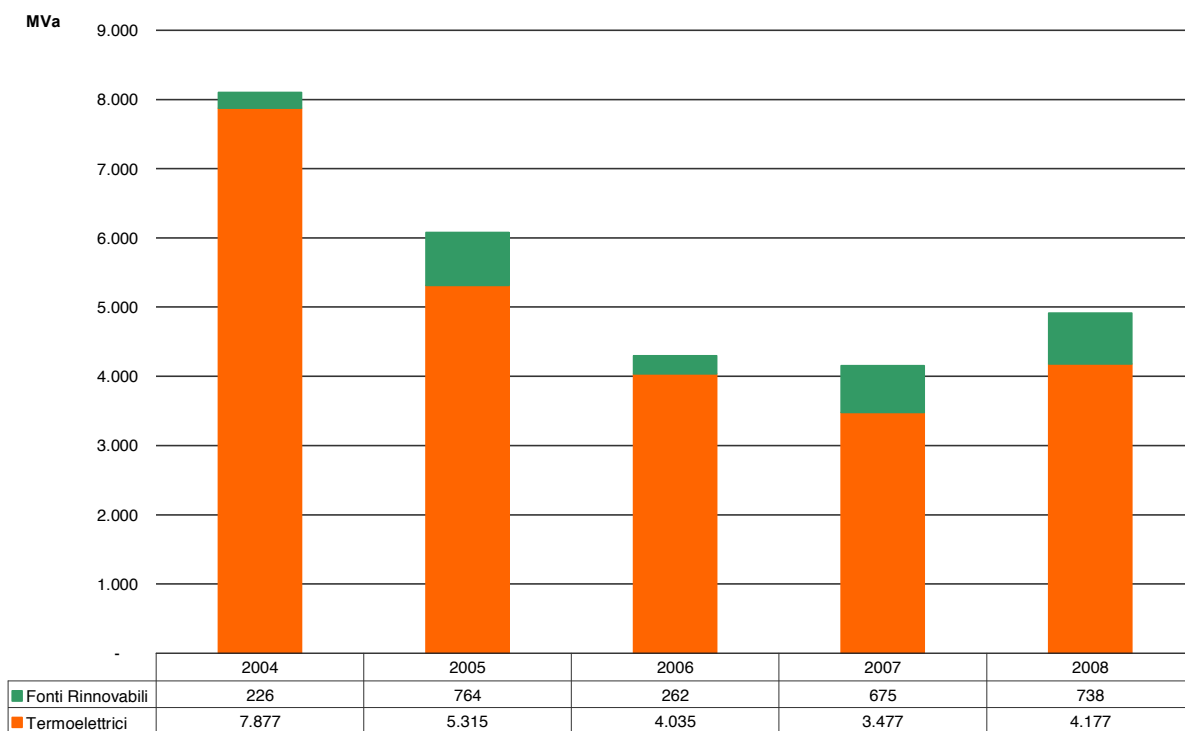
3.2.4 Domanda e offerta

Anche nel 2008 è proseguito l'intenso processo di rinnovamento e ampliamento del parco produttivo nazionale, segnando addirittura una modesta ripresa rispetto al *trend* calante degli ultimi anni, grazie all'entrata in servizio di circa 5.000 MVa di nuova capacità. L'incremento si è ovviamente concentrato sugli impianti termoelettrici e in particolare a ciclo combinato, che nel 2008 sono cresciuti di 4.200 MVa, ma anche le fonti rinnovabili segnano l'aumento più consistente degli ultimi quattro anni, con oltre 700 MVa di nuova capacità tutta di tipo eolico. Inoltre rispetto agli anni passati la nuova capacità si è concentrata in maniera preponderante nella MzSud (3.500 MVa), mentre la MzNord ha avuto un ruolo minore (1.100 MVa) e anche la MzSicilia ha segnato un marcato incremento rispetto alla propria capacità interna (300 MVa) (Fig. 3.12, 3.13).

Lo sviluppo del parco ha avuto effetti sensibili sul volume complessivamente offerto sul MGP, salito a 495 TWh (+2,9%), e sul valore della riserva implicita (cioè dell'ammontare dell'energia offerta e invenduta) che - in un contesto di modesto aumento delle vendite (337 TWh, +1,8%) - è salita a 158 TWh (+5,1%), pari a circa il 46,8% delle vendite complessive. Le conseguenze più evidenti di tale incremento, tuttavia, si sono prodotte sulla struttura dell'offerta, che ha visto crescere la quota del ciclo combinato sulle vendite nazionali al 52%, con un aumento dell'eccesso di offerta nelle ore di bassa domanda, segnalato dal peggioramento delle *performance* dei cicli combinati e del carbone, e da una drastica riduzione della concentrazione, che accentua un *trend* calante già pronunciato di tutti i principali indicatori.

Nuova potenza installata per tecnologia (MVa)

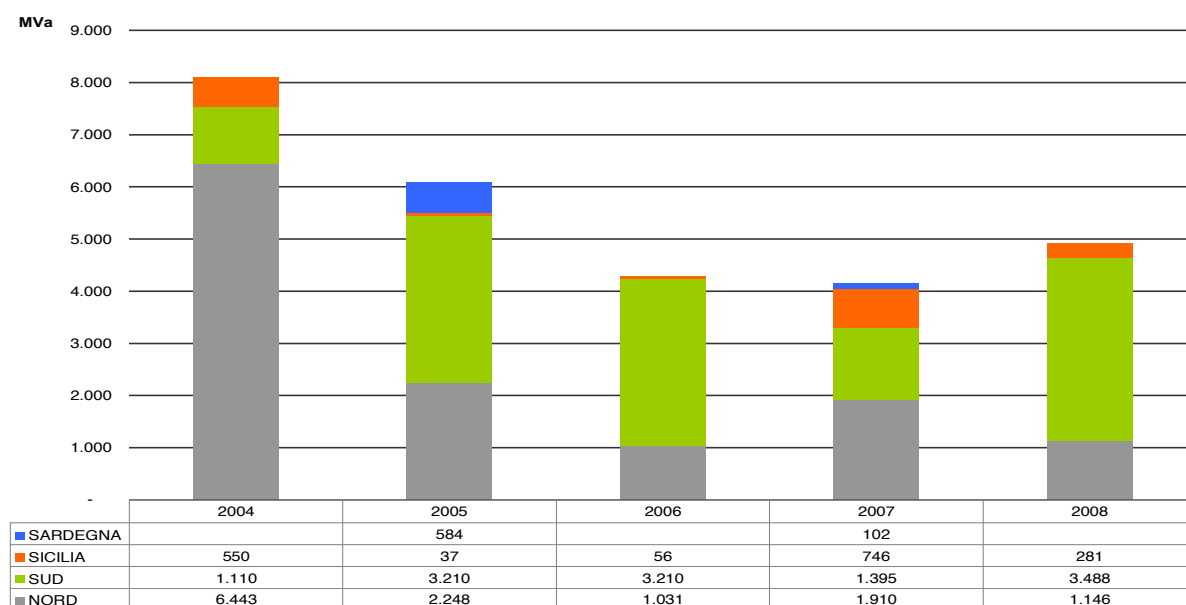
Fig. 3.12



Fonte: elaborazione GME su dati Terna

Fig. 3.13

Nuova potenza installata per macrozona (MVa)



Fonte: elaborazione GME su dati Terna

3.2.4.1 Domanda

Nel 2008 gli acquisti complessivi registrati sul MGP, inclusivi di contratti bilaterali, si sono attestati a 337 TWh, segnalando una debole crescita annua dell'1,8%. Tale crescita è stata sostenuta soprattutto dalle esportazioni, salite al massimo storico di 7,3 TWh e praticamente raddoppiate rispetto all'anno precedente in virtù di una riduzione del differenziale di prezzo con l'estero, mentre nettamente meno rilevante è stato l'aumento degli acquisti nazionali, prossimi ai 330 TWh (+0,8%). Questo valore risente sia di una crescita ancora piuttosto contenuta dei consumi dei clienti finali, che includendo le offerte integrative di Terna raggiungono i 324,6 TWh (+1,5%), sia di un calo ulteriore degli acquisti degli impianti di pompaggio, di poco superiori a 5 TWh (-19,4%) e caratterizzati da un andamento tendenziale in linea con quanto osservato negli ultimi 3 anni (Tab. 3.20).

In termini di composizione strutturale, la MzNord si conferma quella a maggior richiesta di energia, assorbendo più della metà della domanda complessiva (53,7%), ben superiore alla quota rappresentata dalla MzSud (34,4%) e dalle isole (6,1% la Sicilia e 3,7% la Sardegna). A fronte della sostanziale stabilità di tali quote, emerge con forza il significativo aumento del peso delle esportazioni, raddoppiato rispetto al triennio precedente e pari al 2,2% (+91,3%) in virtù di una riduzione del differenziale di prezzo con l'estero (Tab. 3.20).

Il 66% dell'energia esportata dall'Italia ha interessato le frontiere con la Svizzera e la Grecia (rispettivamente 2,9 TWh e 1,9 TWh), segnalando rialzi che, per quanto marcati (+63 e +117%), risultano inferiori ai forti incrementi registrati al confine francese (1,7 TWh, +400%) e concentrati nei mesi *record* di giugno e ottobre. L'aumento delle esportazioni ha interessato prevalentemente le ore fuori picco ed esclusivamente la quota degli acquisti in borsa (6,7 TWh, +119%), in virtù della natura prevalentemente *spot* del fenomeno e della crescente capacità da parte degli operatori di sfruttare le condizioni vantaggiose proposte dal mercato, mentre si è ridotto progressivamente il peso dei contratti bilaterali (0,6 TWh, -23%), non trascurabile solo nella gestione dei flussi verso la Corsica (0,4 TWh).

Macrozone	Volumi acquistati annui sul MGP (MWh)					
	2008	2007	2006	2005	Var.% 2008/2007	Struttura
MzNord	180.998.747	179.320.140	178.899.569	175.982.892	0,7%	53,7%
MzSud	115.875.185	114.505.590	113.013.689	107.926.078	0,9%	34,4%
MzSicilia	20.503.706	19.939.844	20.007.397	22.549.586	2,5%	6,1%
MzSardegna	12.324.901	12.399.707	13.237.399	12.809.787	-0,9%	3,7%
Italia	329.702.540	326.165.281	325.158.054	319.268.344	0,8%	97,8%
- pompaggi	5.108.149	6.339.094	7.444.239	8.087.174	-19,6%	1,5%
- clienti finali	324.594.391	319.826.187	317.713.815	311.181.170	1,2%	96,3%
Eestero	7.258.757	3.783.926	4.631.976	3.916.506	91,3%	2,2%
Totale	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	1,8%	100,0%

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

Analizzando l'andamento della domanda nel corso del 2008 si riscontra una crescita a due velocità. Nei primi 10 mesi la spinta rialzista guidata dalle esportazioni (+3,5 TWh) e assecondata dagli acquisti nazionali (+5,1 TWh) ha indotto una serie di incrementi tendenziali, anche cospicui, interrotta solo temporaneamente nel mese di maggio e culminata nel record storico di consumi a luglio (31,1 TWh). Tuttavia a partire da novembre la corsa ha segnato il passo, ribaltando il *trend* positivo che aveva caratterizzato i mesi precedenti, in corrispondenza dell'unica riduzione tendenziale degli acquisti esteri (-4,8%) e dei primi segnali di stagnazione registrati sul continente (-1,8% nella MzNord, -2,0% nella MzSud). L'inversione si è consolidata a dicembre, quando la domanda, tradizionalmente elevata, ha toccato il livello minimo registrato negli ultimi 4 anni in questo mese, sia in ambito nazionale che macrozonale, MzSicilia esclusa. Il crollo nell'ultimo bimestre ha assunto dimensioni ragguardevoli soprattutto nella MzNord dove, in virtù del maggior tasso di industrializzazione, le avvisaglie della recessione economica si sono manifestate con più spiccata evidenza, alterando la tipica stagionalità degli acquisti, precipitati a dicembre al secondo valore mensile più basso dell'anno; per contro nella MzSicilia la mancata riduzione dei consumi si è combinata col sensibile calo d'offerta e con il conseguente aumento dei prezzi offerti dagli operatori, contribuendo ad acuire le tensioni sul prezzo isolano (Fig. 3.14).

Un'ulteriore conseguenza della crescita dei quantitativi di energia richiesti dall'estero è rappresentata dal moderato aumento dell'elasticità della domanda, misurata dall'incremento delle offerte di acquisto con indicazione di prezzo a 20,8 TWh (di cui 18,8 TWh afferenti alla MzEestero), il 5,9% del totale (+3,7 p.p.). A livello macrozonale l'elasticità assume valori rilevanti nella sola MzEestero, dove sale all'81,5% (+7,8 p.p.), confermandosi più che modesta sul continente (0,5%) e nelle isole (1,5-1,9%). Con l'aumento delle offerte con indicazione di prezzo cresce anche la quota di quelle non accettate, attestata a 17,4 TWh, pari al 4,9% del totale presentato (+3,3 p.p.) (Tab. 3.22).

Elasticità della domanda

	Con indicazione di prezzo				di cui non accettate			
	complessivi		al netto dei pompaggi		complessivi		al netto dei pompaggi	
	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale
MzNord	874.576	0,5%	703.304	0,4%	623.262	0,3%	567.078	0,3%
	(434.110)	(0,2%)	(292.061)	(0,2%)	(258.165)	(0,1%)	(221.708)	(0,1%)
MzSud	613.504	0,5%	612.786	0,5%	510.218	0,4%	510.218	0,4%
	(155.870)	(0,1%)	(155.870)	(0,1%)	(120.576)	(0,1%)	(120.576)	(0,1%)
MzSicilia	315.707	1,5%	315.707	1,5%	269.412	1,3%	269.412	1,3%
	(135.284)	(0,7%)	(135.115)	(0,7%)	(103.853)	(0,5%)	(103.684)	(0,5%)
MzSardegna	236.124	1,9%	236.124	1,9%	198.078	1,6%	198.078	1,6%
	(80.867)	(0,6%)	(80.867)	(0,6%)	(63.561)	(0,5%)	(63.561)	(0,5%)
MzEestero	18.756.613	81,5%	18.756.613	81,5%	15.756.084	68,5%	15.756.084	68,5%
	(6.421.860)	(73,7%)	(6.421.860)	(73,7%)	(4.929.730)	(56,6%)	(4.929.730)	(56,6%)
Totale	20.796.525	5,9%	20.624.534	5,8%	7.357.054	4,9%	17.300.870	4,9%
	(7.227.991)	(2,2%)	(7.085.773)	(2,1%)	(5.475.885)	(1,6%)	(5.439.259)	(1,6%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

3.2.4.2. Offerta

A fronte del modesto aumento degli acquisti, l'offerta di energia nel sistema ha registrato un incremento più marcato, raggiungendo i 495 TWh (+2,9%). L'aumento è stato sostenuto dall'offerta nazionale, che ha raggiunto i 443 TWh (+4,1%) sotto la spinta dell'aumento della capacità installata e dell'elevata idraulicità registrata durante l'anno. In particolare l'incremento è stato forte sul continente (+4,2% nella MzNord, +5,4% nella MzSud) e si è concentrato soprattutto nel primo semestre, mentre sulle isole il dato è rimasto sostanzialmente stabile e in particolare in Sicilia ha fatto registrare valori minimi assoluti a partire dal mese di aprile, contribuendo con ciò a determinare gli elevati prezzi registrati in corso d'anno. Per contro l'offerta estera ha registrato una forte contrazione scendendo sotto i 53 TWh (-6%), il valore più basso degli ultimi quattro anni, a causa di una sensibile riduzione del differenziale di prezzo con l'estero, tradizionalmente favorevole alle importazioni. Solo nell'ultimo bimestre l'offerta estera è tornata a livelli elevati, e anzi prossimi ai massimi storici, sotto la spinta di un differenziale di prezzo con l'estero meno favorevole alle esportazioni che negli anni passati (Tab. 3.22).

Tab. 3.22

Volumi offerti annui sul MGP (MWh)

Macrozone	2008	2007	2006	2005	Var.% 2008/2007	Struttura
MzNord	229.784.604	219.859.330	211.156.210	199.906.459	4,2%	46%
MzSud	165.214.031	156.388.379	143.825.898	142.819.511	5,4%	33%
MzSicilia	29.683.537	29.554.105	29.312.663	31.312.604	0,2%	6%
MzSardegna	18.119.533	18.552.158	18.669.358	18.380.287	-2,6%	4%
Italia	442.801.705	424.353.973	402.964.130	392.418.861	4,1%	89%
Estero	52.550.366	55.869.444	52.867.539	52.804.959	-6,2%	11%
Totale	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.820	2,9%	100%

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

Al forte calo dell'offerta estera è ovviamente corrisposto un crollo delle vendite estere, scese anch'esse ai minimi storici di 48 TWh (-5,7%) e capaci di soddisfare il 14% degli acquisti complessivi. Questo dato, insieme al già citato aumento della domanda estera, ha prodotto un crollo dell'*import* netto ai minimi storici di 40 TWh (-13%) e un conseguente deciso rialzo delle vendite nazionali salite al massimo storico di 289 TWh (+3,2%), pari all'86% degli acquisti complessivi. Tale aumento è stato sostenuto in misura proporzionalmente maggiore dalle zone continentali (MzNord +3,3%, MzSud +5,0%) e in misura minore dalla MzSicilia (+1,5%), diventata strutturalmente importatrice a causa della riduzione dell'offerta e dei prezzi elevati. In netta controtendenza la Sardegna, le cui vendite si sono ridotte del 9,0% scendendo al minimo storico (Tab. 3.23). La diversa crescita della domanda e dell'offerta ha quindi indotto un sensibile aumento del margine di riserva implicita, inteso come l'ammontare di energia offerta e rimasta invenduta sul mercato. Tale variabile è cresciuta complessivamente a 158 TWh (+5,1%), di cui 154 TWh in Italia (+5,7%), con un rapporto tra riserva implicita e vendite del 47% (Tab. 3.24).

Tab. 3.23

Volumi venduti annui sul MGP (MWh)

Macrozone	2008	2007	2006	2005	Var.% 2008/2007	Struttura
MzNord	154.242.131	148.869.281	148.295.364	146.577.590	3,3%	45,8%
MzSud	102.937.601	97.745.650	98.505.986	90.160.659	5,0%	30,5%
MzSicilia	20.112.505	19.756.615	20.023.961	21.358.005	1,5%	6,0%
MzSardegna	11.867.205	13.008.471	12.995.012	12.325.760	-9,0%	3,5%
Italia	289.159.443	279.380.017	279.820.323	270.422.015	3,2%	85,8%
Estero	47.801.854	50.569.189	49.969.706	52.762.835	-5,7%	14,2%
Totale	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	1,8%	100,0%

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

Tab. 3.24

Macrozone	Volumi non venduti annui sul MGP (MWh)					
	2008	2007	2006	2005	Var.% 2008/2007	Riserva/Vendite
MzNord	75.542.473	70.990.049	62.860.846	53.328.869	6,1%	47,7%
MzSud	62.276.430	58.642.729	45.319.913	52.658.851	5,9%	60,5%
MzSicilia	9.571.032	9.797.491	9.288.702	9.954.599	-2,6%	47,6%
MzSardegna	6.252.327	5.543.686	5.674.346	6.054.527	12,5%	52,7%
Italia	153.642.263	144.973.956	123.143.806	121.996.846	5,7%	53,1%
Estero	4.748.512	5.300.255	2.897.832	42.124	-10,7%	9,9%
Totale	58.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.970	5,1%	47,0%

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

Quanto alla quota di offerte di vendita presentate a prezzo zero e accettate, si registra la loro sostanziale stabilità al 67%, con una preponderanza assoluta sulle zone estere (91%) e valori minimi nella MzSicilia (43%). Va tuttavia osservato che solo il 27% delle offerte di vendita presentate da operatori in borsa specifica prezzo zero, con valori minimi sulle isole, mentre relativamente ai programmi in esecuzione di contratti bilaterali nelle macrozone Nord e Sardegna si apprezza un maggior utilizzo della flessibilità offerta dalla PCE, con percentuali di offerte con indicazione di prezzo rispettivamente del 3,2% e del 8,1% (Tab. 3.25).

Tab. 3.25

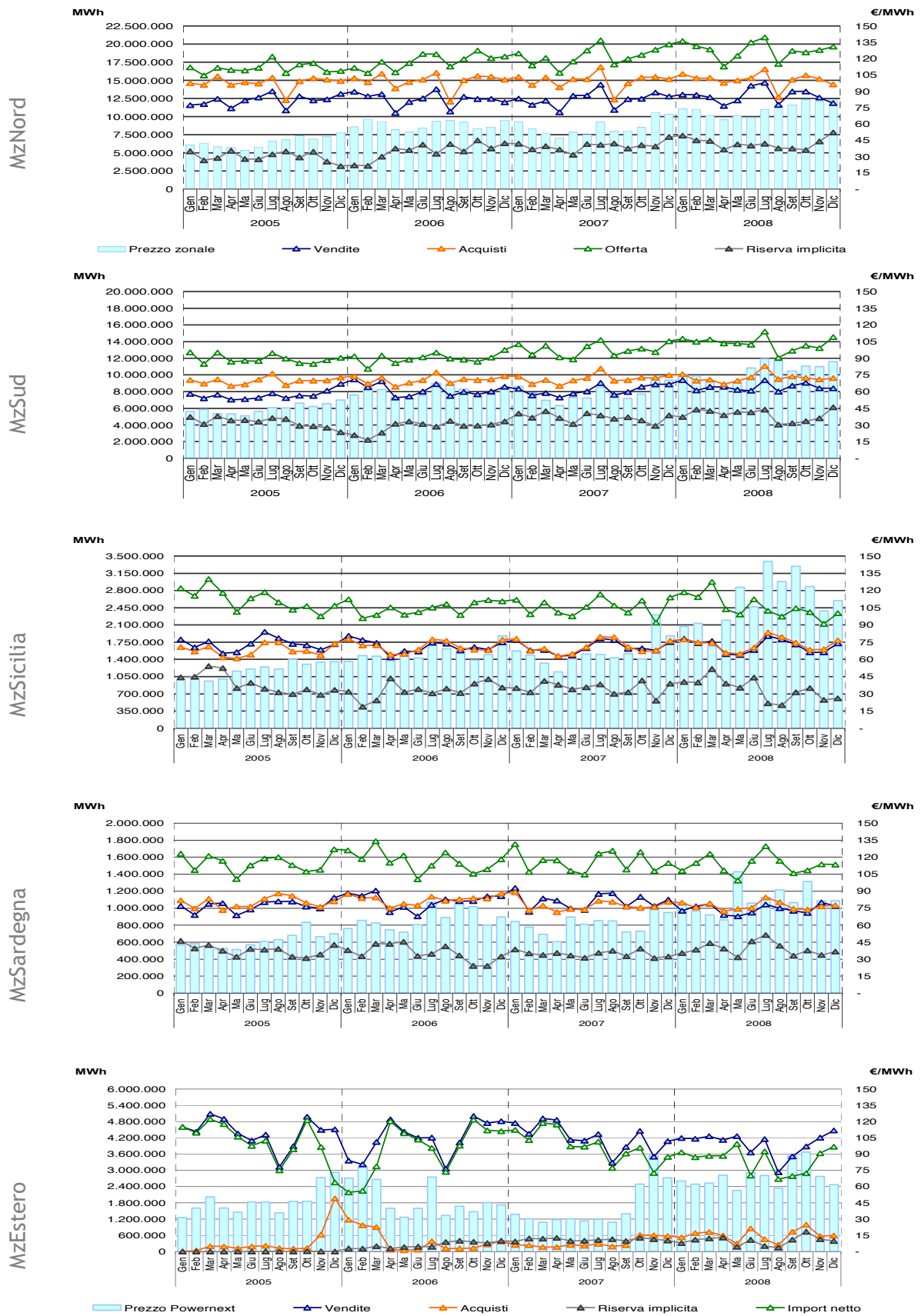
	Volumi venduti a prezzo zero						
	Totale	Quote sul Sistema Italia				Quota su IPEX	Quota su PCE
		Bilaterali	GSE	Terna	Operatori	Operatori	Operatori
MzNord	65,3%	40,4%	9,1%	2,4%	13,3%	22,8%	96,8%
	(66,6%)	(41,7%)	(9,0%)	(0,8%)	(15,0%)	(27,0%)	(94,2%)
MzSud	63,0%	17,8%	23,4%	2,5%	19,3%	23,4%	100,0%
	(59,1%)	(17,2%)	(23,3%)	(1,4%)	(17,2%)	(20,9%)	(99,2%)
MzSicilia	43,4%	2,1%	24,2%	3,8%	13,2%	13,5%	100,0%
	(39,8%)	(5,0%)	(25,9%)	(2,1%)	(6,8%)	(7,2%)	(100,0%)
MzSardegna	73,0%	24,3%	40,4%	4,1%	4,2%	5,7%	91,9%
	(69,9%)	(27,7%)	(34,5%)	(1,2%)	(6,6%)	(9,1%)	(99,8%)
MzEstero	91,2%	54,4%	0,0%	0,4%	36,4%	81,2%	98,7%
	(93,3%)	(66,8%)	(-)	(0,3%)	(26,2%)	(78,8%)	(100,0%)
Totale	67,2%	32,6%	14,2%	2,3%	18,1%	27,1%	97,7%
	(67,0%)	(35,5%)	(13,9%)	(1,0%)	(16,6%)	(26,2%)	(96,7%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Guardando con maggiore dettaglio all'andamento delle variabili suddette nelle diverse macrozone nel corso dell'anno emergono alcuni elementi importanti ai fini della comprensione dell'andamento dei prezzi. Nella MzNord nell'ultimo bimestre si registrano i primi segnali di recessione, con una forte contrazione degli acquisti in un periodo di consumi tradizionalmente medio-alti e addirittura con un mese di dicembre che registra gli acquisti più bassi nell'anno dopo agosto e che si connota come il dicembre più basso degli ultimi quattro anni. Segnali simili vengono anche dalla MzSud, dove pure la contrazione degli acquisti è meno pronunciata in ragione del minor tasso di industrializzazione della regione. Da segnalare inoltre il prolungato periodo di bassa riserva successivo ad agosto, coinciso con una fase di prezzi relativamente modesti rispetto ai mesi precedenti e alle altre zone. Nella MzSicilia è ben visibile la riduzione dell'offerta a partire dal mese di aprile, che si stabilizza intorno ai minimi storici da agosto in poi, con un conseguente crollo della riserva implicita e gli impatti immaginabili sul livello dei prezzi (Fig. 3.14).

Fig. 3.14

Volumi medi mensili macrozonali (MWh)



3.2.4.3. Vendite per fonte

Anche nel 2008 le vendite nazionali sono state soddisfatte al 71% da fonti fossili, al 15% da fonti rinnovabili e al 14% da importazioni. In questo panorama si distinguono la forte crescita del contributo dei cicli combinati (146 TWh) ma soprattutto quella degli impianti idroelettrici (40 TWh), ai massimi degli ultimi quattro anni, mentre si è accelerato lo spiazzamento delle vendite da impianti termici tradizionali non a carbone (71 TWh) (Fig. 3.15). I dati, tuttavia, fotografano un panorama sensibilmente differenziato da zona a zona, con un parco produttivo più bilanciato nelle zone continentali e più polarizzato sulle isole.

La MzNord si conferma la zona col mix produttivo più equilibrato ed efficiente, affiancando al forte ruolo del ciclo combinato (50%) un contributo significativo sia dell'idroelettrico, cresciuto al 21%, sia del carbone, stabile al 9%; conseguentemente il peso delle altre produzioni termoelettriche tradizionali risulta più limitato e pari al 21%. Nella MzSud, a fronte di un contributo analogo del ciclo combinato, si distinguono con quote rilevanti l'eolico che raggiunge il 9%, l'idrico stabile al 6% e il carbone al 3%; il loro più modesto contributo complessivo, tuttavia, garantisce una quota più consistente seppure in calo alle produzioni termoelettriche tradizionali che coprono il 32% delle vendite (Fig. 3.16).

Molto più sbilanciato e costoso risulta il mix della MzSicilia, che si caratterizza contemporaneamente come la macrozona col maggior peso del ciclo combinato (66%) e delle produzioni termoelettriche tradizionali (26%), mentre la quota dell'idrico e delle fonti rinnovabili è congiuntamente trascurabile. Altrettanto polarizzata, seppur su fonti meno costose, risulta infine la MzSardegna, dove il ciclo combinato ha la quota minima nazionale (36%) e il carbone quella massima (49%) (Fig. 3.16).

Vendite per tecnologia e fonte (TWh e %)

Fig. 3.15

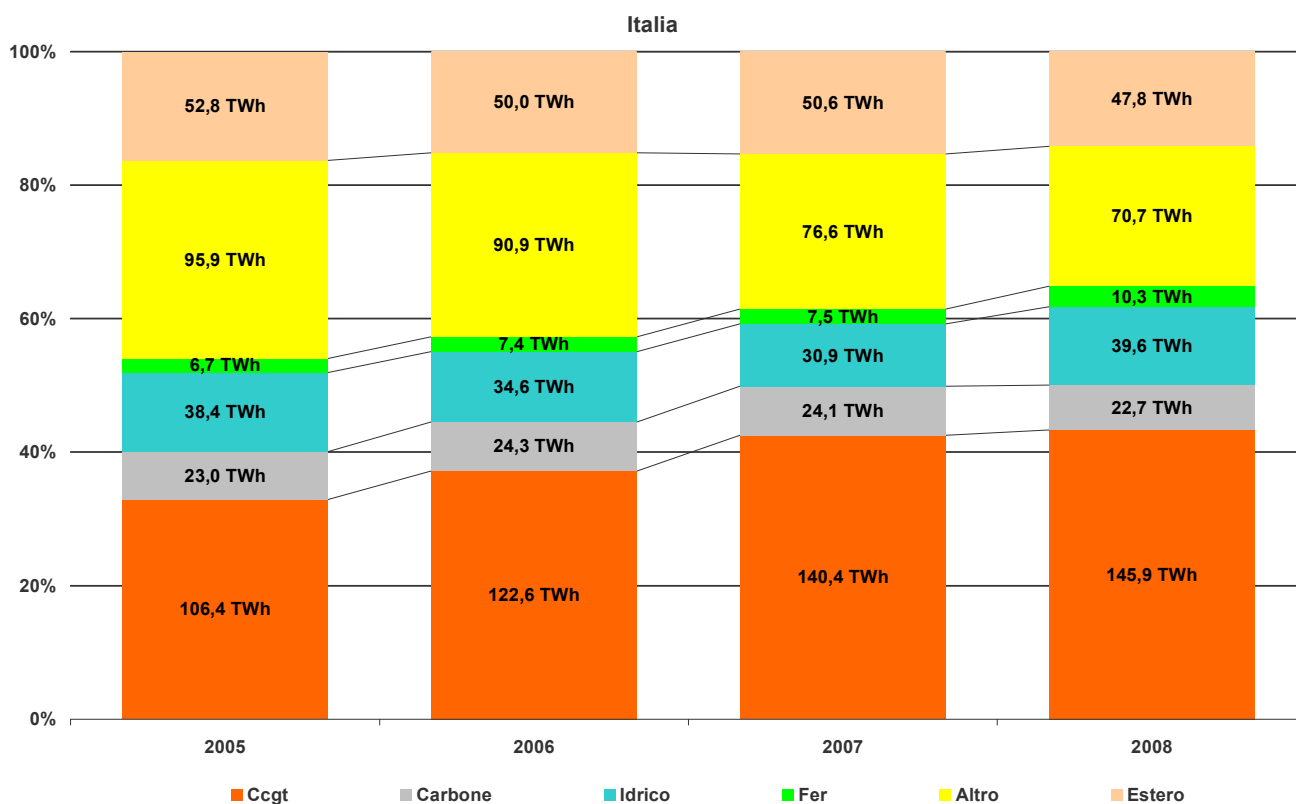
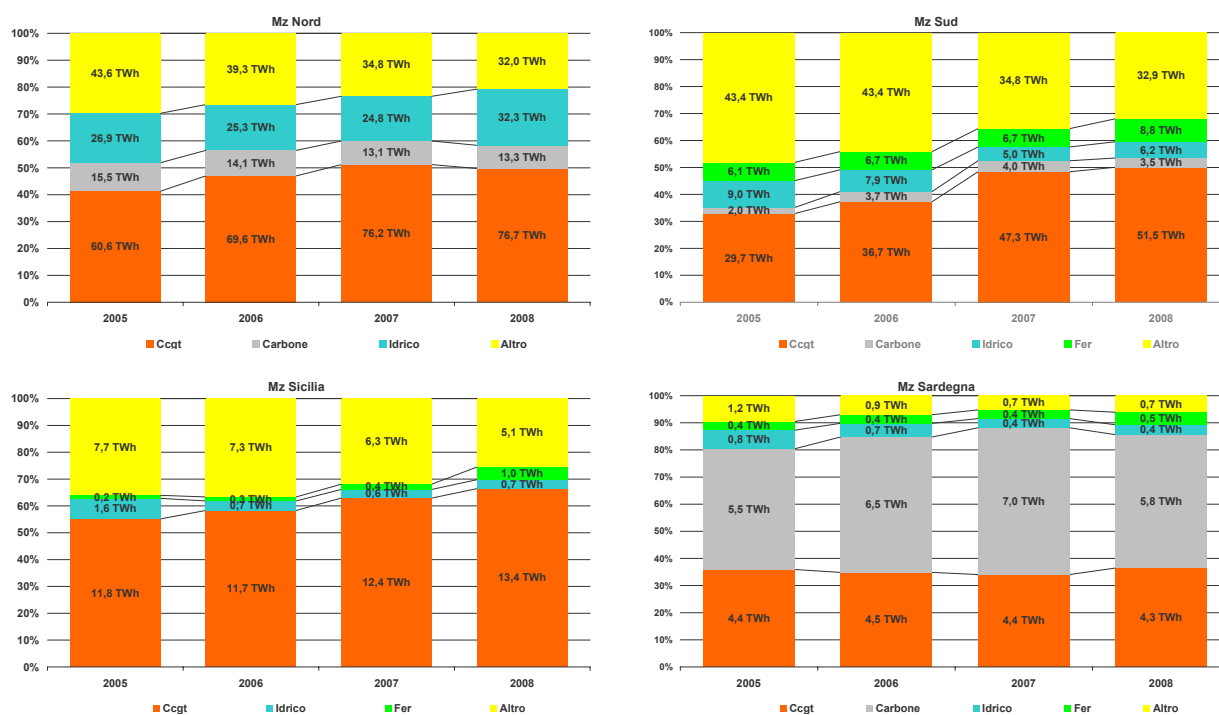


Fig. 3.16

Vendite per tecnologia e fonte e macrozona (TWh e %)



3.2.4.4 Performance per tecnologia

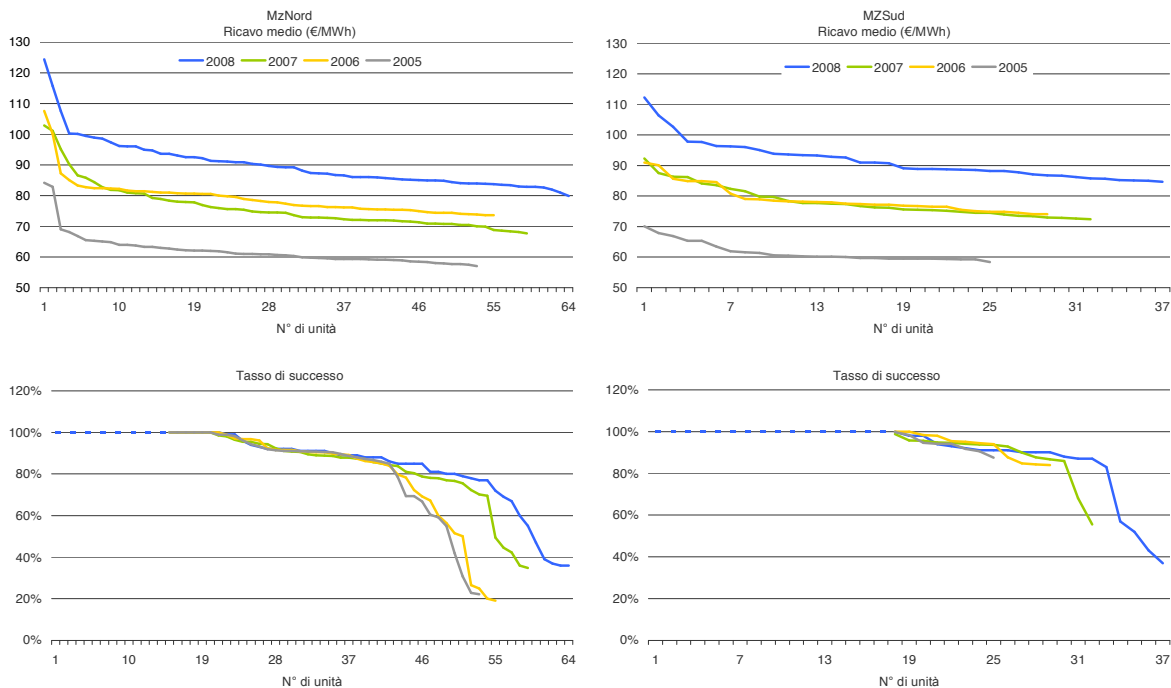
Lo sviluppo del parco occorso nel 2008 ha profondamente inciso sulle *performance* delle diverse tecnologie, ossia sulla loro capacità di vendere in borsa l'energia prodotta, rinforzando un *trend* già in atto negli anni precedenti. Anzitutto si conferma la tendenza di forte entrata di nuovi impianti eolici (+23%), molto pronunciata nella MzSud e in Sicilia, e di impianti a ciclo combinato (+9%) nelle zone continentali, a fronte di una progressiva dismissione di quasi tutte le altre tecnologie. In secondo luogo l'ulteriore entrata di nuovi impianti non solo ha spiazzato quelli preesistenti, ma ha consolidato la condizione di *overcapacity* almeno in alcune ore dell'anno, inducendo su tutte le tipologie di impianto una riduzione tendenziale sia del numero di ore con offerte accettate sia del tasso di successo inteso come rapporto tra quantità vendute e quantità offerte. Tale dato risente peraltro anche della particolare abbondanza di energia idroelettrica registrata nel corso dell'anno, come confermato sia dall'aumento delle vendite dell'idroelettrico, sia dalla consistente crescita del numero di ore con offerte accettate per gli impianti idrici fluenti (+9%), di modulazione (+15%) e di pompaggio (+36%). Infine se da un lato nel 2008 si conferma la maggior attrattività della MzSud rispetto alla MzNord per gli investimenti a ciclo combinato, in termini di ricavo medio, numero di ore con offerte accettate e tasso di successo, dall'altro la differenza tra le due macrozone va riducendosi ulteriormente, con il tasso di successo che sui quattro anni risulta in crescita nella MzNord e in calo nella MzSud (Tab. 3.26).

Un'analisi più approfondita mostra tuttavia come, nel caso dei cicli combinati, il dato medio celi situazioni molto diverse in ciascuna delle due macrozone. Mentre nella MzSud i dati di ricavo, tasso di successo e numero di ore di utilizzo sono relativamente omogenei tra le diverse unità, nella MzNord si osserva un ristretto numero di unità con ricavi medi molto alti e tassi di utilizzo molto bassi. I dati sono inoltre sensibilmente influenzati dalla presenza dei cicli combinati del GSE¹², che per definizione hanno tassi di successo del 100% e che sono molto più presenti nella MzSud che nella MzNord (Fig. 3.17, 3.18).

¹² SI TRATTA DI IMPIANTI CHE USUFRUISCONO DEGLI INCENTIVI CIP6, PER CUI LA LORO PRODUZIONE VIENE CEDUTA IN BORSA DAL GSE GODENDO DEL COSIDDETTO DIRITTO DI DISACCIAPIAMENTO PASSANTE.

Fig. 3.18

Performance dei cicli combinati per anno

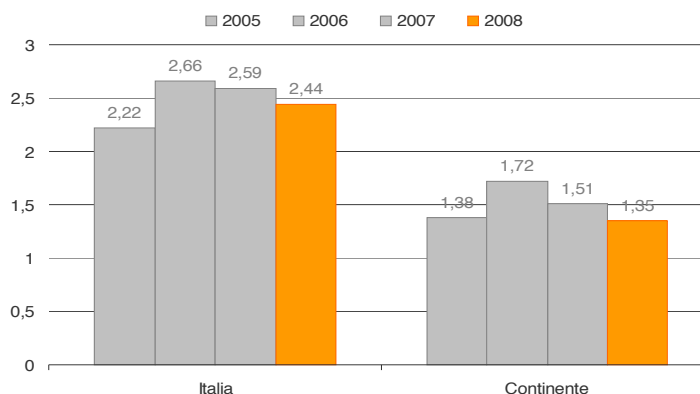


3.2.5 Configurazioni zonali

Il 2008 non ha visto significative discontinuità rispetto al 2007, né in termini di architettura zonale del mercato, rimasta inalterata, né in termini di procedure di gestione delle congestioni con l'estero, realizzata per il secondo anno consecutivo tramite aste esplicite congiunte¹³. In questo contesto stabile, il mercato si è caratterizzato per un rafforzamento delle tendenze emerse negli ultimi due anni, ossia per una ulteriore riduzione della frammentazione, prossima ai minimi storici, e una ulteriore crescita della rendita da congestione raccolta. Fenomeni, questi, apparentemente contraddittori che suggeriscono differenziali di prezzo tra zone mediamente ridotti, ma puntualmente (in alcune ore e/o zone) molto marcati, come nel caso della Sicilia. Il numero di zone in cui mediamente si è diviso il continente ha toccato nel 2008 il suo minimo storico di 1,35, segnalando una condizione di crescente omogeneità nella struttura e nei comportamenti di offerta tra Nord e Sud del Paese. Tale indicatore è in calo sensibile anche a livello complessivo, pur senza raggiungere i livelli del 2006, con l'Italia mediamente divisa in 2,44 zone. Ciò corrisponde al fatto che il sistema è stato quasi sempre unito, a meno della Sicilia e ogni tanto della Sardegna (Fig. 3.19). Una ulteriore conferma di ciò viene dal sensibile aumento della percentuale di ore in cui il continente non ha mostrato congestioni interne, salito al massimo storico del 68%, mentre il sistema nel suo complesso si è mostrato unito nel 17% delle ore (Fig. 3.20). In particolare, le quattro configurazioni più frequenti hanno visto il continente unito, con o senza isole, nel 51% delle ore (Fig. 3.21).

Fig. 3.19

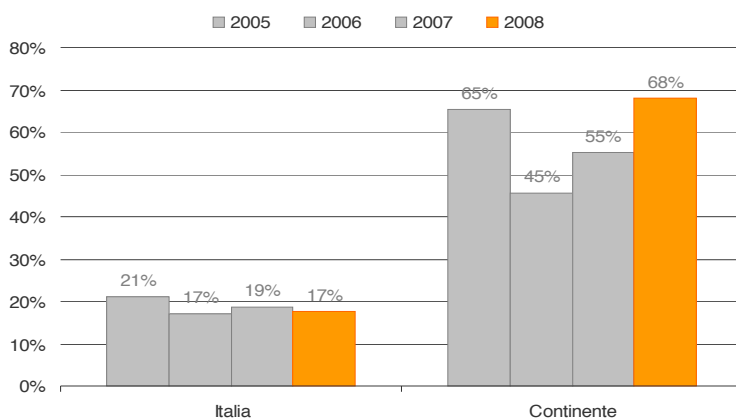
Numero medio di zone di mercato



¹³ A DIFFERENZA DEL 2007, L'ASTA È STATA MULTILATERALE E NON SOLO BILATERALE, VALE A DIRE COORDINATA CONGIUNTAMENTE SU TUTTE LE FRONTIERE E NON BILATERALMENTE PER SINGOLE FRONTIERE. INOLTRE TALE SISTEMA È STATO UTILIZZATO PER TUTTO L'ANNO, MENTRE NEL 2007 ESSO ERA STATO INTRODOTTO PER LA SVIZZERA E LA SLOVENIA SOLO NELL'ULTIMA PARTE DELL'ANNO.

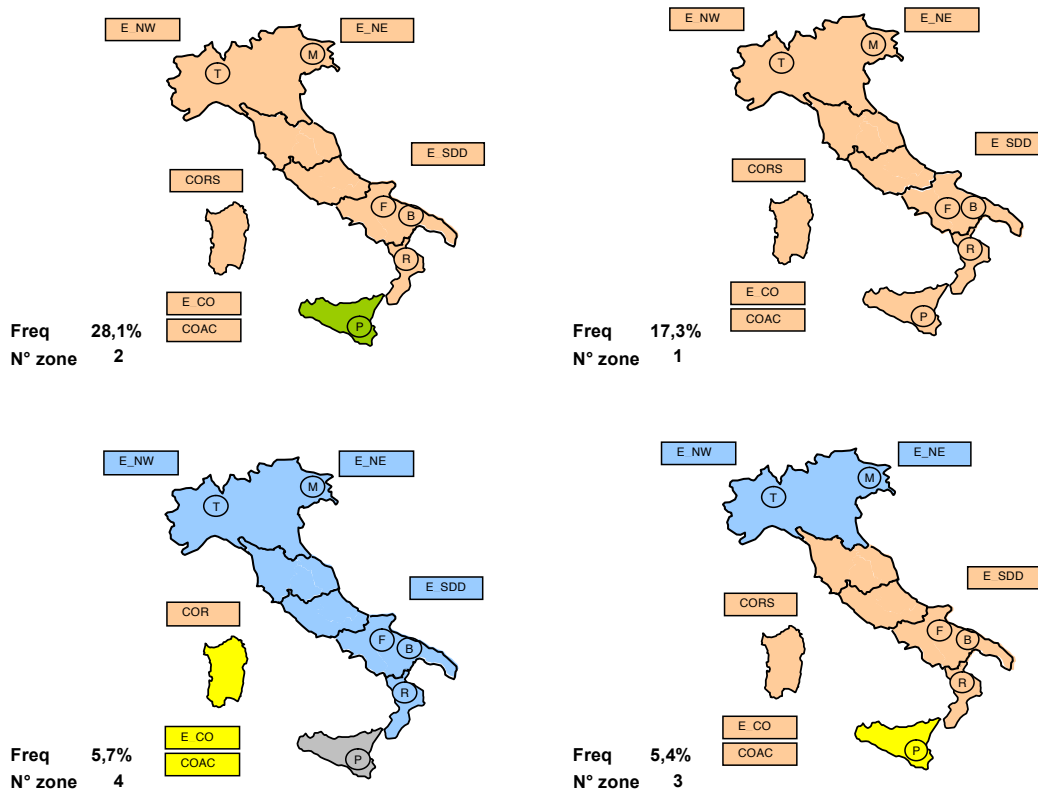
Frequenza di non separazione

Fig. 3.20



Configurazioni di mercato più frequenti

Fig. 3.21

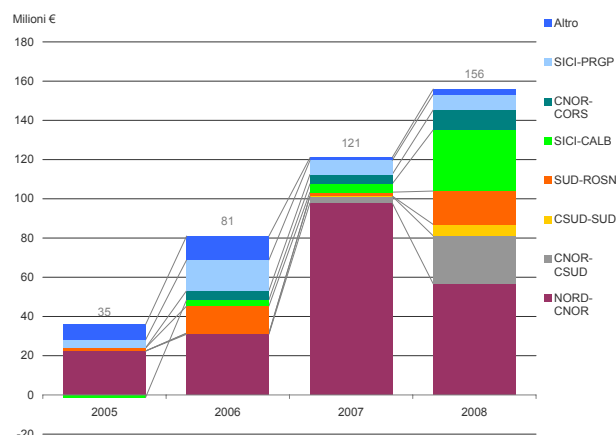


Nonostante la riduzione della frammentazione del mercato, la rendita da congestione raccolta dal GME sulle zone nazionali e restituita tramite Terna ai consumatori finali in termini di minori oneri di dispacciamento ha raggiunto il suo massimo storico di 156 milioni di €¹⁴, in crescita del 29% sul 2007 e quasi quadruplicata rispetto al 2005. Ma se rispetto al passato si conferma che la rendita viene raccolta prevalentemente nei mesi di alta domanda, si deve registrare un forte calo della rendita raccolta sul transito Nord-Centro Nord (scesa dall'81% al 36% del totale) a fronte di un'esplosione della rendita raccolta sui transiti Sicilia-Calabria (dal 3% al 20%) e Centro Nord-Centro Sud (dal 3% al 16%) (Fig. 3.22).

14 TALE DATO FA RIFERIMENTO ALLA SOLA RENDITA SPOT RACCOLTA GIORNALMENTE SUL MGP ATTRAVERSO LA DIFFERENZA TRA VALORE DEGLI ACQUISTI E VALORE DELLE VENDITE E SULLA PCE ATTRAVERSO L'APPLICAZIONE DEL CCT. TALE VALORE NON INCLUDE ALCUNA RENDITA DA CONGESTIONE SUI TRANSITI TRANSFRONTALIERI CHE NON SI SEPARANO MAI DALLE ZONE NAZIONALI PER EFFETTO DELL'ASSEGNAZIONE DELLA CAPACITÀ MEDIANTE ASTE ESPLICITE PERIODICHE. LA RENDITA RACCOLTA DA TERNA TRAMITE DETTE ASTE NON È INCLUSA NELLA CIFRA RIPORTATA.

Fig. 3.22

Rendita da congestione nazionale annuale per zone (milioni di €)



Relativamente alla gestione dei limiti di transito e al loro utilizzo, il 2008 ha registrato un *import* netto al minimo storico (40,5 TWh), consolidando un *trend* pronunciato dal 2005 a oggi. Il fenomeno, alimentato sia dalla riduzione dell'*import* sia dal rilevante incremento dell'*export* soprattutto nei mesi di giugno-agosto-settembre-ottobre, ha determinato raramente esportazioni nette sulla frontiera Estero Nord Ovest (0,3% delle ore) ed Estero Nord Est (1%) e più spesso sulla frontiera Estero Sud (13%). Ovviamente, in virtù dell'applicazione del metodo di assegnazione della capacità in asta esplicita, i transiti lungo tali frontiere non si sono mai saturati. La contrazione dell'*import* netto è stato uno dei fattori determinanti nel ridurre il livello di congestioni interne, grazie a più frequenti inversioni dei flussi interni da Sud a Nord, insieme all'ampliamento di alcuni limiti di transito fondamentali e al cambiamento di politica di offerta degli operatori tra zone. In particolare il transito Nord-Centro Nord, che storicamente rappresenta il principale vincolo sulla rete nazionale, nel 2008 ha visto ridursi la propria frequenza di saturazione dal 34% al minimo storico del 12%, per effetto sia dell'incremento della capacità di esportazione verso sud di circa 500 MW, sia dell'aumento dei casi di suo utilizzo in importazione verso nord dal 4% all'8%. Analogamente anche i transiti CentroNord-CentroSud e CentroSud-Sud sono stati impegnati molto più spesso che nel passato in direzione nord, passando rispettivamente dal 17% al 40% delle ore e dal 94% al 98% delle ore. Infine entrambe le isole hanno visto crescere la frequenza delle importazioni dal continente, passate dal 62% al 70% in Sicilia e dal 43% al 70% in Sardegna, con un conseguente aumento della frequenza delle saturazioni del cavo rispettivamente al 63% e al 20% delle ore (Tab. 3.27).

Tab. 3.27

Gestione dei transiti

Da	Transito A	Limite medio		Utilizzato		Saturato		Inibito	
		2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
		MWh		% ore		% ore		% ore	
Estero NordOvest	Nord	7.033	(7.190)	99,7%	(99,6%)	-	(0,0%)	-	(-)
Nord	Estero NordOvest	2.407	(2.406)	0,3%	(0,4%)	-	(-)	-	(-)
Estero NordEst	Nord	765	(754)	99,0%	(98,1%)	-	(0,3%)	-	(0,2%)
Nord	Estero NordEst	238	(233)	1,0%	(1,7%)	-	(0,1%)	-	(-)
Monfalcone	Nord	1.673	(1.695)	98,9%	(100,0%)	0,3%	(0,6%)	-	(-)
Nord	Monfalcone	∞	∞	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Nord	Centro Nord	3.215	(2.704)	92,3%	(96,3%)	11,5%	(33,3%)	-	(-)
Centro Nord	Nord	1.614	(1.379)	7,7%	(3,7%)	0,4%	(0,6%)	-	(-)
Centro Nord	Corsica	288	(282)	70,1%	(43,2%)	16,6%	(6,0%)	5,6%	(4,9%)
Corsica	Centro Nord	238	(237)	24,2%	(51,8%)	4,0%	(11,9%)	7,4%	(5,2%)
Corsica	Sardegna	∞	∞	61,0%	(32,5%)	2,4%	(-)	4,1%	(5,9%)
Sardegna	Corsica	310	(293)	33,2%	(61,4%)	4,7%	(11,3%)	5,7%	(6,1%)
Centro Nord	Centro Sud	1.646	(1.846)	60,0%	(82,5%)	13,6%	(5,4%)	0,0%	(-)
Centro Sud	Centro Nord	2.049	(2.231)	40,0%	(17,5%)	1,1%	(1,0%)	0,0%	(-)
Centro Sud	Sud	2.124	(2.121)	2,3%	(6,7%)	-	(-)	-	(-)
Sud	Centro Sud	3.654	(3.451)	97,7%	(93,3%)	1,8%	(0,3%)	-	(-)
Foggia	Sud	1.399	(1.179)	97,8%	(93,6%)	-	(-)	0,7%	(4,9%)
Sud	Foggia	∞	∞	-	(-)	-	(-)	-	(0,2%)
Sud	Rossano	∞	∞	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Rossano	Sud	5.097	(5.069)	100,0%	(100,0%)	3,4%	(2,3%)	-	(-)
Rossano	Calabria	3.899	(9.595)	89,6%	(92,4%)	1,6%	(1,5%)	-	(-)
Calabria	Rossano	∞	∞	10,4%	(7,6%)	-	(-)	-	(-)
Calabria	Sicilia	150	(151)	69,7%	(61,6%)	52,3%	(41,5%)	2,9%	(7,0%)
Sicilia	Calabria	230	(462)	27,3%	(31,3%)	11,2%	(5,0%)	2,9%	(7,2%)
Priolo	Sicilia	806	(805)	94,4%	(98,3%)	3,5%	(14,3%)	-	(-)
Sicilia	Priolo	600	(600)	5,6%	(1,6%)	-	(-)	-	(-)
Rossano	Brindisi	∞	∞	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Brindisi	Rossano	5.071	(5.004)	100,0%	(100,0%)	0,5%	(0,7%)	-	(-)
Brindisi	Estero Sud	484	(500)	66,9%	(46,5%)	0,7%	(5,0%)	7,3%	(12,9%)
Estero Sud	Brindisi	487	(500)	12,6%	(18,6%)	0,0%	(-)	7,3%	(12,9%)

La presenza di differenziali di prezzo tra due mercati confinanti comporta l'insorgere di margini di arbitraggio transfrontalieri e, conseguentemente, di una domanda di capacità di interconnessione maggiore dell'offerta (congestione).

Il regolamento della Commissione europea n. 1228/03/CE, del 26 giugno 2003 prevede, nell'ambito del processo di creazione di un mercato unico europeo dell'energia, l'obbligo per i Paesi membri di adottare meccanismi di soluzione delle congestioni transfrontaliere basati su criteri di mercato, nonché una progressiva integrazione sovranazionale delle soluzioni adottate. Grazie a tale meccanismo si è passati da metodi di assegnazione non economici come il *pro rata*, o il *first come first served*, a meccanismi di assegnazione basati su criteri economici quali: aste disgiunte, aste congiunte bilaterali (cioè coordinate tra i TSO confinanti solo per singola frontiera), aste esplicite congiunte multilaterali, nonché aste implicite (tra le quali il *market coupling*).

Per quanto riguarda le frontiere italiane, la capacità di transito è attualmente assegnata nella forma di diritti di transito fisici mediante aste esplicite annuali, mensili e giornaliere. Le aste, il cui regolamento è adottato congiuntamente da Terna e dai TSOs dei paesi confinanti con l'Italia, vengono gestite dal TSO esportatore.

L'attuale meccanismo di soluzione delle congestioni transfrontaliere, pur essendo più funzionale dei precedenti, mantiene un margine di inefficienza legato al mancato coordinamento tra l'assegnazione/valorizzazione della capacità di transito e la determinazione del prezzo dell'energia ai due lati della frontiera.

Tale coordinamento sarebbe ottenibile attraverso l'introduzione del *market coupling* in sostituzione delle aste esplicite giornaliere.

Il *market coupling* è un metodo per l'allocazione della capacità di transito interfrontaliera tra due o più Paesi che si svolge attraverso il coordinamento del funzionamento dei rispettivi mercati del giorno prima dell'energia. In questo modo, la capacità di transito viene allocata e valorizzata contestualmente e in funzione del livello dei prezzi sui mercati dell'energia che partecipano al *coupling*.

Attraverso il *market coupling* l'uso della capacità di interconnessione è sempre efficiente: infatti, qualora la capacità non venga completamente utilizzata (assenza di congestioni), tutti i mercati che partecipano al *market coupling* hanno lo stesso prezzo di equilibrio e non si genera alcuna rendita da congestione. Al contrario, qualora la capacità venisse completamente utilizzata (presenza di congestione) si determinerebbe una differenziazione dei prezzi dei diversi mercati nel senso che il prezzo del mercato che importa risulta maggiore del prezzo del mercato che esporta. In quest'ultimo caso, si genera inoltre una rendita da congestione pari al prodotto tra la quantità di energia che transita sulla frontiera e la differenza tra i prezzi dell'energia dei paesi a monte e a valle del transito congestionato (margine di arbitraggio).

Il *market coupling* replica pertanto il funzionamento del *market splitting* (adottato ad esempio su IPEX). L'unica differenza consiste nel fatto che, nel primo caso, le zone di mercato sono gestite da diversi gestori di mercato (di solito uno per ciascun paese), i quali ricevono le offerte e gestiscono le garanzie, nonché i pagamenti degli operatori appartenenti alla propria zona di competenza. Nel secondo caso invece, un unico gestore di mercato (in Italia il GME) gestisce un mercato con più zone. Tuttavia, i diversi gestori coinvolti nel meccanismo di *coupling*, coordinando il funzionamento dei propri mercati dell'energia replicano i risultati che si otterrebbero qualora le diverse zone (paesi) coinvolte nel *coupling* fossero gestite con un unico mercato e da un unico gestore di mercato attraverso un meccanismo di *market splitting*.

In Europa ci sono diverse iniziative di *market coupling* e di *market splitting* attraverso le quali viene allocata la capacità di interconnessione interfrontaliera. Le più importanti sono:

- NordPool, il mercato elettrico dei Paesi Scandinavi, che è operativo dal 1993 e che attualmente gestisce un mercato zonale per la Svezia, la Norvegia, la Finlandia e la Danimarca;
- il Trilateral Market Coupling, che coinvolge i mercati di Belgio (Belpex), Olanda (APX) e Francia (Powernext);

- il Mibel, il mercato iberico che, nato dalla collaborazione tra il gestore del mercato elettrico spagnolo (OMEL) e il gestore del mercato elettrico portoghese (OMIP), gestisce attraverso il *market splitting* il mercato elettrico in Spagna e in Portogallo.

Altre iniziative sono invece in fase di realizzazione:

- nella regione del Central West Europe (CWE), Belpex, APX e Pownext, insieme al gestore di mercato tedesco EEX, stanno lavorando al progetto di estensione del Trilateral Market Coupling anche alla Germania e al Lussemburgo. L'implementazione di tale progetto è prevista nel corso del 2010;
- il gestore del mercato della Repubblica Ceca (OTE), il gestore di rete della Repubblica Ceca (EPS) e il gestore di rete della Slovacchia (SEPS) hanno annunciato che entro la fine del primo semestre del 2009 sarà avviato un *market coupling* tra la Repubblica Ceca e la Slovacchia, in concomitanza con l'apertura del mercato elettrico in Slovacchia.

A fronte delle iniziative che si stanno sviluppando in Europa, il GME, il 30 aprile 2008, ha siglato insieme a Borzen, il gestore del mercato elettrico sloveno, un *Memorandum of Understanding* (MoU) avente a oggetto la condivisione di una proposta per l'avvio del *market coupling* come metodo di allocazione della capacità di interconnessione sulla frontiera tra l'Italia e la Slovenia.

Successivamente alla sottoscrizione del MoU, il GME e Borzen hanno congiuntamente elaborato una proposta la quale è stata inviata lo scorso dicembre ai gestori di rete e ai regolatori di Italia e Slovenia. Il prossimo passo sarà la costituzione di un gruppo di lavoro congiunto tra i gestori del mercato, i gestori di rete e i regolatori di Italia e Slovenia che definisca la *roadmap* verso l'introduzione del *market coupling*.

Nell'ambito delle Electricity Regional Initiatives (ERIs), il GME, insieme agli altri gestori di mercato e ai gestori di rete, partecipa attivamente ai lavori della regione del Central-South Europe (CSE). Nel corso del 2008 i lavori svolti nell'ambito di detta iniziativa hanno portato a concludere che l'introduzione dei meccanismi di asta implicita per l'allocazione della capacità interfrontaliera debba essere considerata una priorità su cui si continuerà a lavorare nei prossimi anni.

Le azioni che il GME ha intrapreso verso l'adozione del *market coupling* sono suffragate dalle analisi che il GME stesso ha fatto circa i benefici, in termini di maggiore efficienza, che sarebbero garantiti dall'introduzione di questo metodo per la gestione della capacità interfrontaliera.

L'analisi del GME evidenzia che, qualora, in sostituzione delle aste esplicite di capacità, fosse introdotto il *market coupling* (o un'altra forma di asta implicita) per l'allocazione della capacità interfrontaliera su MGP, si otterrebbero benefici classificabili in 4 diverse categorie:

- a. minori rischi operativi: i rischi operativi sono legati al fatto che le aste esplicite per l'allocazione della capacità si svolgono pochi minuti prima della chiusura dei mercati in cui tale capacità può essere utilizzata (in Italia le aste giornaliere per la capacità si chiudono 30 minuti prima della chiusura di IPEX). In questo ristretto intervallo di tempo i gestori del mercato e di rete devono trasferirsi le informazioni relative agli esiti delle aste per la capacità, mentre gli operatori devono definire le strategie di offerta da adottare sui mercati dell'energia in funzione degli esiti delle aste per la capacità. Il *market coupling*, attraverso l'integrazione dell'allocazione della capacità con i mercati dell'energia, ridurrebbe in maniera sostanziale tali rischi operativi;
- b. minori rischi/costi di trading: con le aste esplicite giornaliere per la capacità, dal momento che ci sono due distinti mercati, uno per la capacità e uno per l'energia, gli operatori devono coordinare le posizioni aperte sia sul prodotto "capacità", che sul prodotto "energia". Ciò determina che, nelle proprie strategie di *bidding*, gli operatori debbano tenere conto del rischio di *trading* (e dei relativi costi) dovuti alla negoziazione separata di capacità ed energia. Inoltre, possono insorgere problemi di asimmetria informativa nel determinare un corretto prezzo per la capacità, soprattutto in presenza di mercati dell'energia poco liquidi, o di un segnale di prezzo poco significativo. Infine gli operatori sostengono i costi di partecipazione a due diversi mercati (es. garanzie, infrastrutture tecnologiche). Il *market coupling*, attraverso l'integrazione dell'allocazione della capacità con i mercati dell'energia riduce, *ceteris paribus*, i rischi e i costi di *trading*;
- c. impulso alla crescita della liquidità nei mercati locali: alcune esperienze internazionali dimostrano che l'introduzione dell'asta implicita per l'allocazione della capacità di interconnessione può avvenire con successo anche in pre-

senza di mercati locali poco liquidi, se almeno uno dei mercati coinvolti ha un adeguato livello di liquidità. Infatti, coordinando, attraverso un meccanismo di asta implicita, due mercati locali, la liquidità del mercato "immaturo" è destinata a crescere poiché ha accesso alla liquidità del mercato più "maturo". Tale enunciato è confermato da quanto avvenuto in due occasioni: nel 1998 NordPool, che già operava un mercato basato sul sistema del *market splitting* in Norvegia e Svezia, estese il mercato alla Finlandia senza che ci fosse precedentemente un mercato già attivo. Allo stesso modo, nel 2006, il Trilateral Market Coupling tra Francia, Belgio e Olanda è stato avviato inaugurando contemporaneamente il mercato belga. Lo sviluppo della liquidità dei mercati locali che può essere ottenuta tramite il *market coupling* può portare notevoli benefici in termini di maggior concorrenza e trasparenza;

- d. massimizzazione dell'efficienza nell'uso della capacità di interconnessione: l'asta implicita, quale metodo per l'allocatione della capacità interfrontaliera, garantisce che venga sempre massimizzata l'efficienza nell'uso della capacità. Infatti, attraverso il ricorso al *market coupling* la direzione dei flussi di energia alla frontiera è funzione dei prezzi che si determinano tra i due paesi. Inoltre, la rendita da congestione, che viene calcolata come differenza dei prezzi locali, si forma solo in presenza di congestioni. Resta infine da precisare che l'utilizzo dell'asta implicita su base giornaliera è comunque compatibile con l'allocatione della capacità tramite aste esplicite su orizzonti temporali di medio lungo-termine, nonché con l'adozione di diversi modelli di rete (es. ATC, *flow based*).

Si può quantificare l'inefficienza determinata dal ricorso all'asta esplicita giornaliera, evidenziando due fenomeni cui questa può dare luogo:

- l'assegnazione di capacità in direzione non coerente col margine di arbitraggio (indicato nelle Tab. I, II e III come "utilizzo anti-economico"), cioè con il differenziale di prezzo tra i paesi a monte e a valle del transito;
- l'assegnazione di capacità in direzione coerente col margine di arbitraggio, ma in misura inferiore al limite massimo disponibile (indicato come "sotto-utilizzo").

La misura complessiva di tale inefficienza può essere calcolata in prima battuta come il valore della capacità di trasporto inutilizzata (VCI), ovvero come⁽⁹⁾:

$$VCI = [(K_i - F_{a \rightarrow b}) * (P_b - P_a)] \quad \text{con} \quad K_i = \begin{cases} K_i = K_{a \rightarrow b} & \text{se } P_b > P_a \\ K_i = -K_{b \rightarrow a} & \text{se } P_a > P_b \end{cases}$$

dove

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

Il VCI è stato calcolato solo sulle frontiere tra l'Italia e la Francia, la Svizzera e l'Austria, cioè sulle frontiere tra l'Italia e quei paesi dove ci sono mercati *spot* dell'energia sufficientemente liquidi da fornire un indice di prezzo che potesse essere utilizzato come rappresentativo dei prezzi dell'energia in quei paesi. Per l'Italia è stato considerato il prezzo della zona Nord, ovvero il prezzo riconosciuto alle importazioni e alle esportazioni sulla frontiera nord del paese.

Per gli altri Paesi sono stati considerati i seguenti indici di prezzo:

- prezzi *spot* di Powernext per la Francia;
- prezzi *spot* Swissix per la Svizzera;
- prezzi *spot* Exaa per l'Austria.

L'analisi di tali valori indica che il VCI è cresciuto tra il 2006 e il 2008 dell'11%, passando da 155 a 172 milioni di euro. Paradossalmente la causa di tale aumento è stata la contrazione del differenziale di prezzo con l'estero, che pur riducendo il valore unitario del sottoutilizzo della capacità ne ha aumentato la frequenza su tutte le frontiere (Tab. I, II e III).

A conferma di ciò si osservi come la frequenza con cui $VCI > 0$ sia più alta per le frontiere caratterizzate da differenziali di prezzo più bassi, come accade per la Svizzera, dove è passata dall'81% all'86%, e sia invece più bassa per le frontiere con differenziali superiori come la Francia e l'Austria, nel qual caso è salita rispettivamente dal 36% al 61% e dal 13%

al 28% (Tab. I, II e III) ^(b).

Il fenomeno è ancora più evidente nei grafici delle serie mensili, che mostrano chiaramente come la forte riduzione dei differenziali di prezzo nel 2008 abbia indotto su tutte le frontiere una minore efficienza delle aste esplicite nell'assegnare la capacità disponibile sia in termini di frequenza che di valore economico, con picchi maggiori nei mesi di differenziali di prezzo più bassi (Fig. I, II e III).

Tab. I

VCI nel 2008

Frontiera		PzNord - PzEstero	Import netto	Inefficienza			Import netto teorico efficiente(*)
		€/MWh	TWh	Sotto utilizzo	Utilizzo anti economico	Totale	TWh
Francia	Costo (milioni €)	13,77	17,87	18,87	36,81	55,68	14,06
	Frequenza		98,6%	37,9%	23,0%	60,9%	76,4%
Svizzera	Costo (milioni €)	8,54	20,26	38,93	75,67	114,60	13,67
	Frequenza		99,6%	52,5%	33,8%	86,3%	65,8%
Austria	Costo (milioni €)	16,73	1,64	0,31	1,97	2,29	1,33
	Frequenza		96,9%	12,4%	16,3%	28,6%	80,8%
Totale	Costo (milioni €)		39,77	58,11	114,46	172,56	29,06

Tab. II

VCI nel 2007

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

Tab. III

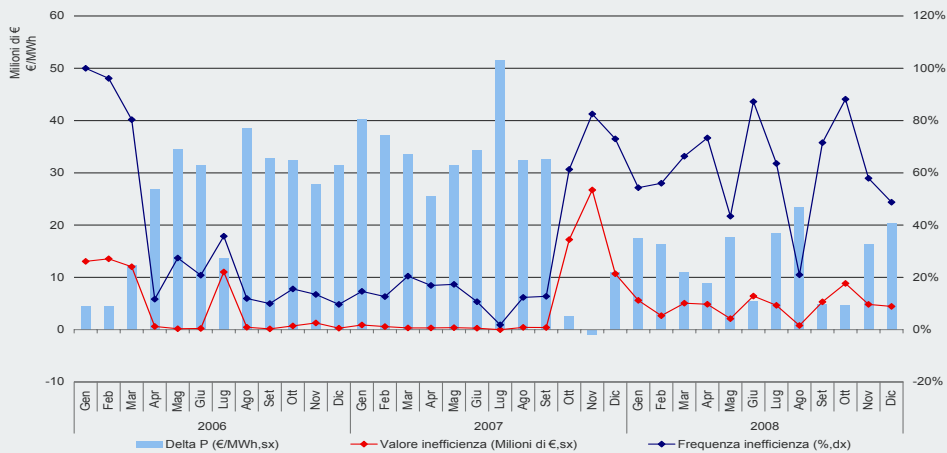
VCI nel 2006

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

(*) È L'IMPORT NETTO CHE SI SAREBBE DETERMINATO SE I FLUSSI AVESSERO SEMPRE UTILIZZATO I TRANSITI IN COERENZA CON IL DIFFERENZIALE DI PREZZO E ALLA MASSIMA CAPACITÀ

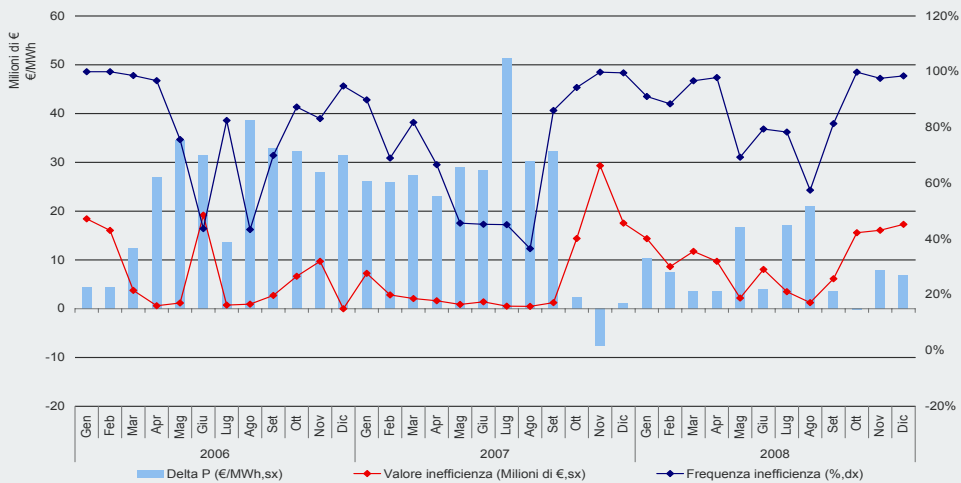
VCI mensile sulla frontiera Francese

Fig. I



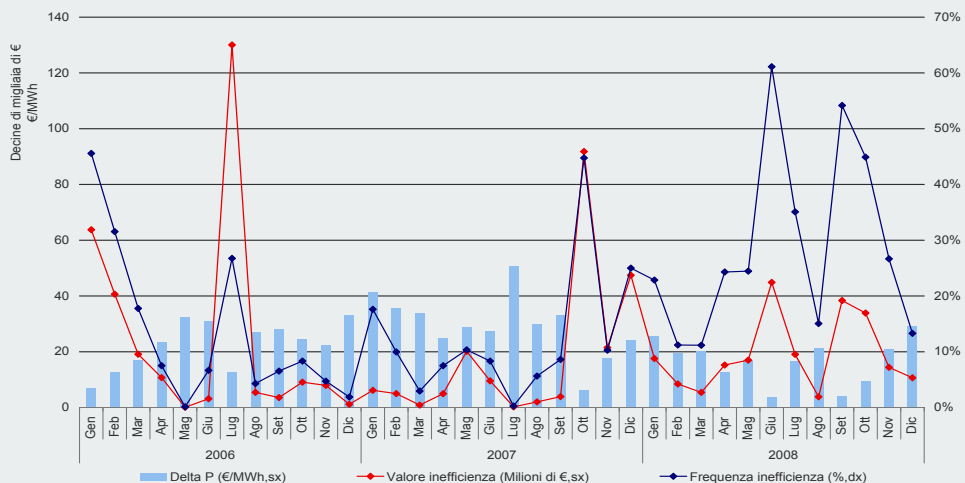
VCI mensile sulla frontiera Svizzera

Fig. II



VCI mensile sulla frontiera Austriaca

Fig. III



La soluzione a questo problema, prevista nello stesso regolamento comunitario 1228/03 prima citato, è il ricorso al *market coupling* che, in quanto asta implicita, determina il valore della capacità di transito simultaneamente ai prezzi sui due mercati e ne massimizza l'uso efficiente.

NOTE Box 6

(A) TALE MISURA È DA INTENDERSI COME MERO INDICATORE DELL'INEFFICIENZA, IN QUANTO ASSUME CHE I PREZZI SULLE DUE FRONTIERE NON CAMBINO AL VARIARE DEI FLUSSI DI TRANSITO TRA LE STESSA. TUTTAVIA TALE IPOTESI, NON SUFFRAGATA DAI FATTI, SI IMPONE COME NECESSARIA IN ASSENZA DEI DATI DELLE CURVE DI OFFERTA PER TUTTE LE FRONTIERE LIMITROFE E PER L'INTERO ARCO TEMPORALE CONSIDERATO. SI NOTI COMUNQUE CHE SI TRATTA DI UNA MISURA UTILIZZATA ANCHE NELL'ENERGY SECTOR INQUIRY (GENNAIO 2007) DALLA DIREZIONE GENERALE PER LA CONCORRENZA DELLA COMMISSIONE EUROPEA AL FINE DI CALCOLARE IL VALORE DELL'INEFFICIENZA NELL'USO DELLA CAPACITÀ SULLE FRONTIERE TRA LA GERMANIA E L'OLANDA, TRA LA FRANCIA E LA GRAN BRETAGNA E TRA LA FRANCIA E LA SPAGNA (CFR DG COMPETITION ENERGY SECTOR INQUIRY, PART II. 3.5.3, JANUARY 2007).
 (B) IL PRIMO VALORE, A PARITÀ DI TUTTO IL RESTO, È NECESSARIAMENTE MAGGIORE DEL SECONDO IN QUANTO NON SCONTA SOLO IL MANCATO UTILIZZO NEL SENSO EFFICIENTE DELL'INTERA CAPACITÀ DI TRASPORTO IN QUELLA DIREZIONE MA ANCHE IL SUO UTILIZZO NEL SENSO OPPOSTO.

3.2.6 Concentrazione e potere di mercato

L'ulteriore entrata di 5.000 MVA registratasi nel 2008 sembra aver portato la ristrutturazione del mercato oltre una soglia critica, provocando una drastica accelerazione nel processo di riduzione della concentrazione in corso ormai dal 2005. L'eccesso di offerta dei cicli combinati dei nuovi entranti sta producendo effetti sensibili in termini sia di riduzione dei costi variabili medi, sia di aumento della concorrenzialità del mercato, sia soprattutto di cambiamento delle dinamiche competitive tra operatori, col passaggio dal tradizionale modello *leader-follower* a un modello di oligopolio competitivo. Tali cambiamenti, inoltre, sono sempre più diffusi nel sistema, e stanno riducendo le differenze sia tra i diversi gruppi di ore che tra le diverse zone del paese.

Italia. A livello nazionale la concentrazione resta abbastanza alta, sebbene a livelli sensibilmente inferiori a quelli prevalenti negli altri mercati continentali. La quota di mercato sulle vendite dell'operatore principale resta infatti stabile al 31% e quella della frangia competitiva appare in modesta salita al 34% (+1 p.p.). Così pure la quota di capacità venduta in assenza di concorrenza (IORq)¹⁵ si conferma al 19%, mostrando valori più alti nelle ore di picco (25%) e più bassi in quelle fuori picco (14%). Tuttavia il 2008 ha registrato un autentico crollo della quota di volumi su cui l'operatore principale (definito operatore "A") ha fissato il prezzo (IOM)¹⁶ dall'80% al 51%, con un *trend* pronunciato che l'ha portata nell'ultimo trimestre stabilmente attorno al 30% (Tab. 3.28, Fig. 3.27, 3.28, 3.29, 3.32). Questo dato è particolarmente interessante per diversi motivi. Anzitutto perché la riduzione dello IOM dell'operatore "A" non è andata semplicemente a beneficio del secondo operatore di mercato, il cui IOM è salito dal 7% al 12%, ma di tutta la frangia competitiva il cui IOM complessivo è cresciuto dal 5% al 22% (Fig. 3.29). In secondo luogo perché non è confinata ad alcune aree del sistema e/o ad alcuni gruppi di ore, ma coinvolge tutte le aree (lo IOM dell'operatore "A" è variato tra il 45% nella MzSicilia e il 57% nella MzSud) e tutte le ore (tra il 43% delle ore fuori picco e il 58% delle ore festive) (Fig. 3.30, 3.31). In terzo luogo perché, analizzando gli indici di fissazione del prezzo per zona (IZM)¹⁷ e per tecnologia (ITM)¹⁸, emerge che il crollo dello IOM dell'operatore "A" coincide con l'esplosione della quota di volumi su cui il prezzo è stato fissato dal ciclo combinato (dal 29% al 44%) e della quota su cui il prezzo è stato fissato dalla MzEstero (2% al 13%) (Fig. 3.33, 3.29). Insieme, tutto ciò suggerisce che si è di fronte non a un semplice avvicendamento nel ruolo di *price-leader* sul mercato, bensì al tramonto del tradizionale modello *leader-follower* e al passaggio a un nuovo assetto di "oligopolio competitivo", in cui:

- l'operatore principale fissa il prezzo su una quota calante di volumi, soprattutto nelle ore di alta domanda (in cui è più necessario) e nelle ore festive (in cui l'offerta concorrente si riduce per lo spegnimento dei cicli combinati) e operando prevalentemente da zone nazionali e spesso con impianti termici tradizionali;
- il principale concorrente e la frangia competitiva fissano il prezzo su quote crescenti, rispettivamente da zone nazionali con tecnologie a ciclo combinato e da zone estere, e soprattutto nelle ore fuori picco in cui si registra un vasto eccesso di offerta dei cicli combinati.

Vale la pena osservare come, in questo contesto di generalizzato miglioramento, il minor progresso si verifichi nelle ore festive e nelle isole, che registrano i valori peggiori di concentrazione. Non è un caso che tali ore e tali zone siano quelle che evidenziano andamenti e livelli dei prezzi più difformi rispetto a quelli prevalenti nelle altre ore e nelle altre zone.

MZNORD. La MzNord si conferma quella con la struttura di mercato più concorrenziale, motivo per cui esibisce i *trend* di riduzione degli indicatori di concentrazione più modesti. L'HHI assume valori inferiori a 1800 addirittura nel 93% delle ore¹⁹, attestandosi mediamente a 1460 (Fig. 3.25); si tratta di un lieve incremento rispetto al 2007 confermato dall'aumento minimale della quota dell'operatore "A" al 29% e dall'aumento all'81% delle ore che hanno visto almeno un operatore necessario (Tab. 3.28, Fig. 3.26), dati che riflettono la crescita tendenziale delle vendite macrozonalmente indotta dall'aumento delle esportazioni verso l'estero. Va inoltre rilevato che, sebbene l'HHI assuma valori sostanzialmente identici nei diversi gruppi di ore, nelle ore festive la percentuale di ore in cui HHI<1800 è sensibilmente inferiore alle altre ore (85% contro 97%), a causa della periodica riduzione dell'offerta dei cicli combinati dei nuovi entranti per il ciclo

15 Lo IORq è l'INDICE DI OPERATORE RESIDUALE CALCOLATO SULLE QUANTITÀ.

16 Lo IOM è l'INDICE DI OPERATORE MARGINALE.

17 L'IZM è l'INDICE DI ZONA MARGINALE.

18 L'ITM è l'INDICE DI TECNOLOGIA MARGINALE.

19 SI RICORDA CHE NELLA PRASSI ANTITRUST UN HHI SUPERIORE A 1800 DEFINISCE UNA STRUTTURA DI MERCATO COME NON COMPETITIVA, UN HHI INFERIORE A 1000 COME COMPETITIVA E UN HHI INTERMEDIO COME ABBASTANZA COMPETITIVA.

settimanale di esercizio, e di conseguenza la quota di volumi su cui l'operatore principale fissa il prezzo è massima (57% contro il 40% delle ore fuori picco) (Fig. 3.25, 3.29). Anche in questo contesto relativamente statico, tuttavia, si registra una crescita consistente dell'ITM del ciclo combinato, salito dal 33% al 49%, e una corrispondente sensibile riduzione dello IOM dell'operatore principale dal 72% al 47% (Fig. 3.24, 3.30).

MZSUD. La MzSud è quella che mostra i margini di miglioramento più marcati nel 2008, convergendo rapidamente verso i livelli di concentrazione ed efficienza nell'offerta della MzNord. L'HHI in particolare è sceso sotto a 1800 addirittura nel 50% delle ore (+20 p.p. sul 2007), attestandosi mediamente intorno a quota 1882 (-10%), e lo IOM dell'operatore principale è crollato dal 92% al 57% (Fig. 3.25, 3.30). E' tuttavia evidente che tale processo è ancora in corso a causa dell'elevata concentrazione di partenza, come conferma il fatto che anche nel 2008 ci sia sempre stato almeno un operatore necessario e che la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza, nonostante una modesta riduzione, resti la più alta nel sistema (27%) (Fig. 3.26, 3.27). Questo peso è particolarmente evidente nelle ore festive quando, a differenza di quanto avviene nelle altre macrozone, l'HHI è sensibilmente superiore alle altre ore, scendendo sotto quota 1800 solo nel 20% delle ore (contro il 70% delle ore di picco) e le quantità vendute in assenza di concorrenza risultano massime (30%) (Fig. 3.25, 3.28).

MZSICILIA. La MzSicilia è quella che presenta le condizioni più critiche in termini di concentrazione, con riflessi evidenti sul differenziale di prezzo con le altre zone. Anzitutto è l'unica macrozona in cui la quota di mercato di un operatore supera il 50%, determinando un HHI massimo di 3696 e mai inferiore alla soglia di 1800 (Tab. 3.28, Fig. 3.23, 3.25). In secondo luogo la forte dipendenza della zona da un numero limitato di operatori fa sì che almeno uno di questi sia risultato necessario per l'equilibrio del mercato nel 97% delle ore e su una quota di volumi relativamente alta, pari al 22% (Fig. 3.26, 3.27). Infine risulta l'unica macrozona in cui il ciclo combinato gioca un ruolo determinante nel fissare il prezzo solo nelle ore fuori picco (50%), quando la Sicilia è spesso non separata dal continente in termini di prezzo, mentre tale contributo scende al 38% nelle ore festive e addirittura sotto il 20% nelle ore di picco, in controtendenza con tutte le altre zone (Fig. 3.34). Questi dati, per altro, riflettono anche la generale riduzione del margine di riserva registrato in corso d'anno sull'isola, soprattutto a partire dal mese di maggio.

MZSARDEGNA. Condizioni non molto dissimili prevalgono nella MzSardegna, isolata quanto la Sicilia dal mercato continentale e caratterizzata, se possibile, da un numero di operatori ancor più ristretto. In questo caso l'operatore maggiore ha una quota di mercato del 31% e l'HHI si attesta al secondo valore più alto con 3384 senza mai scendere sotto la soglia di 1800 (Tab. 3.28, Fig. 3.23, 3.25). Tuttavia il numero di ore in cui almeno un operatore è risultato necessario si è dimostrato, per quanto elevato, il più basso in Italia (72%), nonché quello in maggior calo, così come la quota di volumi venduti in assenza di concorrenza, pari al 12% (Fig. 3.26, 3.27). Infine è la zona in cui il ciclo combinato fissa il prezzo meno spesso, attestandosi mediamente al 32% senza grandi differenze tra i gruppi di ore (Fig. 3.34).

E' interessante rilevare che la situazione concorrenziale lato domanda nel mercato all'ingrosso sia sensibilmente migliore di quella prevalente lato offerta. In particolare si rileva che l'HHI calcolato sugli acquisti registrati sul MGP inclusivi di bilaterali nella MzNord è mediamente inferiore a 1.200 (contro 1.500 dal lato vendita) e inferiore a 1800 nel 99% delle ore (contro il 93% dell'offerta); analoghe differenze si registrano nella MzSicilia (rispettivamente 3.100 contro 3.700) e nella MzSardegna (2.400 contro 3.400), con la sola MzSud in controtendenza (1.900 in entrambi i casi e HHI inferiore a 1800 nel 38% delle ore contro il 49% verificatosi per l'offerta) (Fig. 3.35, 3.36).

Si osserva infine che il MGP risulta di gran lunga più competitivo degli altri mercati MA e MSD ex ante. Sul MGP, infatti, il CR3 nazionale (peso dei tre principali operatori) risulta inferiore al 60% sia lato domanda che lato offerta, con valori in costante diminuzione nel corso degli ultimi 4 anni e con punte massime nelle isole che si attestano comunque al di sotto dell'83%. Per contro sul MA il CR3 assume valori superiori al 92% sia lato domanda che lato offerta, senza segni di riduzione tendenziale e senza zone con valori inferiori. Sul MSD, invece, si registrano situazioni estremamente diversificate, con il mercato a salire (vendite) che esibisce un CR3 pari al 79%, valori in sensibile riduzione nella MzNord e un monopolio assoluto o quasi sulle isole, mentre il mercato a scendere (acquisti) presenta un CR3 sensibilmente più basso (51%) con valori in drastico calo sul continente e un sostanziale monopolio immobile sulle isole (Tab. 3.29).

Tab. 3.28

Quote di mercato annuali relative alle vendite su MGP

Operatore		MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Totale
A	2008	29%	31%	53%	26%	31%
	2007	27%	34%	52%	26%	31%
	2006	25%	44%	57%	25%	34%
	2005	28%	52%	53%	24%	38%
	2008	10%	2%	1%	29%	7%
B	2007	11%	1%	0%	34%	8%
	2006	13%	2%	0%	34%	9%
	2005	13%	2%	1%	33%	9%
	2008	12%	11%	6%	-	11%
C	2007	13%	11%	7%	-	11%
	2006	12%	9%	7%	-	10%
	2005	11%	4%	8%	-	8%
	2008	9%	23%	24%	40%	17%
GSE	2007	9%	23%	26%	35%	16%
	2006	10%	24%	26%	36%	17%
	2005	13%	28%	28%	39%	20%
	2008	40%	33%	15%	5%	34%
Altri	2007	40%	31%	15%	6%	33%
	2006	40%	21%	10%	6%	29%
	2005	36%	14%	11%	4%	25%

Fig. 3.23

HHI annuali relativi alle vendite su MGP

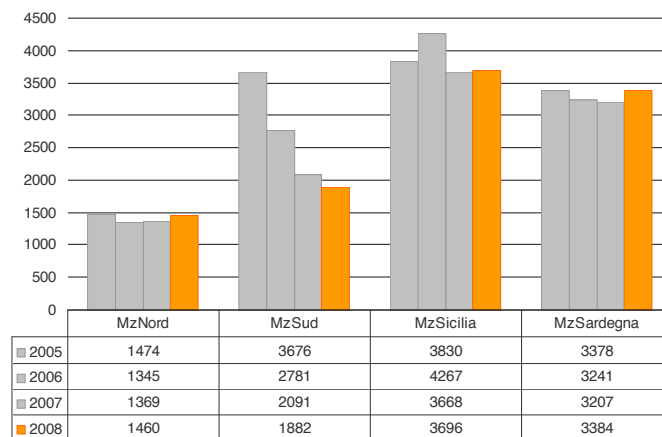
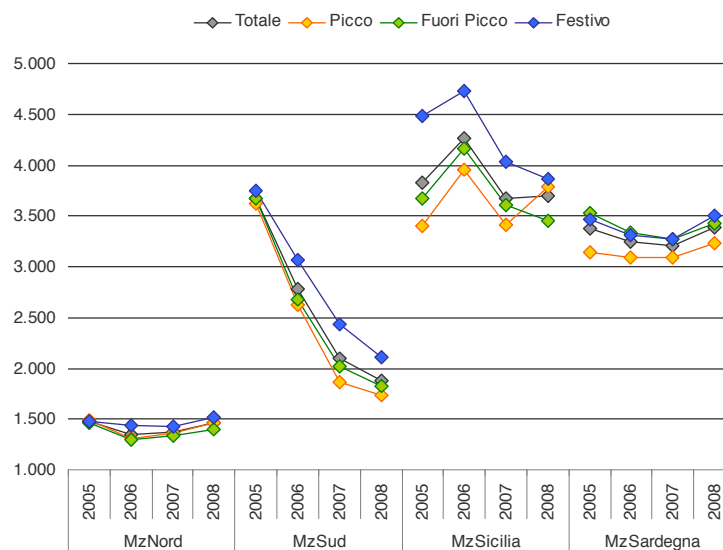


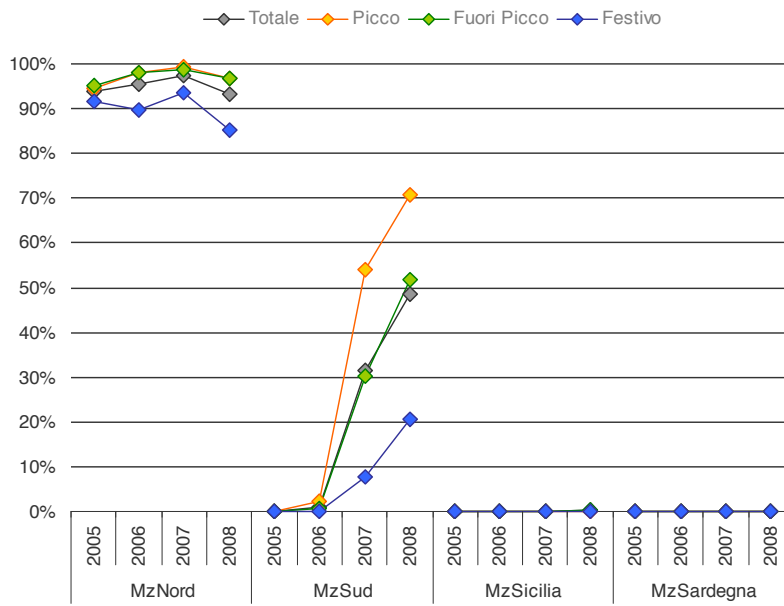
Fig. 3.24

HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite su MGP



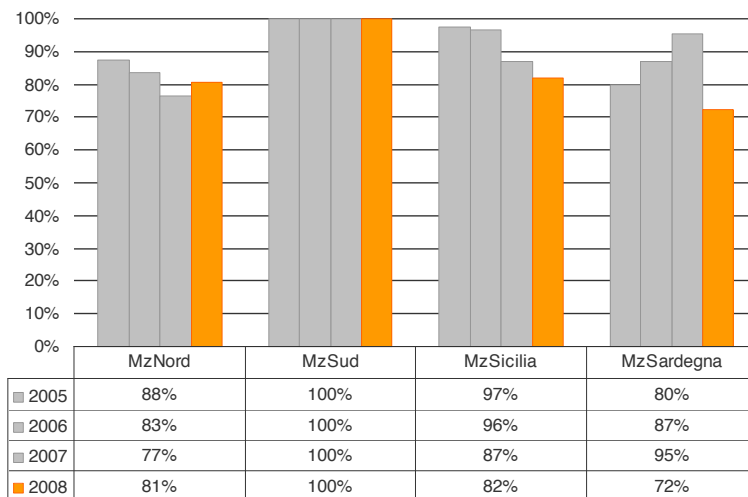
Percentuale di ore con HHI relativo alle vendite su MGP < 1800

Fig. 3.25



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

Fig. 3.26



Quota di vendite in assenza di concorrenza (IORq)

Fig. 3.27

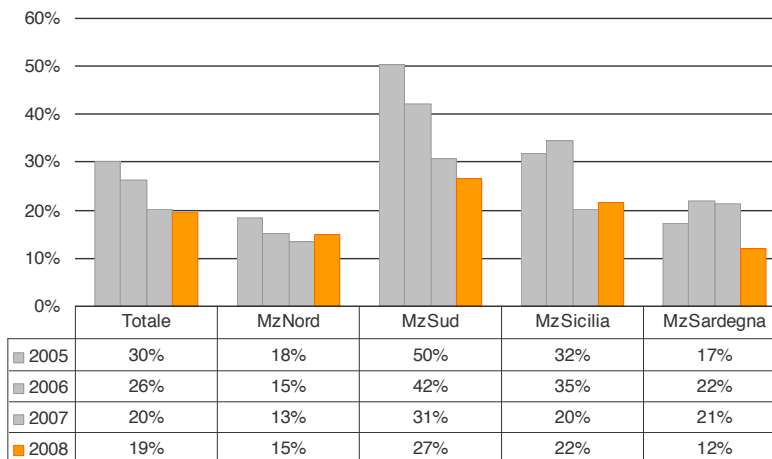


Fig. 3.28

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

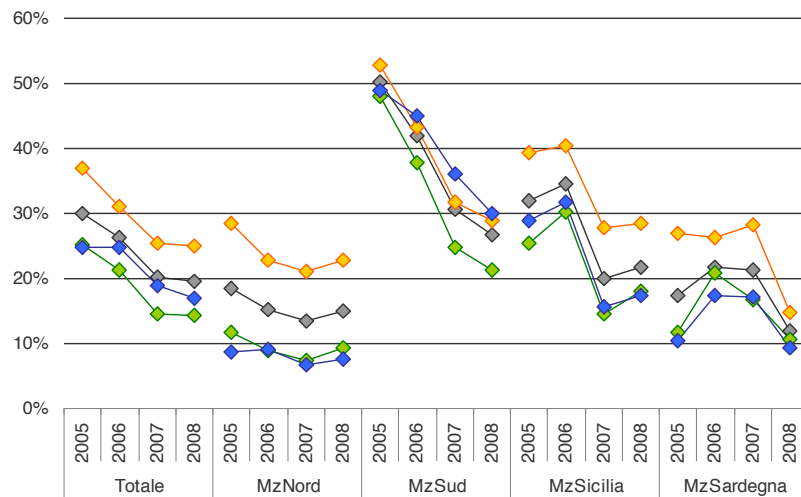


Fig. 3.29

Indice di operatore marginale, distinguendo la zona da cui viene fissato il prezzo (IOM)

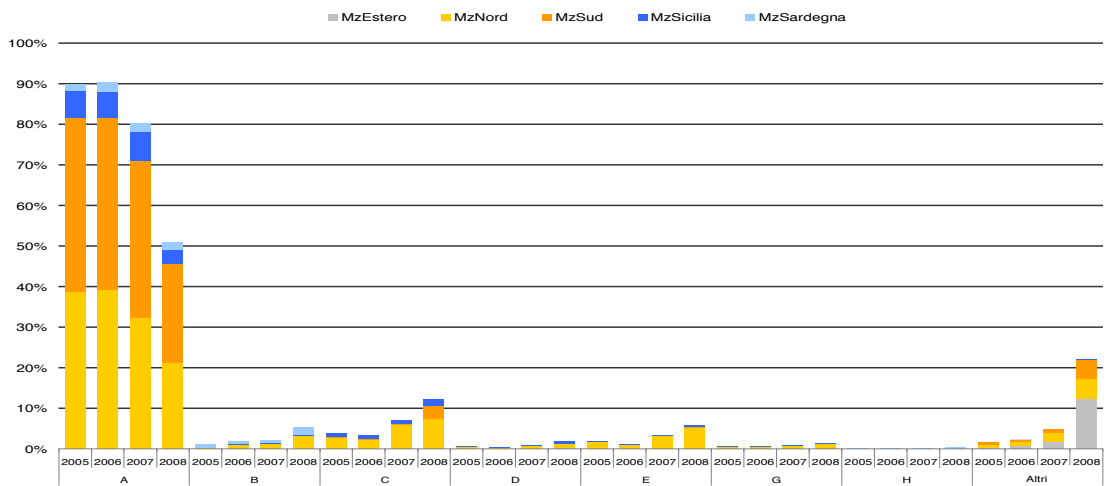
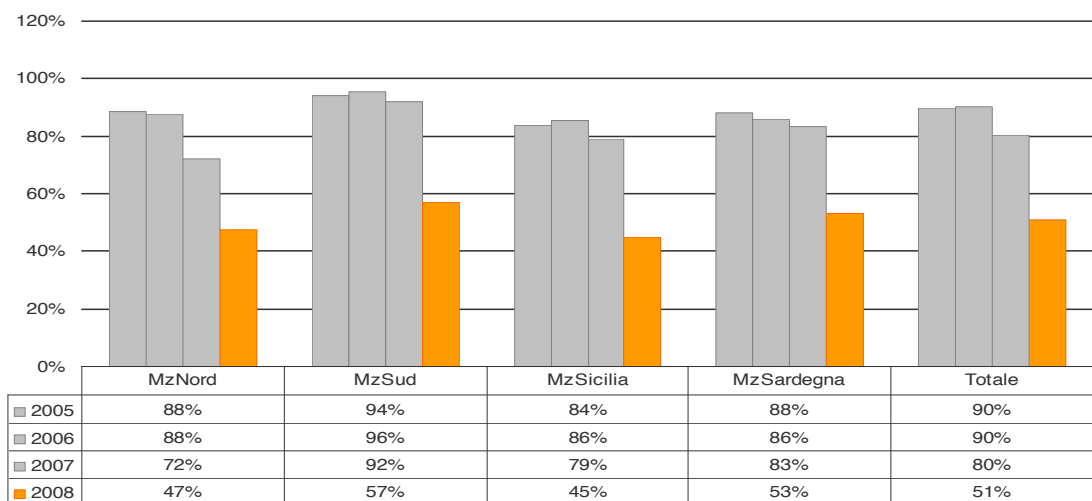


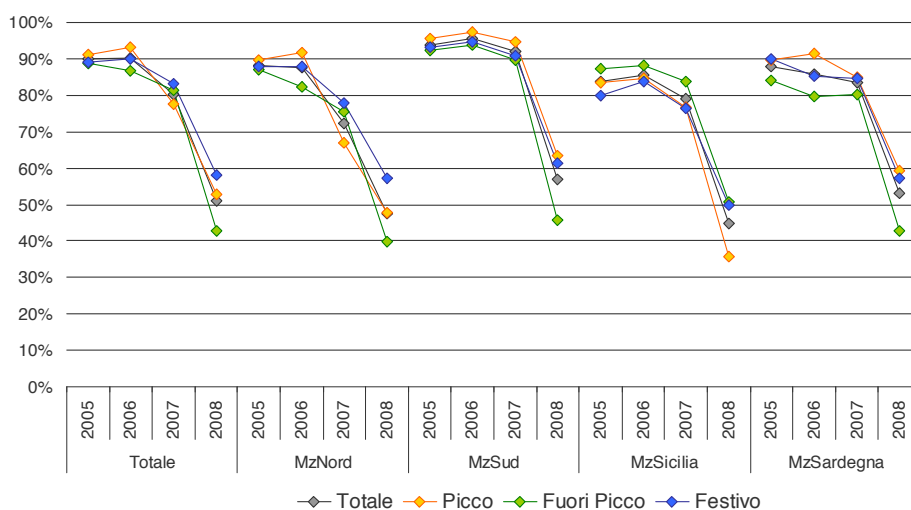
Fig. 3.30

Indice di operatore marginale dell'operatore "A" (IOM)



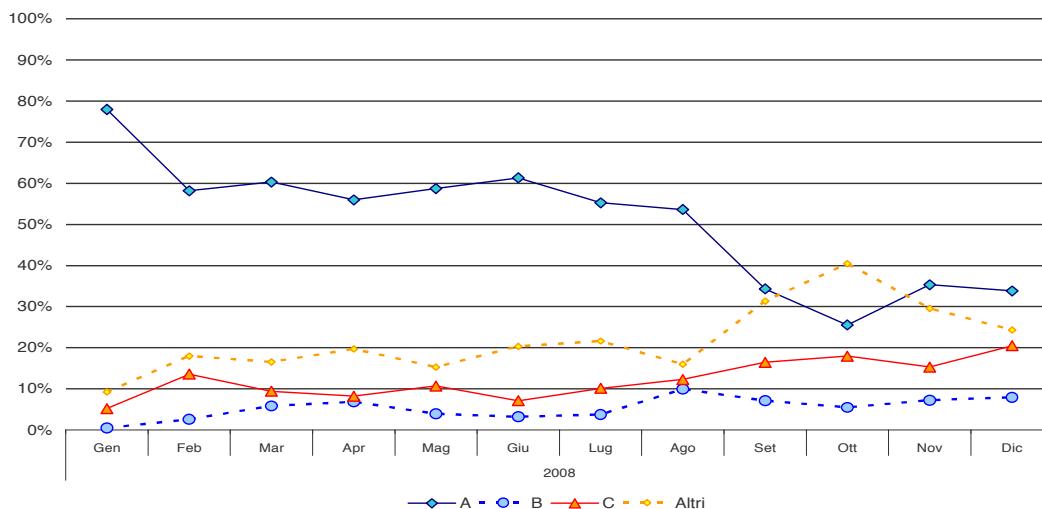
Indice di operatore marginale dell'operatore "A" per gruppi di ore (IOM)

Fig. 3.31



Indice di operatore marginale per mese (IOM)

Fig. 3.32



Indice di tecnologia marginale (ITM)

Fig. 3.33

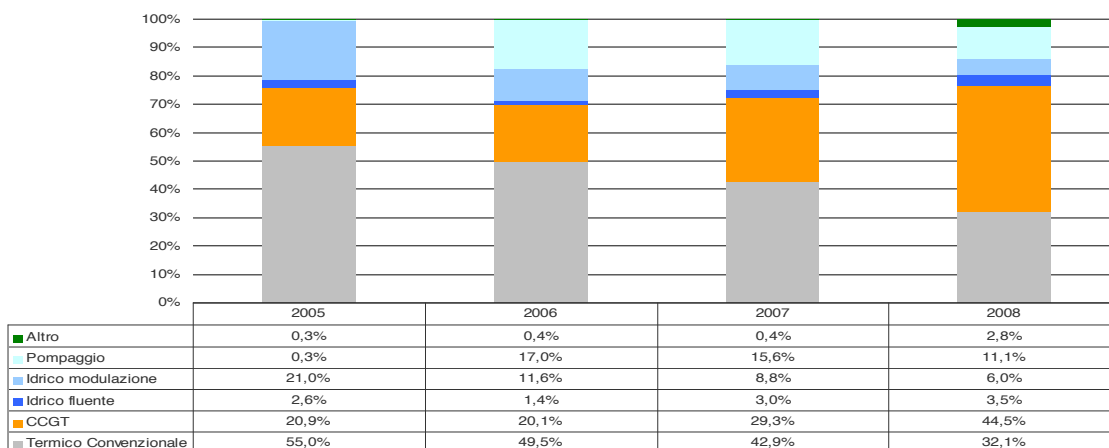


Fig. 3.34

Indice di tecnologia marginale del ciclo combinato per gruppo di ora (ITM)

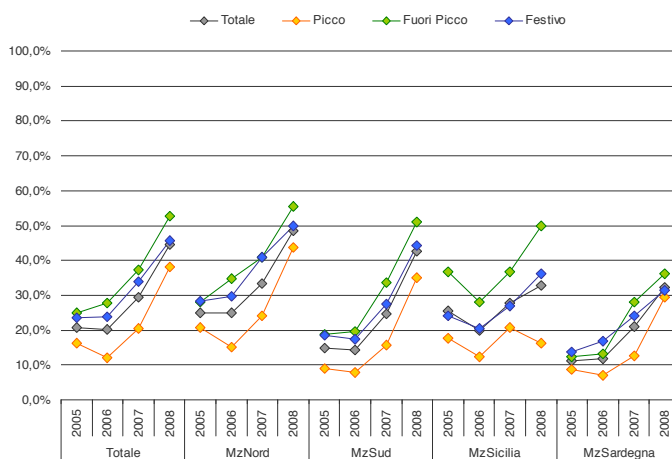


Fig. 3.35

HHI annuali relativi agli acquisti su MGP

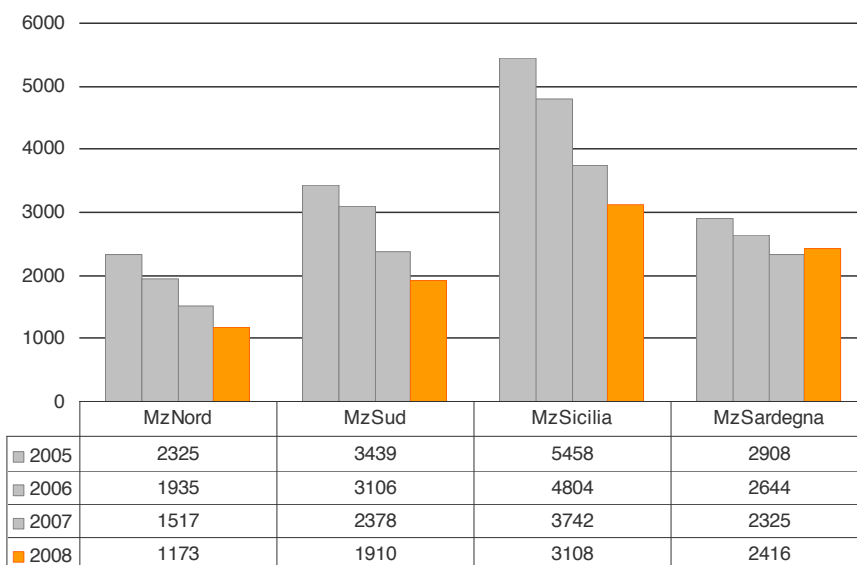
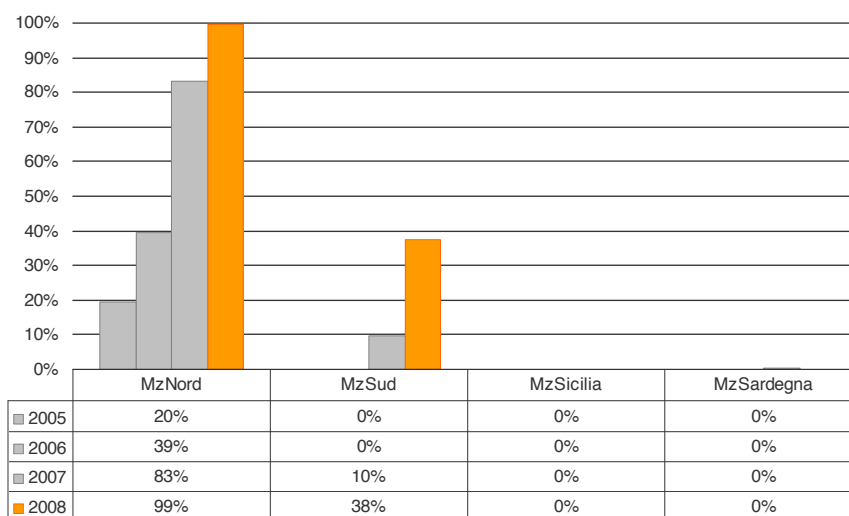


Fig. 3.36

Percentuale di ore con HHI relativo agli acquisti su MGP < 1800



CR3 relativo ai diversi mercati

Tab. 3.29

		MGP		MA		MSD ex ante	
		Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
MzNord	2008	51%	50%	92%	91%	72%	48%
	2007	51%	56%	94%	95%	82%	64%
	2006	50%	58%	95%	95%	86%	68%
	2005	54%	60%	93%	91%	96%	81%
MzSud	2008	65%	64%	98%	95%	95%	69%
	2007	68%	65%	98%	97%	99%	83%
	2006	77%	67%	98%	98%	99%	98%
	2005	88%	69%	99%	99%	100%	100%
MzSicilia	2008	83%	80%	93%	92%	100%	100%
	2007	85%	79%	93%	95%	100%	100%
	2006	90%	83%	95%	98%	100%	100%
	2005	88%	87%	95%	97%	100%	100%
MzSardegna	2008	81%	74%	95%	99%	90%	97%
	2007	94%	73%	100%	100%	100%	100%
	2006	94%	75%	100%	100%	100%	100%
	2005	96%	81%	100%	100%	100%	100%
Italia	2008	59%	57%	93%	92%	79%	51%
	2007	59%	61%	95%	95%	83%	66%
	2006	61%	63%	96%	96%	89%	74%
	2005	67%	65%	95%	93%	97%	86%

Il sistema di garanzia del mercato elettrico si basa su fideiussioni a prima richiesta che devono essere rilasciate da istituti di credito che abbiano un livello di *rating* non inferiore ad A- della scala S&P o Fitch ovvero A3 Moody's^(a).

L'importo delle fideiussioni deve coprire il controvalore complessivo delle transazioni concluse sul mercato. In particolare, sul Mercato a Pronti Elettrico (MPE), l'importo delle fideiussioni presentate da un operatore deve coprire l'eventuale debito netto^(b) che contrae durante il ciclo di fatturazione e pagamenti (lungo circa due mesi e mezzo). Pertanto un'offerta di acquisto è accettata solo qualora il controvalore di tale offerta sia inferiore alla garanzia disponibile dell'operatore.

Al fine di rendere più flessibile tale sistema è stata prevista la possibilità di aumentare l'importo della garanzia disponibile attraverso il versamento di un deposito in contanti a favore del GME. Pertanto, ai fini dei controlli di congruità, la garanzia disponibile di ciascun operatore è data dalla somma algebrica dell'importo della fideiussione, del deposito e della posizione netta.

Relativamente alla regolazione dei pagamenti, l'attuale disegno del mercato elettrico prevede che il GME determini, per ciascun operatore e per ogni periodo di fatturazione, la posizione netta, debitrice o creditrice, sulla base delle fatture inviate/ricevute dal GME in qualità di controparte centrale, e riceva/effettui i pagamenti di tali saldi.

Il periodo di fatturazione è pari al mese di calendario (mese *m*), vale a dire che la posizione netta a credito/debito di ciascun operatore è determinata sulla base delle transazioni di acquisto/vendita concluse in tale periodo sui mercati dell'energia. Gli incassi/pagamenti delle posizioni nette così determinate vengono rispettivamente effettuati il 15° e il 16° giorno lavorativo del secondo mese successivo al mese di fatturazione^(c).

La scelta della tempistica dei pagamenti è coerente con quanto previsto nel Testo Integrato Vendita (TIV) relativamente al periodo di fatturazione e regolazione delle partite economiche derivanti dalla cessione dell'energia ai distributori da parte dell'AU. Tale delibera, infatti, prevede che il periodo di fatturazione sia pari al mese di calendario e i pagamenti da parte dei distributori all'AU vengano effettuati con valuta beneficiario il quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza.

Un sistema di garanzia basato su fideiussioni a prima richiesta a copertura dell'intero controvalore delle transazioni presenta le seguenti caratteristiche:

- assicura l'affidabilità, garantendo agli operatori il buon fine delle transazioni e al GME di coprirsi contro il rischio di controparte. Qualora un soggetto non adempia alle proprie obbligazioni, infatti, il GME, in qualità di controparte centrale, provvede all'escussione della fideiussione presentata. Gli operatori creditori riceveranno il pagamento dell'intero credito vantato nel momento in cui la fideiussione verrà escussa. Nell'attuale sistema, pertanto, la socializzazione delle perdite causate da un eventuale *default* di un operatore è una ipotesi molto poco probabile, in quanto si dovrebbe verificare il contestuale inadempimento dell'operatore e dell'istituto fideiubente. Viceversa, se la fideiussione non coprisse l'intero controvalore, ma solo una parte di esso, il ricorso alla socializzazione in caso di inadempimento sarebbe inevitabile;
- è ritenuto oneroso. L'onerosità è attribuibile principalmente alla tempistica dei pagamenti. Infatti una loro riduzione, consentirebbe una diminuzione degli importi da garantire attraverso le fideiussioni e quindi dei relativi oneri. La modifica della tempistica dei pagamenti, pur permettendo di perseguire facilmente l'obiettivo di riduzione dell'onerosità del sistema, non può prescindere, come sopra evidenziato, dalla struttura dei pagamenti del settore elettrico;
- è ritenuto poco flessibile. La mancanza di flessibilità è attribuita alla difficoltà di modificare l'importo della fideiussione in tempi brevi. Per far fronte a questo problema è stata introdotta la possibilità di versare un deposito.

Il sistema di garanzia e regolazione dei pagamenti in Europa

La struttura dei mercati elettrici *spot* che caratterizza i principali paesi europei presenta, al di là di alcune peculiarità dovute alle particolari condizioni strutturali dei rispettivi sistemi nazionali, modalità organizzative e di funzionamento

del sistema di garanzia molto simili tra loro. Il sistema di garanzia e regolazione dei pagamenti è, nella maggior parte dei casi, gestito attraverso l'utilizzo di procedure di *clearing* e *settlement* di tipo *rolling* con cadenza giornaliera. In alcuni casi, la gestione del sistema è affidata a una *clearing house* (Powernext, EEX), in altri è gestito dalla stessa società di gestione del mercato (NordPool, Omel).

L'affidamento della gestione del sistema di garanzia a una *clearing house* (CH) implica che per poter negoziare sul mercato sia necessario aderirvi. In genere sono previsti differenti profili di adesione; questa può avvenire, infatti, in maniera diretta o indiretta. Nel primo caso il partecipante diventa controparte della CH, nel secondo caso invece diviene controparte di un altro partecipante diretto. Ogni CH può stabilire i requisiti patrimoniali e organizzativi che ogni partecipante diretto deve avere per poter svolgere tale ruolo (Tab. I).

Struttura dei sistemi di garanzia sui mercati elettrici internazionali

Tab. I

Mercato	Controparte	Regolazione dei pagamenti	
		Frequenza	Timing
Powernext (Francia)	European Commodity Clearing	Giornaliera	1° giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione
EEX (Germania)	European Commodity Clearing	Giornaliera	1° giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione
Nord Pool Spot (Paesi scandinavi)	Nord Pool Spot	Giornaliera	Debitori: 1° giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione; Creditori: 3° giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione
EXAA (Austria)	EXAA	Giornaliera	3° giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione
Borzen (Slovenia)	Borzen	Giornaliera	4° giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione
Omel (Spagna)	Omel	Settimanale	3° giorno lavorativo della settimana successiva a quella di negoziazione
HTSO (Grecia)	HTSO	Mensile	Mese successivo a quello di negoziazione
GME (Italia)	GME	Mensile	16° giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di negoziazione

Di seguito vengono descritte le procedure adottate per i mercati del giorno prima tedesco (EEX), francese (Powernext), scandinavo (NordPool) e spagnolo (OMEL).

La borsa elettrica tedesca EEX (European Energy Exchange) AG è un mercato finanziario regolamentato ai sensi del German Exchange Act che nasce dalla fusione, avvenuta nel 2002, tra il Leipzig Power Exchange (LPX) e l'EEX. Nel 2007 si è proceduto allo *spin-off* del mercato a pronti ora gestito da EEX Power Spot GmbH e nel 2008 allo *spin-off* del mercato dei derivati ora gestito da EEX Power Derivatives GmbH. Le attività di *clearing* dei mercati gestiti da EEX sono affidate alla ECC (European Commodity Clearing AG). Il sistema di garanzia gestito da ECC nel mercato *spot* è basato sui margini, che ogni partecipante deve versare per coprire i costi teorici a cui ECC andrebbe incontro in caso di *default* da parte di ciascuno di essi. I margini richiesti per le negoziazioni sul mercato *spot* dell'energia elettrica sono di due tipologie, margini iniziali e *intraday*, che possono essere versati in contanti o in titoli.

I margini iniziali hanno la funzione di coprire la massima esposizione che un operatore può potenzialmente assumere e sono calcolati con riferimento a ogni operatore sulla base dei debiti netti giornalieri degli ultimi dodici mesi. I margini iniziali sono pertanto pari alla somma del debito medio giornaliero e della deviazione standard di tali debiti moltiplicata per un fattore di rischio. L'aggiornamento del margine iniziale viene effettuato all'inizio di ogni mese.

I margini *intraday* invece hanno la funzione di coprire variazioni "inattese" nell'esposizione di un operatore, pertanto

devono essere versati nel caso in cui questa, nel corso di una sessione di negoziazione rischi di superare i limiti consentiti. La regolazione dei pagamenti relativi alle transazioni effettuate avviene, pertanto, su base giornaliera.

Ogni membro di ECC deve inoltre contribuire al cosiddetto "*Clearing Fund*", che serve a coprire eventuali perdite causate dal *default* di un partecipante al mercato, non coperte dai margini da esso versati. I versamenti al "*Clearing Fund*" possono essere effettuati in contanti, titoli o attraverso una fideiussione, e sono calcolati sulla base dei dati storici relativi all'esposizione verso ECC. Sono inoltre stabiliti dei valori minimi di tale contributo a seconda del profilo del soggetto aderente alla CH.

La borsa elettrica francese, Powernext SA, istituita a fine 2001 è, ai sensi della direttiva comunitaria Mifid, una *Multilateral trading facility* (MTF). Le attività di *clearing* dei mercati gestiti da Powernext sono attualmente affidate a LCH. Clearnet, ma a partire da Aprile 2009 saranno trasferite a ECC. La gestione delle attività di *clearing* da parte di ECC si colloca nel processo di integrazione avviato da EEX e Powernext con la costituzione di una *joint company* EPEX Spot SE cui è già affidata la gestione dei mercati *spot* di Germania/Austria, Francia e Svizzera e di una società analoga, in via di costituzione, che gestirà i mercati a termine. Il sistema di garanzia del mercato *spot* anche in questo caso è basato sul versamento di margini iniziali e di margini addizionali.

I margini iniziali, che possono essere versati in contanti o in titoli, sono calcolati con riferimento a ciascun operatore sulla base della media degli acquisti dei 5 giorni precedenti, moltiplicata per un fattore correttivo del rischio. L'aggiornamento del margine iniziale viene effettuato ogni giorno e non può mai essere inferiore a 50.000 €.

I margini addizionali devono essere versati qualora l'esposizione netta dell'operatore superi dei limiti stabiliti. Tali limiti vengono determinati per ciascun operatore anche sulla base del suo grado di solvibilità.

I pagamenti netti vengono calcolati al termine delle negoziazioni e liquidati giornalmente.

Il mercato elettrico spot nei paesi nordici (Norvegia, Svezia, Finlandia e Danimarca), è gestito da Nord Pool Spot, che con la società Nord Pool Asa a cui è affidata la gestione del mercato dei derivati fa parte del gruppo Nord Pool.

Il sistema di garanzia del mercato elettrico a pronti è gestito da Nord Pool Spot che agisce sul mercato da controparte centrale assumendo i relativi rischi. Ai fini della partecipazione al mercato, Nord Pool richiede il versamento di margini il cui importo è pari al controvalore degli acquisti netti degli ultimi sette giorni e comunque non inferiore a 30.000 euro. Inoltre, Nord Pool si riserva il diritto, con due giorni di preavviso, di richiedere margini più elevati rispetto a quelli standard. Con riferimento alle modalità con cui i margini devono essere forniti, viene richiesta l'apertura di un conto corrente vincolato presso una delle banche con cui Nord Pool ha accordi di *settlement*. Alternativamente può essere utilizzato un conto non vincolato, ma in tal caso l'operatore dovrà fornire una garanzia rilasciata da una banca o istituzione finanziaria a favore di Nord Pool. La regolazione dei pagamenti avviene su base giornaliera, le somme a debito degli operatori vengono regolate il giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione, mentre le somme a credito vengono regolate il terzo giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione.

Il mercato elettrico spot in Spagna è organizzato da Omel, che gestisce anche il sistema di garanzia e regolazione dei pagamenti. Omel svolge sul mercato il ruolo di controparte centrale assumendone i relativi rischi.

Il sistema di garanzia in tale mercato si basa su fideiussioni e depositi vincolati che devono essere versati a favore di Omel a copertura del controvalore del debito che l'operatore contrae durante il ciclo dei pagamenti (circa 11 giorni). La regolazione dei pagamenti avviene il terzo giorno lavorativo di ogni settimana, ed è riferita alle negoziazioni concluse sul mercato la settimana precedente.

Le caratteristiche del sistema di garanzia spagnolo sono simili a quelle del sistema di garanzia utilizzato sul mercato a pronti dell'energia gestito dal GME. Entrambi, infatti, prevedono il versamento di una garanzia a copertura del controvalore del debito che l'operatore contrae durante il ciclo dei pagamenti e le offerte presentate dagli operatori vengono accettate solo se la garanzia disponibile è maggiore del controvalore dell'offerta presentata. La principale differenza tra i due sistemi è la tempistica dei pagamenti, molto più breve nel mercato spagnolo rispetto a quello italiano.

Note Box 7

(a) Per la PCE il livello di *rating* richiesto è inferiore, in quanto è una piattaforma obbligatoria sulla quale il GME è controparte per le sole partite relative ai corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT).

(b) La posizione netta a debito/credito di un operatore viene determinata facendo la somma algebrica del controvalore delle proposte di acquisto e di vendita appartenenti allo stesso periodo di fatturazione. Tale somma viene, inoltre, diminuita dell'eventuale debito netto maturato dall'operatore e relativo a periodi di fatturazione precedenti, che non siano stati ancora oggetto di regolazione dei pagamenti.

(c) I termini di regolazione dei pagamenti sono gli stessi per le partite economiche derivanti da negoziazioni effettuate sul MPE e sulla PCE, mentre per le negoziazioni concluse sul Mercato a Termine Elettrico (MTE) il termine di pagamento è anticipato di un mese (15° e 16° giorno lavorativo del mese successivo al mese di fatturazione).

3.3 IL MERCATO DI AGGIUSTAMENTO (MA)

Il Mercato di Aggiustamento è un mercato finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP. Anche nel 2008 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 Prezzi

Nel 2008 il prezzo medio ponderato con gli acquisti è stato pari a 84,95 €/MWh, in aumento di 15,58 €/MWh (+22,5%) rispetto all'anno precedente. Il rialzo più marcato è stato registrato nelle *ore fuori picco dei lavorativi* (+19,82 €/MWh; +43,7%) in cui il prezzo si è attestato a 65,14 €/MWh; seguono i giorni *festivi* (+16,78 €/MWh; +29,1%) e le *ore di picco* (+14,85 €/MWh; +15,7%). In aumento anche la volatilità dei prezzi, con il relativo indice che è salito dai 16,58 €/MWh del 2007 ai 18,90 €/MWh del 2008 (Tab. 3.30).

L'evoluzione annuale del prezzo medio di acquisto su MA mostra la stretta correlazione con il corrispondente prezzo di MGP, di cui ricalca la dinamica mantenendosi però, negli ultimi due anni, leggermente più basso nel livello medio (Fig. 3.37).

€/MWh	2008				2007				Variazione		
	Media	Min	Max	Indice di volatilità IVA	Media	Min	Max	Indice di volatilità IVA	€/MWh	%	Delta PUN
Totale	84,95	6,56	422,27	18,90	69,36	0,00	250,09	16,58	15,58	22,5%	-2,05
<i>Lavorativo</i>	88,65	10,00	422,27	19,22	73,06	1,25	250,09	17,32	15,59	21,3%	-2,42
<i>Picco</i>	109,36	33,26	422,27	24,63	94,52	20,10	250,09	24,40	14,85	15,7%	-5,01
<i>Fuori picco</i>	65,14	10,00	250,00	13,82	45,32	1,25	195,82	10,24	19,82	43,7%	-2,61
<i>Festivo</i>	74,39	6,56	250,00	18,17	57,61	0,00	214,93	14,92	16,78	29,1%	-3,50

Tab. 3.30

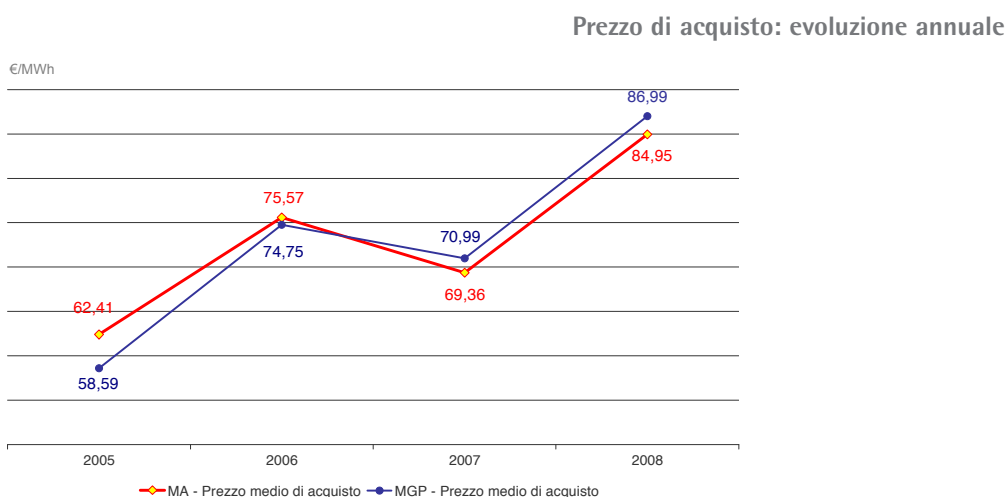


Fig. 3.37

I prezzi medi zionali si sono attestati su tre livelli; in quello più basso la zona Nord con un valore pari a 79,82 €/MWh e il Centro Nord con 81,44 €/MWh. Nel secondo livello tutte le altre zone continentali e la Sardegna con prezzi attorno agli 85 €/MWh; nel livello più alto la Sicilia con 111,07 €/MWh. Nell'isola si è anche registrata la variazione sul 2007 più marcata (+38,4%); nelle altre zone il rialzo del prezzo è oscillato tra il 20 e il 30% (Tab. 3.31 e Fig. 3.38). L'indice di volatilità dei prezzi, in aumento in tutte le zone, è stato più basso in quelle continentali e più alto nelle isole, con un massimo in Sicilia (36,85 €/MWh) (Tab. 3.31). Il prezzo massimo di 3.000 €/MWh (si veda la delibera AEEG n. 68/08 del 28 maggio 2008 en-

trata in vigore il 1° luglio 2008) è stato raggiunto in una sola ora del 6 luglio nelle zone Centro-Sud e Sud, ma senza scambi di energia, e in due ore del 9 novembre in Sicilia. L'evoluzione annuale evidenzia il progressivo aumento del divario tra il prezzo della Sicilia e quello delle altre zone, tra le quali il Nord ha sempre fatto registrare il prezzo più basso (Fig. 3.38).

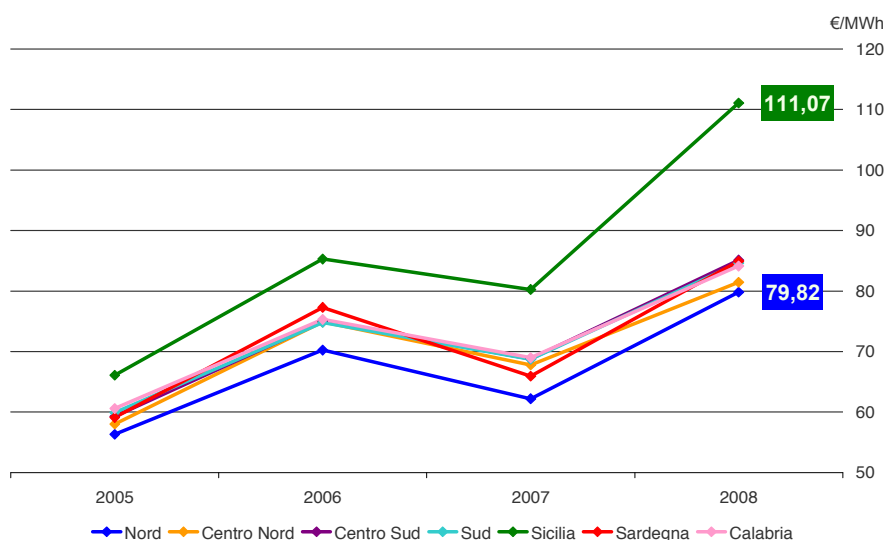
Tab. 3.31

Prezzi zionali: sintesi annuale

€/MWh	2008				2007		Var. assoluta	Var. %
	Media	Min	Max	Indice IVA di Volatilità IVA	Media	Indice di Volatilità IVA		
NORD	79,82	0,00	500,00	18,73	62,20	16,84	17,62	28,3%
CENTRO NORD	81,44	0,00	500,00	19,85	67,76	17,97	13,68	20,2%
CENTRO SUD	85,11	0,00	3.000,00	23,27	68,77	18,55	16,34	23,8%
SUD	84,61	0,00	3.000,00	23,34	68,75	18,54	15,86	23,1%
CALABRIA	84,12	0,00	500,00	23,65	68,96	19,17	15,15	22,0%
SICILIA	111,07	0,00	3.000,00	36,85	80,26	25,49	30,81	38,4%
SARDEGNA	84,92	0,00	500,00	28,22	65,91	26,84	19,01	28,8%

Fig. 3.38

Prezzi zionali



3.3.2 Volumi

Nel 2008 i volumi complessivamente scambiati su MA sono stati pari a 11,7 milioni di MWh in riduzione (-8,8%) rispetto all'anno precedente, e pari a 3,5% dei volumi scambiati sul MGP (a fronte del 3,9% nel 2007) (Tab. 3.32).

A livello macrozonale, i volumi venduti si sono ridotti in tutte le macro zone, con variazioni comprese tra il 5,9% della MzNord e il 16,2% della MzSicilia; fa eccezione la MzSardegna che ha segnato un aumento del 17,6%. Il peso delle vendite nelle zone continentali (Nord e Sud) è rimasto stabile attorno al 90%. Il rapporto tra le vendite su MA e quelle su MGP in tutte le macrozone è variato attorno al 4%, in lieve calo rispetto al 2007.

I volumi acquistati si sono ridotti su base annua nella MzNord (-13,9%) e in MzSicilia (-29,7%); sono invece aumentati nella MzSud (+7,6%) e nella MzSardegna (+6,9%). Nelle macrozone Nord e Sud si sono concentrati rispettivamente il 59,5% e il 31,1% dei volumi complessivamente acquistati. Quanto al rapporto tra acquisti su MA e acquisti su MGP, quello più alto si è registrato nella MzNord (3,8%), il più basso nella MzSicilia (2,9%) (Tab. 3.32).

L'andamento annuale dei volumi evidenzia una flessione nell'ultimo anno dopo il forte aumento registrato nel 2007 (Fig. 3.39).

Volumi acquistati e venduti

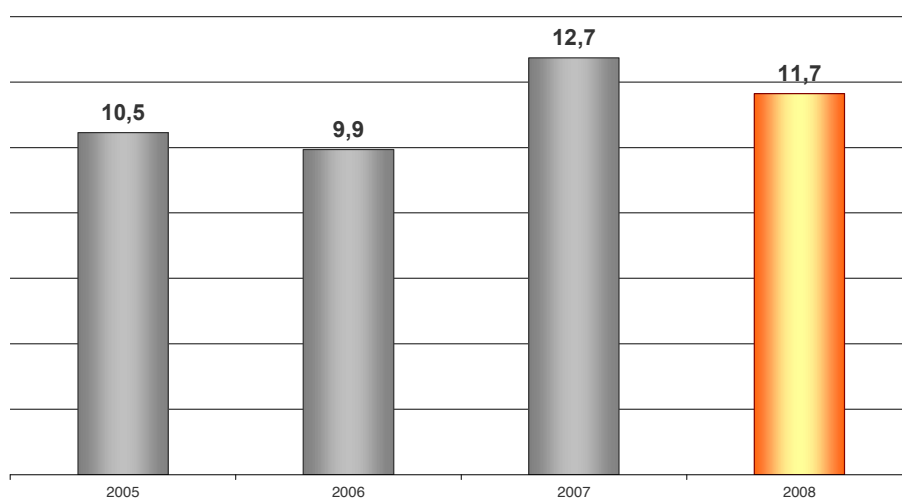
Tab. 3.32

MWh	Vendite					Acquisti					Delta
	Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	Media
MzNord	6.243.384	711	-5,9%	53,6%	4,0%	6.933.512	789	-13,9%	59,5%	3,8%	-79
MzSud	4.132.454	470	-13,5%	35,5%	4,0%	3.626.491	413	7,6%	31,1%	3,1%	58
MzSicilia	791.010	90	-16,2%	6,8%	3,9%	592.042	67	-29,7%	5,1%	2,9%	23
MzSardegna	484.059	55	17,6%	4,2%	4,1%	366.863	42	6,9%	3,1%	3,0%	13
Italia	11.650.908	1.326	-8,8%	100,0%	4,0%	11.518.908	1.311	-8,6%	98,9%	3,5%	15
Eestero	0	0	-15,9%	0,0%	0,0%	132.000	15	-20,1%	1,1%	1,8%	-15
Totale	11.650.908	1.326	-8,8%	100,0%	3,5%	11.650.908	1.326	-8,8%	100,0%	3,5%	0

Volumi scambiati su MA

Fig. 3.39

Milioni di MWh



L'energia scambiata su MA ha influito sulla dislocazione territoriale della produzione spostando, in media ogni ora, 79 MWh dalla MzNord al resto del paese. Come nel 2007 anche nel 2008 si sono registrati acquisti sulle zone estere, pari a 132 mila MWh, che hanno comportato una maggiore produzione media oraria nazionale di 15 MWh. L'analisi per tipologia di impianto evidenzia che gli scambi su MA hanno determinato complessivamente la sostituzione di produzione a ciclo combinato (-136 mila MWh medi orari) con produzione idroelettrica (+153 mila MWh) (Fig. 3.40 e 3.41).

Vendite e acquisti per tipologia di impianto

Fig. 3.40

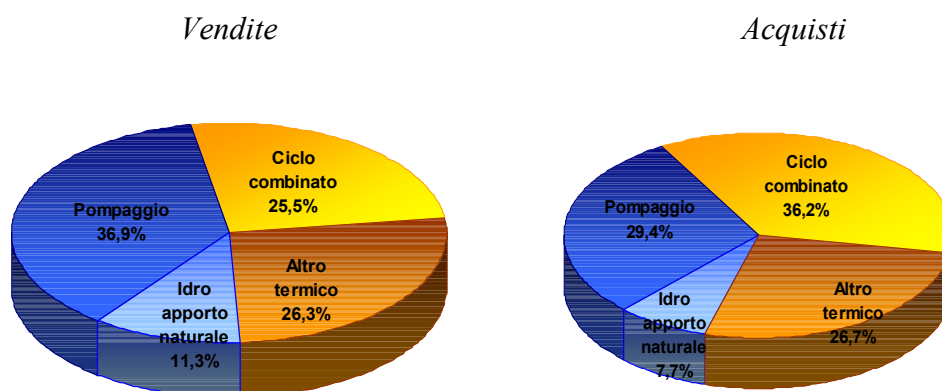
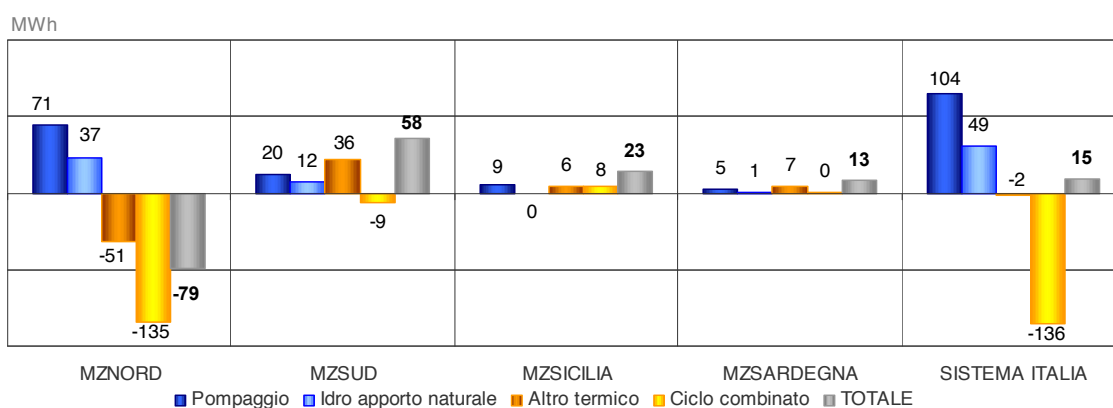


Fig. 3.41

Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto: media oraria



3.4 IL MERCATO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (MSD)

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

Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD *ex-ante*) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD *ex-post*) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

3.4.1 MSD *ex ante*

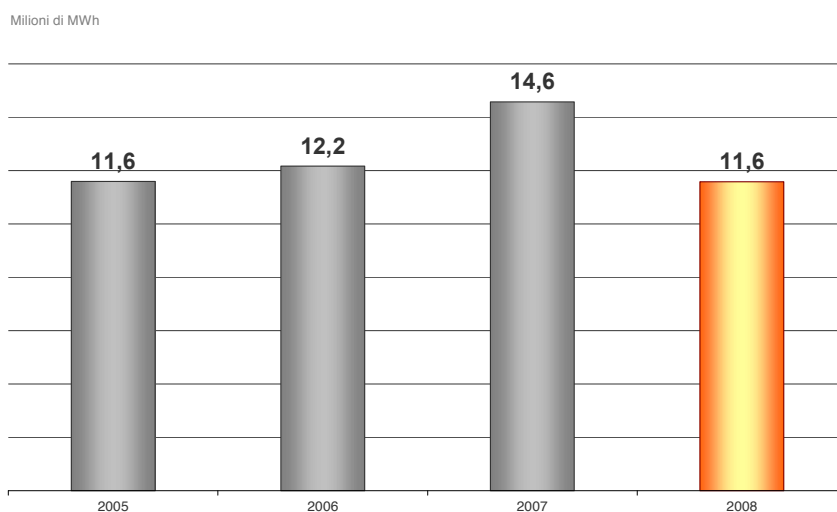
Nel 2008 su MSD *ex ante* a salire Terna ha acquistato 11,6 milioni di MWh (pari a 1.318 MWh in media oraria) in flessione del 20,8% rispetto al 2007 e pari al 3,5% degli acquisti su MGP (era il 4,4% l'anno precedente). A livello macrozonale gli acquisti di Terna hanno evidenziato una dinamica opposta tra zone continentali e insulari; in notevole riduzione le prime (-32,3% nella MzSud; -28,3% nella MzNord), in aumento le seconde, più contenuto per la MzSicilia (+4,5%) e più deciso per la MzSardegna (+56,1%). Quest'ultima ha raddoppiato anche il proprio peso percentuale sul totale scambiato a svantaggio delle macrozone continentali. La quota degli acquisti su MSD in rapporto a quelli complessivi su MGP, è variata tra l'1,4% della MzNord e il 12,0% della MzSardegna (Tab. 3.33).

L'andamento annuale dei volumi acquistati da Terna mostra una dinamica crescente tra il 2005 e il 2007, interrotta dalla decisa riduzione dell'ultimo anno, con i volumi tornati ai livelli del 2005 (Fig. 3.42).

Tab. 3.33

Volumi scambiati su MSD *ex ante* a salire

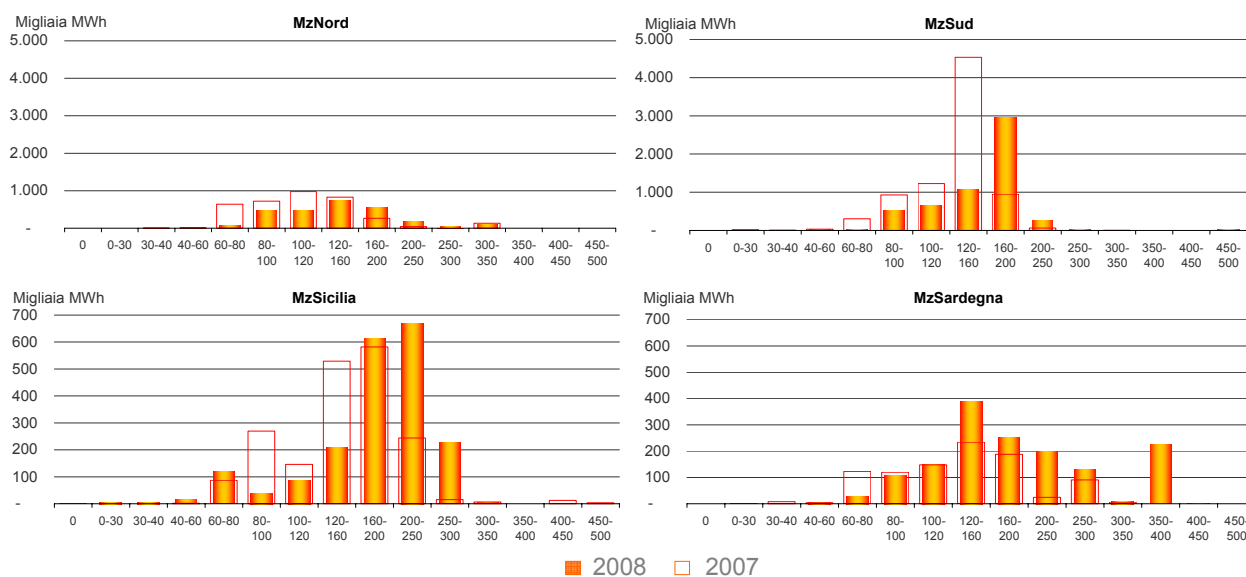
MWh	2008				2007				Variazione
	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	
MzNord	2.621.252	298	22,6%	1,4%	3.643.421	416	25,0%	2,0%	-28,3%
MzSud	5.486.080	625	47,4%	4,7%	8.087.198	923	55,5%	7,1%	-32,3%
MzSicilia	1.990.109	227	17,2%	9,7%	1.898.347	217	13,0%	9,5%	4,5%
MzSardegna	1.482.378	169	12,8%	12,0%	947.331	108	6,5%	7,6%	56,1%
Italia	11.579.819	1.318	100,0%	3,5%	14.576.298	1.664	100,0%	4,4%	-20,8%



La distribuzione dei volumi acquistati da Terna per classi di prezzo nell'ultimo anno evidenzia una generale riduzione nelle classi fino a 160 €/MWh e un aumento in quelle più alte; in Sardegna maggiori volumi si riscontrano già dalle classi superiori ai 120 €/MWh (Fig. 3.43).

Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo

Fig. 3.43



Nel 2008 su MSD ex ante a scendere Terna ha venduto 11,3 milioni di MWh (pari a una media oraria di 1.282 MWh) con una diminuzione tendenziale del 6,6%. I volumi venduti su MSD hanno rappresentato il 3,4% di quelli scambiati su MGP (quota prossima al 3,6% del 2007). A livello macrozonale le vendite di Terna appaiono notevolmente ridotte nella MzSud (-20,6%), in debole calo nella MzNord (-3,1%) e nella MzSardegna (-2,2%), mentre nella MzSicilia si registra un netto incremento (+22,1%) (Tab. 3.34).

L'andamento annuale mostra il ridimensionamento dei volumi venduti da Terna negli ultimi anni (Fig. 3.44).

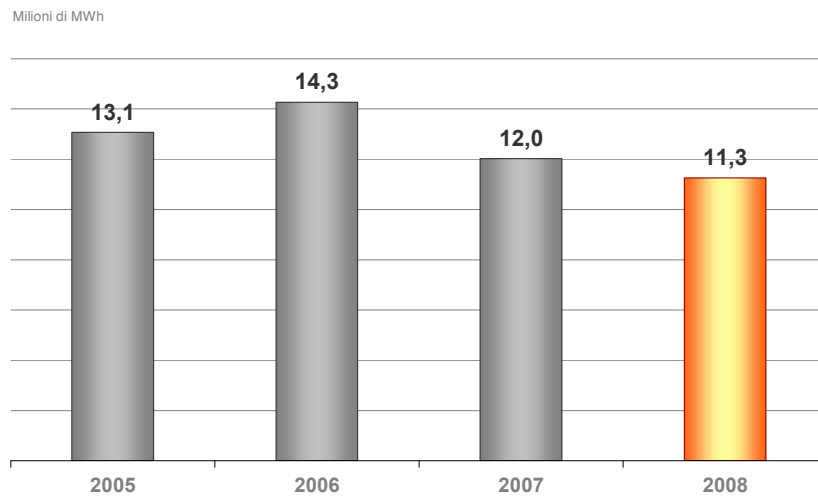
Tab. 3.34

Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere

MWh	2008				2007				Variazione
	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	
MzNord	6.642.370	756	59,0%	3,7%	6.838.047	781	56,9%	3,8%	-3,1%
MzSud	2.771.046	315	24,6%	2,4%	3.480.871	397	28,9%	3,0%	-20,6%
MzSicilia	863.997	98	7,7%	4,2%	705.755	81	5,9%	3,5%	22,1%
MzSardegna	981.396	112	8,7%	8,0%	1.000.571	114	8,3%	8,1%	-2,2%
Italia	11.258.809	1.282	100,0%	3,4%	12.025.243	1.373	100,0%	3,6%	-6,6%

Fig. 3.44

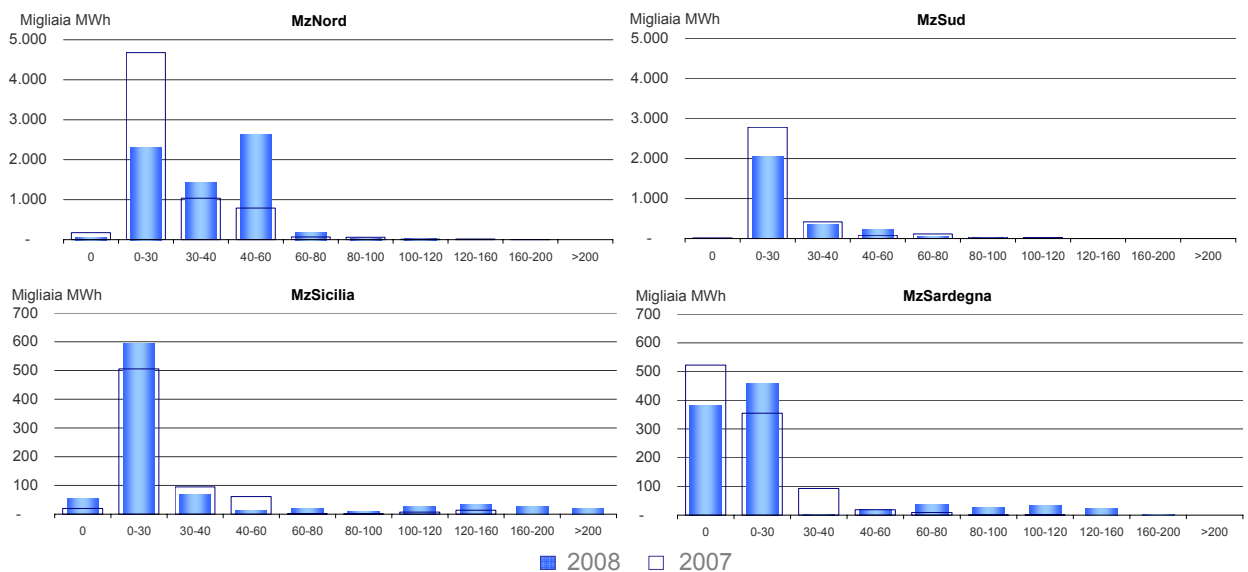
Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere



La distribuzione dei volumi venduti per classi di prezzo conferma la classe [0-30] come quella dove si concentrano maggiormente gli scambi, con l'eccezione della MzNord in cui la classe [40-60] raccoglie i volumi più elevati. Nella MzSardegna, Terna ha venduto una parte significativa, anche se in calo rispetto al 2007, di volumi a 0 €/MWh (Fig. 3.45).

Fig. 3.45

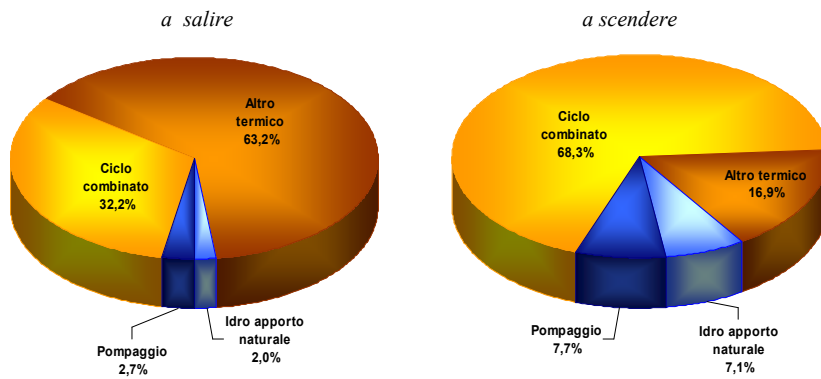
Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo



Nel 2008 il 63,2% dei volumi acquistati da Terna è stato offerto da impianti termoelettrici tradizionali (-2,9 punti percentuali rispetto all'anno precedente), il 32,2% (+3,8 p.p.) da impianti a ciclo combinato e il restante 4,7% (-0,9 p.p.) da impianti idroelettrici, in prevalenza pompaggi (2,7%, -0,7 p.p.). La riduzione dei programmi di produzione relativa ai volumi venduti da Terna su MSD, ha interessato per il 68,3% (+9,6 p.p.) impianti a ciclo combinato, per il 16,9% (-11,9 p.p.) impianti termoelettrici tradizionali e per il restante 14,8% (+2,2 p.p.) impianti idroelettrici (Fig. 3.46).

Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto

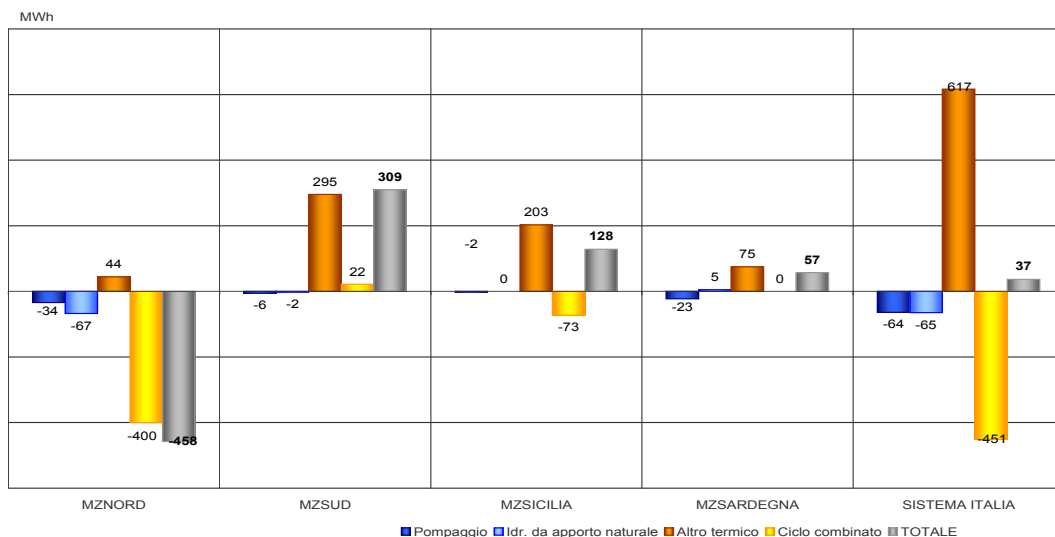
Fig. 3.46



Nel complesso su MSD ex ante gli acquisti di Terna hanno superato le vendite, in media oraria, di 37 MWh determinando una maggiore produzione da impianti termici tradizionali (+617 MWh) e una riduzione di quelli a ciclo combinato (-451 MWh) e idroelettrici (-129 MWh). A livello territoriale nella MzNord, mediamente ogni ora, è stata ridotta la produzione di 458 MWh (ascrivibili quasi per intero a impianti a ciclo combinato) mentre è stata aumentata quella della MzSud di 309 MWh (provenienti in larga parte da impianti termici tradizionali), della MzSicilia (+128 MWh) e della MzSardegna (+57 MWh) (Fig. 3.47).

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

Fig. 3.47



3.4.2 MSD ex post

Su MSD ex post a salire nel 2008 Terna ha acquistato 9,7 milioni di MWh, in aumento del 3,4% rispetto all'anno precedente e pari al 2,9% dei volumi scambiati su MGP (in linea con il 2,8% del 2007). A livello macrozonale, gli acquisti del TSO si sono ridotti nella MzSud (-9,4%) e nella MzSicilia (-8,8%), a fronte di una crescita nella MzNord (+18,8%) e nella MzSardegna (+34,6%). La quota degli acquisti rispetto a quelli di MGP è variata tra il 2,3% della MzNord e il 5,0% della

MzSicilia (Tab. 3.35).

L'andamento annuale mostra una leggera ripresa degli acquisti di Terna nel 2008 dopo la decisa flessione del 2007 (Fig. 3.48).

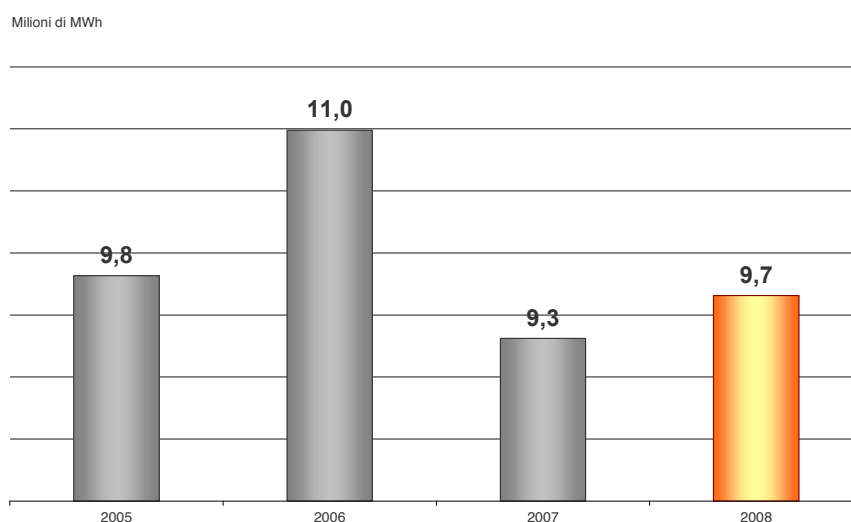
Tab. 3.35

Volumi scambiati su MSD ex post a salire

MWh	2008				2007				Variazione
	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	
MzNord	4.173.875	475	43,2%	2,3%	3.504.687	400	37,6%	2,0%	18,8%
MzSud	3.849.190	438	39,9%	3,3%	4.234.866	483	45,5%	3,7%	-9,4%
MzSicilia	1.025.108	117	10,6%	5,0%	1.121.294	128	12,0%	5,6%	-8,8%
MzSardegna	607.359	69	6,3%	4,9%	449.897	51	4,8%	3,6%	34,6%
Italia	9.655.533	1.099	100,0%	2,9%	9.310.743	1.063	100,0%	2,8%	3,4%

Fig. 3.48

Volumi scambiati su MSD ex post a salire



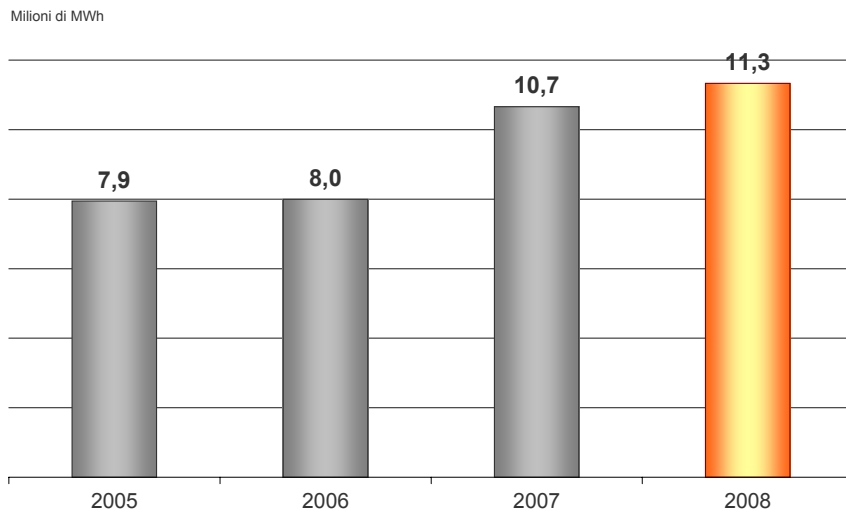
Su MSD ex post a scendere nel 2008 Terna ha venduto 11,3 milioni di MWh in aumento del 6% rispetto all'anno precedente e con una quota del 3,4% dei volumi su MGP (era 3,2% nel 2007). A livello macrozonale le vendite di Terna si sono ridotte solo nella MzSardegna (-16,3%) mentre sono aumentate nella macrozona Nord (+6,9%) e Sud (+7,7%) e, in maniera ancor più marcata, in Sicilia (+14,7%). La quota dei volumi venduti rispetto a quelli acquistati su MGP è variata tra il 3,1% della MzSud e il 5,5% della MzSardegna (Tab. 3.36).

L'andamento annuale rivela il *trend* ascendente delle vendite del TSO degli ultimi due anni (Fig. 3.49).

Tab. 3.36

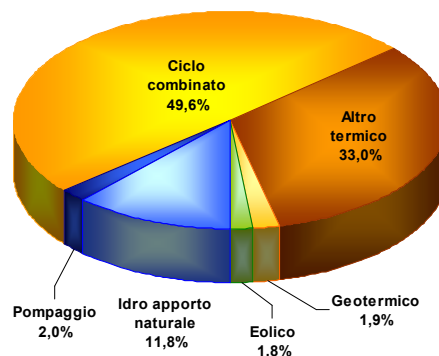
Volumi scambiati su MSD ex post a scendere

MWh	2008				2007				Variazione
	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media	% sul totale	Quota/MGP	
MzNord	6.124.147	697	54,0%	3,4%	5.713.353	652	53,6%	3,2%	6,9%
MzSud	3.577.353	407	31,6%	3,1%	3.312.504	378	31,1%	2,9%	7,7%
MzSicilia	957.871	109	8,5%	4,7%	833.176	95	7,8%	4,2%	14,7%
MzSardegna	671.995	77	5,9%	5,5%	800.304	91	7,5%	6,5%	-16,3%
Italia	11.331.366	1.290	100,0%	3,4%	10.659.337	1.217	100,0%	3,2%	6,0%



A valle di MSD ex post la quota delle vendite degli impianti a ciclo combinato sul totale delle vendite nazionali, è stata pari al 49,6% (+1,5 p.p. rispetto al 2007); gli impianti termici tradizionali si sono attestati al 33,0% (-5,0 p.p.), gli impianti idroelettrici al 13,8% (stabili al 2,0% i pompaggi, in aumento di 2,6 p.p. gli impianti ad apporto naturale). La quota degli impianti eolici è salita all'1,8% (+1,0 p.p.) mentre quella dei geotermici è rimasta stabile all'1,9% (Fig. 3.50).

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



3.5 LA PIATTAFORMA DEI CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Sulla Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) possono essere registrate sia transazioni commerciali di compravendita di energia a termine, sia i relativi programmi fisici di immissione e prelievo. La PCE, che dal 1° aprile 2007 ha sostituito la Piattaforma Bilaterali (PB), ha rappresentato una tappa importante nell'evoluzione del mercato elettrico poiché ha introdotto una maggiore flessibilità permettendo a ogni operatore di fare *trading*, rivendendo o riacquistando (in base alle proprie esigenze) quanto precedentemente acquistato/venduto sulla PCE stessa.

Complessivamente le transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2008 sono state 27.169, per un totale di 152,4 milioni di MWh, con una crescita del 3,0% rispetto all'anno precedente. Va precisato che per il confronto con il 2007 si fa riferimento al periodo maggio-dicembre. I contratti *non-standard* sono stati, in termini di volumi, quelli maggiormente utilizzati (66,6%), anche se hanno evidenziato un lieve calo rispetto all'anno precedente (-3,0%). Tra i contratti *standard* invece il più utilizzato è stato il profilo *baseload* (20,1%), anche se il profilo *peak* è quello che ha segnato la crescita più consistente (+38,2%) (Tab. 3.37).

Sulla PCE sono stati registrati anche 9 contratti (3 *baseload*, 6 *peak*) conclusi sul Mercato Elettrico a Termine (MTE), per complessive 57,6 migliaia di MWh.

Il complesso delle transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2008 ha determinato una posizione netta dei conti energia di 122,8 milioni di MWh che ha mostrato una dinamica di segno opposto rispetto alle transazioni (-3,1%).

I programmi fisici registrati nei conti in immissione sono stati 112,3 milioni di MWh (di cui 2,3 milioni di MWh con indicazione di prezzo) con una flessione del 7,4% rispetto all'anno precedente e pari al 91,4% della posizione netta. I programmi fisici registrati nei conti in prelievo sono stati 104,4 milioni di MWh (tutti senza indicazione di prezzo) con una flessione del 3,5% rispetto all'anno precedente e pari all'85% della posizione netta (Tab. 3.38).

Tab. 3.37

Transazioni registrate e posizione netta

2008	Numero	MWh	Var %	Struttura
PCE (netto MTE)				
<i>Baseload</i>	5.083	30.680.745	20,8%	20,1%
<i>Off Peak</i>	558	8.946.983	-10,0%	5,9%
<i>Peak</i>	1.495	11.187.852	38,2%	7,3%
<i>Week-end</i>	4	13.200	-	0,0%
Totale Standard	7.140	50.828.780	17,7%	33,3%
NonStandard	20.029	101.533.152	-3,0%	66,6%
Totale	27.169	152.361.932	3,0%	100,0%
MTE				
<i>Baseload</i>	3	24.000	-	0,0%
<i>Peak</i>	6	33.600	-	0,0%
Totale	9	57.600	-	0,0%
Totale PCE	27.178	152.419.532	3,0%	100,0%
POSIZIONE NETTA		122.842.343	-3,1%	

Tab. 3.38

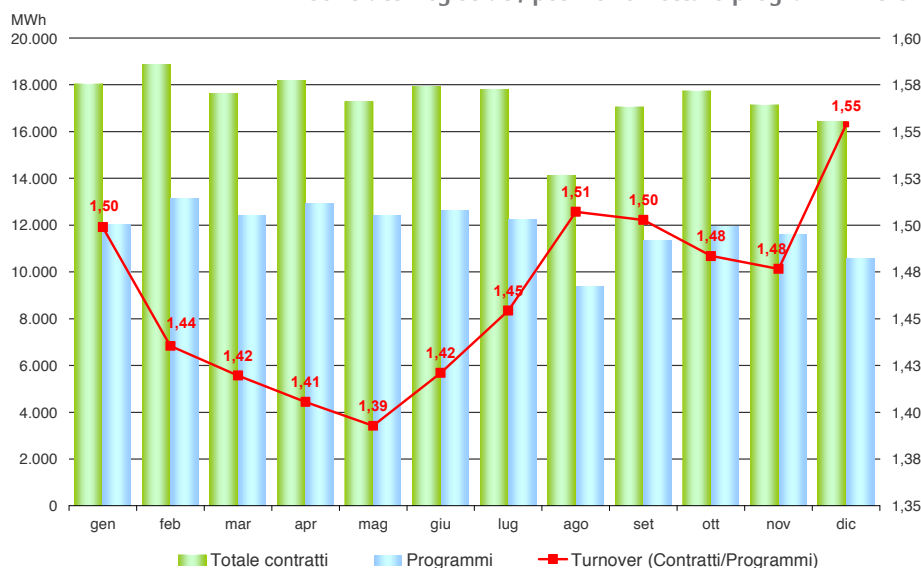
Programmi registrati in immissione e in prelievo

	Immissione			Prelievo		
	MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Richiesti	113.046.465	-6,9%	100,0%	104.437.430	-3,5%	100,0%
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.971.513	-53,0%	2,6%	-	-100,0%	0,0%
Registrati	112.303.436	-7,4%	99,3%	104.409.559	-3,5%	100,0%
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.303.684	-64,3%	2,0%	-	-100,0%	0,0%
Rifiutati	743.029	253,0%	0,7%	27.871	35,0%	0,0%
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	667.828	297,8%	0,6%	-	-100,0%	0,0%
Saldo programmi	7.985.871	-39,2%		91.994	-	

Il rapporto tra contratti registrati e programmi fisici effettivamente eseguiti, che per semplicità viene chiamato *turnover*, consente di valutare il peso complessivo delle operazioni eseguite dai partecipanti al mercato con finalità di pura gestione dei propri portafogli energia, quindi non direttamente riconducibili alle esigenze concrete di approvvigionamento e vendita di elettricità. Il *turnover*, che pertanto rappresenta una misura del grado di flessibilità della PCE e di quanto tali potenzialità siano state sfruttate dagli operatori, nel 2008 è oscillato tra un minimo di 1,39 registrato a maggio, e un massimo di 1,55 verificatosi a dicembre. Se si eccettua il mese di maggio, il *turnover* è stato sempre superiore a quello del corrispondente mese del 2007 (Fig. 3.51).

Contratti registrati, posizione netta e programmi fisici: media oraria

Fig. 3.51



I contratti *non standard* sono stati utilizzati prevalentemente con periodo di consegna di una settimana (45,9%) o per periodi inferiori (39,4%). I contratti *standard* per contro hanno privilegiato periodi di consegna più estesi: i contratti mensili hanno rappresentato infatti il 57,1% dei *baseload*, il 72,0% degli *off peak* e il 63,5% dei *peak* (Tab. 3.39).

Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto

Tab. 3.39

2008 Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	2,1%	4,8%	33,3%	2,4%	57,1%	0,3%	100%
Off Peak	0,1%	5,3%	22,4%	0,3%	72,0%	-	100%
Peak	6,0%	11,6%	18,1%	0,8%	63,5%	-	100%
Week-end	-	100,0%	-	-	-	-	100%
Totale Standard	2,6%	6,4%	28,0%	1,7%	61,1%	0,2%	100%
NonStandard	27,9%	11,5%	45,9%	8,3%	5,7%	0,7%	100%
Totale	19,5%	9,8%	40,0%	6,1%	24,2%	0,6%	100%
	(25,9%)	(11,0%)	(36,7%)	(3,8%)	(22,0%)	(0,6%)	(100,0%)

NB: Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Le due tipologie di contratto si sono differenziate anche per un altro aspetto: più del 90% dei contratti *non standard* è stato registrato con un anticipo minimo rispetto alla consegna (2-5 giorni); al contrario il 61,4% dei contratti *standard* è stato registrato con maggiore anticipo (più di 5 giorni) (Tab. 3.40).

Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna

Tab. 3.40

2008 Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	4,9%	7,0%	17,7%	12,5%	57,9%	100%
Off Peak	0,2%	4,5%	18,9%	3,9%	72,5%	100%
Peak	10,2%	6,3%	16,8%	4,2%	62,5%	100%
Week-end	27,3%	72,7%	-	-	-	100%
Totale Standard	5,3%	6,4%	17,7%	9,2%	61,4%	100%
NonStandard	33,5%	15,1%	31,7%	11,2%	8,5%	100%
Totale	24,0%	12,2%	27,1%	10,5%	26,2%	100%
	(34,9%)	(15,0%)	(17,3%)	(11,8%)	(21,0%)	(100,0%)

NB: Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Rispetto al 2007 è diminuita sia la percentuale dei contratti di breve durata (inferiore alla settimana) passata dal 36,9% al 29,3%, sia la percentuale dei contratti registrati l'ultimo giorno utile prima della consegna, passata dal 34,9% al 24,0%.

La quota dei contratti di natura prevalentemente fisica, in cui il venditore è titolare di un conto in immissione e l'acquirente è titolare di un conto in prelievo, si è attestata all'82,0% (era dell'86,2% nel 2007). Della quota residua (18,0%), che esprime l'utilizzo da parte degli operatori della flessibilità offerta dalla PCE, la maggior parte (15,2%) ha previsto come controparti due titolari di conti in prelievo (Tab. 3.41).

Tab. 3.41

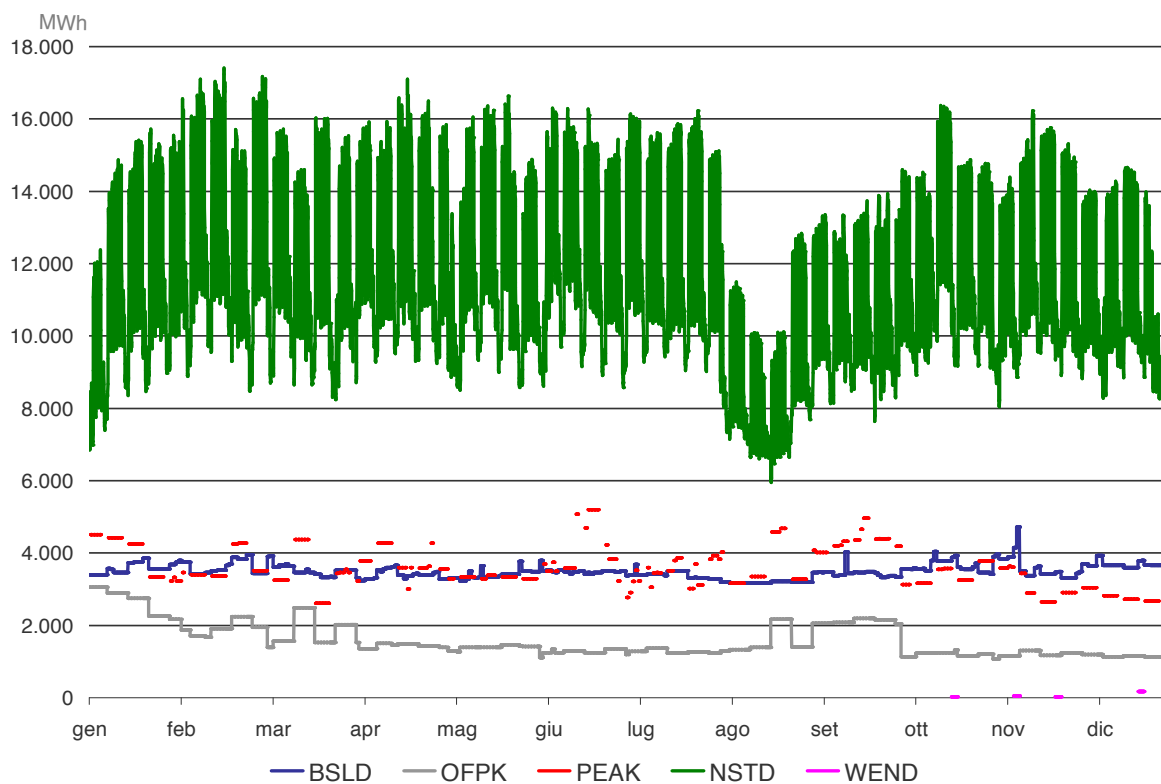
Contratti registrati per profilo: % per tipologia conti movimentati

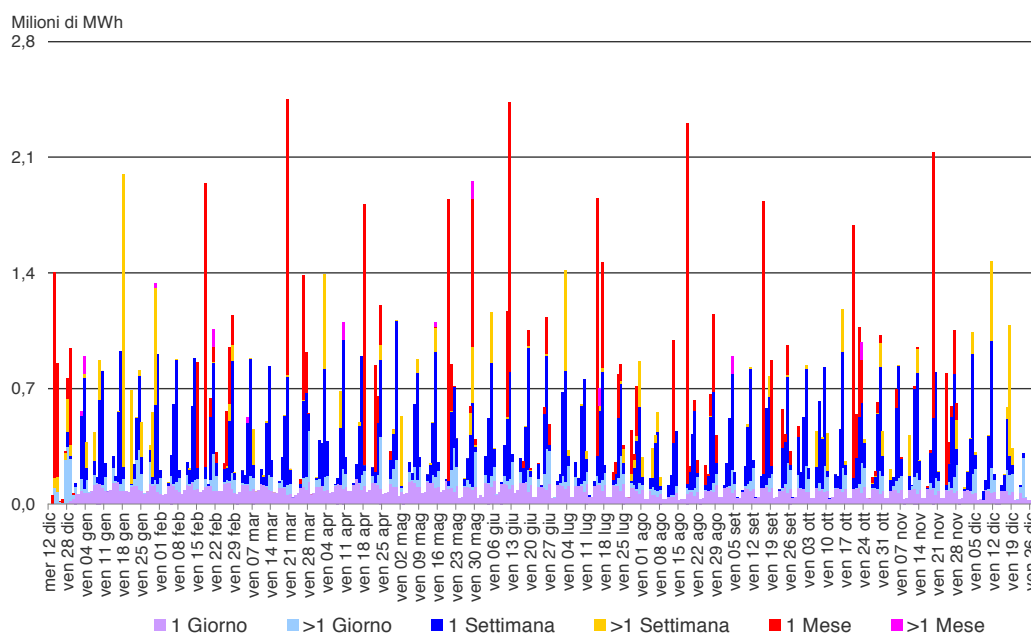
Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	
Baseload	85,4%	1,3%	2,3%	11,0%	100%
Off Peak	80,1%	4,8%	1,7%	13,4%	100%
Peak	73,2%	3,3%	1,6%	21,9%	100%
Week-end	18,2%	-	72,7%	9,1%	-100%
Totale Standard	81,8%	2,4%	2,0%	13,8%	100%
NonStandard	82,1%	0,9%	1,1%	15,9%	100%
Totale	82,0%	1,4%	1,4%	15,2%	100%
	(86,2%)	(1,2%)	(0,8%)	(11,7%)	(100,0%)

NB: Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig. 3.52

Contratti registrati per profilo: andamento orario





3.6 LA PIATTAFORMA DI AGGIUSTAMENTO BILATERALE (PAB)

La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la Domanda (PAB) è una piattaforma informatica che consente agli operatori in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica acquistata precedentemente sia attraverso contratti bilaterali che sulla borsa elettrica.

Nel corso del 2008, ultimo anno di operatività della PAB, sono stati scambiati complessivamente 0,5 milioni di MWh, pari in media oraria a 63 MWh, con un sensibile calo (-83,5%) rispetto all'anno precedente e pari allo 0,2% dei volumi scambiati su MGP. A livello territoriale, gli scambi di energia su PAB hanno riguardato prevalentemente le macrozone continentali: la MzNord con l'80,8% dei volumi e la MzSud con il 19,2% (Tab. 3.42).

L'andamento annuale evidenzia l'accentuazione della parabola discendente dei volumi scambiati, iniziata con l'avvio della PCE nel mese di maggio 2007 (Fig. 3.54).

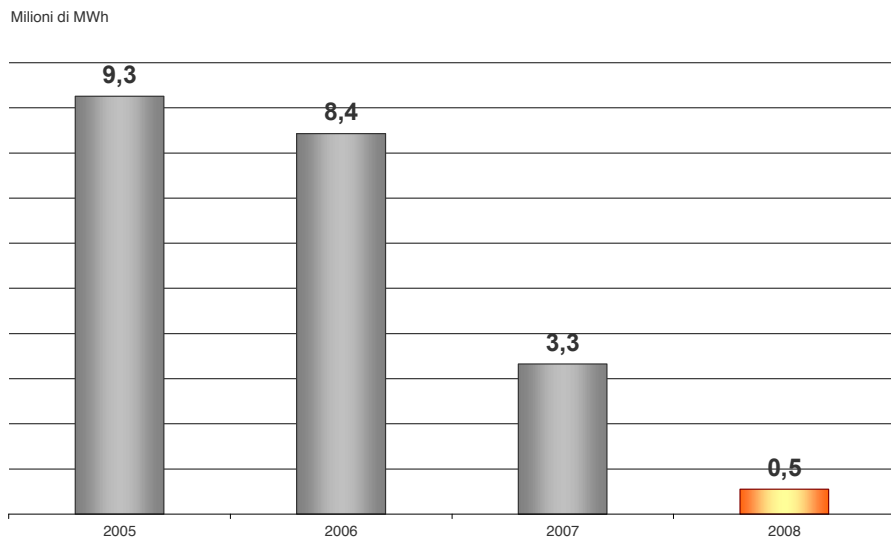
Volumi scambiati su PAB

Tab. 3.42

MWh	2008				2007				Variazione	
	Totale	Media	Struttura	% su MGP	Totale	Media	Struttura	% su MGP	%	
MzNord	444.295	51	80,8%	0,2%	2.944.199	336	88,4%	1,6%	-85,0%	
MzSud	105.372	12	19,2%	0,1%	309.235	35	9,3%	0,3%	-66,0%	
MzSicilia	195	0	0,0%	0,0%	24.140	3	0,7%	0,1%	-99,2%	
MzSardegna	-	-	-	0,0%	51.828	6	1,6%	0,4%	-	
Totale	549.861	63	100,0%	0,2%	3.329.402	380	100,0%	1,0%	-83,5%	

Fig. 3.54

Volumi scambiati su PAB



4. I MERCATI A TERMINE ELETTRICI

Il 3 novembre 2008 sono stati lanciati in Italia due mercati a termine regolamentati per l'energia elettrica che, sebbene abbiano natura e struttura molto diversa, risultano tra loro complementari.

Il primo, organizzato dal GME, è denominato MTE (Mercato a Termine Elettrico) e consente di negoziare contratti fisici con durata massima pari a un mese per i quali è previsto l'obbligo di consegna a scadenza. Il secondo, di natura finanziaria, gestito da Borsa Italiana e denominato IDEX, offre contratti *futures* con scadenza mensile, trimestrale e annuale liquidati esclusivamente per contanti.

Si tratta di due strumenti importanti che forniscono agli operatori la possibilità di gestire in maniera molto più flessibile i propri portafogli di energia e rappresentano una tappa ulteriore, nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore, verso il completamento del disegno del mercato elettrico.

L'Italia si allinea così agli *standard* dei principali paesi europei in cui i mercati a termine si sono sviluppati già da alcuni anni.

Mercati a termine elettrici europei e prodotti negoziati

Tab. 4.1

MERCATI A TERMINE	FUTURES	FORWARDS	OPZIONI	Contratti per Differenza	Regolamento alla consegna
APX UK					
(Regno Unito)		X			Fisico
ICE					
(Regno Unito)	X				Fisico
EEX					
(Germania)	X		X		Fisico e Finanziario*
ENDEX					
(Olanda)	X	X			Fisico
GME					
(Italia)		X			Fisico
IDEX					
(Italia)	X				Finanziario
Nord Pool					
(Paesi scandinavi)	X	X	X	X	Finanziario
OMIP					
(Spagna e Portogallo)	X				Fisico e Finanziario
Powernext					
(Francia)	X				Fisico

* Regolamento per contanti alla scadenza (*cash settlement*)

Fonte: informazioni raccolte dai siti web dei singoli mercati

Sebbene appaia prematuro fare dei bilanci, si può sostenere che gli scambi stentino a decollare, cosa in certa misura fisiologica in quanto le negoziazioni sui mercati regolamentati, per molti operatori, soprattutto di piccole dimensioni, richiedono un profondo mutamento delle modalità di gestione dei portafogli energia. Sarà quindi necessario un periodo di aggiustamento durante il quale i soggetti attivi nel settore possano acquisire fiducia nel modo in cui tali mercati funzionano e nella significatività dei prezzi che esprimono. Un fatto sicuramente positivo è che cominciano a emergere segnali di prezzo trasparenti su un orizzonte temporale più lungo (superiore a un anno) che in precedenza, segnali che possono costituire un buon punto di riferimento per gli operatori, anche al momento di concludere transazioni sul mercato bilaterale. Resta da notare infine come i bassi volumi osservati sui mercati a termine possano, almeno in parte, dipendere dalle incertezze che circondano l'evoluzione futura del quadro regolatorio a seguito delle recenti iniziative legislative che si prefiggono di cambiare in maniera sostanziale il disegno del mercato elettrico.

4.1 Il funzionamento di MTE

Su MTE vengono negoziati blocchi di energia elettrica a termine con obbligo di consegna fisica a scadenza. Sono disponibili contratti sia con profilo *baseload* che *peakload* mentre i periodi di consegna sono settimanali e mensili. Il 16 febbraio 2009 sono stati introdotti anche contratti giornalieri allo scopo di venire incontro alle esigenze di aggiustamento dei portafogli che gli operatori possono avere in prossimità del momento della consegna.

L'obbligo di consegna fisica ha suggerito, al fine di salvaguardare le esigenze di sicurezza e stabilità del sistema elettrico, di integrare pienamente MTE con la PCE, la Piattaforma dei Conti Energia a Termine. In tal modo si giustificano la struttura e le modalità di funzionamento adottate per MTE:

- partecipazione al mercato limitata ai soli utenti del dispacciamento o ai soggetti da questi delegati;
- possibilità di immettere una proposta di negoziazione sul *book* solo se il conto energia dell'operatore sulla PCE ha sufficiente capienza e vi sono adeguate garanzie economiche;
- divieto di compiere operazioni allo scoperto, ossia che comportino una posizione netta di acquisto su un conto energia in immissione o di vendita su un conto energia in prelievo;
- immediata registrazione sulla PCE delle posizioni fisiche derivanti da contratti conclusi su MTE;
- orizzonte temporale massimo coperto dai contratti disponibili su MTE fissato in 60 giorni, che corrispondono al periodo massimo di consegna previsto per la registrazione delle transazioni di energia elettrica sulla PCE.

La principale limitazione consiste nel fatto che, alla luce dei vincoli temporali previsti sulla PCE per la registrazione delle transazioni e della struttura del sistema di garanzia del mercato elettrico, non è consentito per ora offrire contratti con periodo di consegna superiore al mese e non ne possono essere quotati contemporaneamente più di uno.

Esistono però anche dei vantaggi non trascurabili, soprattutto in una fase di *start up*. L'immediata registrazione sulla PCE delle transazioni concluse su MTE, dà all'operatore la possibilità di visualizzare, in tempo praticamente reale, tutte le transazioni eseguite, indipendentemente dalla loro provenienza (MTE o OTC), potendo in tal modo tenere costantemente sotto controllo l'evoluzione della propria posizione netta. Inoltre le forniture di energia elettrica negoziate entrano immediatamente nella piena disponibilità dell'operatore che, in base alle proprie esigenze, potrebbe in qualsiasi momento, prima che inizi il periodo di consegna, rinegoziarle liberamente anche OTC.

Anche il sistema di gestione delle garanzie e le modalità di regolamento delle partite economiche sono del tutto analoghi a quelli utilizzati sugli altri segmenti del mercato elettrico. Il GME agisce da controparte centrale fornendo su richiesta anche il servizio di registrazione delle transazioni concluse OTC. Le garanzie sono basate su fideiussioni a copertura del controvalore totale delle transazioni eseguite e, pur essendo i sistemi di garanzia di MTE e degli altri mercati elettrici (MGP/MA) distinti, è possibile presentare un'unica fideiussione, il cui ammontare può essere ripartito dall'operatore sui vari mercati cui partecipa. In tal modo, oltre a razionalizzare il sistema, si riducono i costi operativi sopportati dagli operatori, un aspetto cui è stata prestata particolare attenzione. La microstruttura del mercato è stata studiata infatti in modo da semplificare al massimo le regole di negoziazione, immissione e gestione degli ordini, per venire incontro a quei soggetti che possono avere difficoltà ad acquisire l'*expertise* e il *know how*, oltre alle strutture di *trading* e *back-office* spesso indispensabili per operare sui mercati a termine finanziari.

4.1.1 Andamento delle negoziazioni su MTE

Nel primo trimestre di funzionamento gli operatori attivi su MTE sono stati 8: 5 dal lato dell'offerta e 8 da quello della domanda.

Tab. 4.2

OPERATORI	Partecipazione a MTE	
	Mercato	OTC
con almeno un'offerta	8	
di vendita	5	
di acquisto	8	
con almeno un abbinamento	2	-
di vendita	1	-
di acquisto	1	-

Tab. 4.3

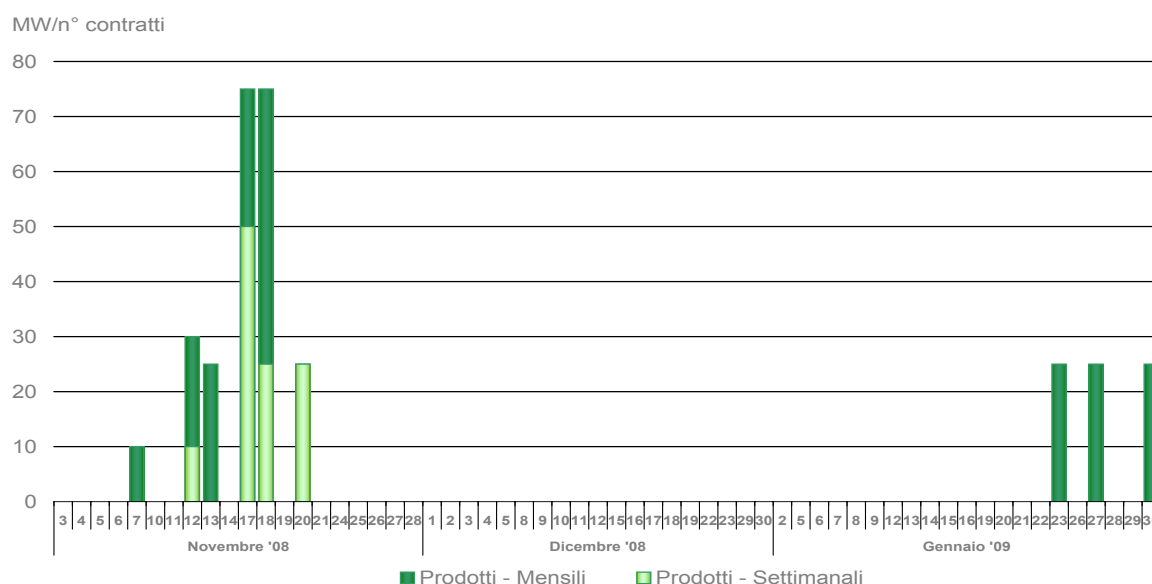
	Volumi di scambio su MTE per tipologia contrattuale				
	Prezzi			Volumi	
	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	Riferimento* €/MWh	N° contratti MW	Totali MWh
Prodotti Baseload					
BL-W-2008-48	90,00	90,00	90,00	10	1.680
BL-M-2008-12	92,50	93,50	92,50	30	22.320
BL-M-2009-02	77,85	78,10	77,85	50	33.600
BL-M-2009-03	76,00	76,00	76,00	25	18.575
Totale Baseload				115	76.175
Prodotti Peakload					
PL-W-2008-48	121,50	122,00	121,50	100	6.000
PL-M-2008-12	119,25	124,00	119,25	100	27.600
Totale Peakload				200	33.600
TOTALE				315	109.775

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

Sono stati complessivamente negoziati circa 110.000 MWh, di cui oltre 76.000 MWh aventi profilo *baseload* e il rimanente con profilo *peakload*. Con riferimento al profilo di consegna invece, la quasi totalità dei volumi ha riguardato i contratti mensili, in quanto quelli settimanali hanno fatto registrare contrattazioni per soli 7.680 MWh.

Fig. 4.1

Volumi scambiati su MTE per data



Da un punto di vista temporale si nota una certa concentrazione degli scambi, la maggior parte dei quali sono stati eseguiti nelle prime tre settimane di novembre 2008¹, mentre le rimanenti contrattazioni hanno avuto luogo nell'ultima settimana di gennaio 2009.

4.2 Il funzionamento di IDEX

Su IDEX si possono negoziare contratti *futures* aventi profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Il sottostante è il prezzo unico nazionale (Pun) dell'energia elettrica. Il numero di contratti quotati contemporaneamente è costante e pari a: 3 contratti mensili, 4 trimestrali e 1 annuale.

La liquidazione viene effettuata per contanti e riguarda solo il contratto con durata più breve, quello mensile. Per gli altri, in prossimità dell'inizio del periodo di consegna (il quart'ultimo giorno lavorativo precedente), viene applicato il meccanismo del *cascading*, che implica la loro suddivisione in un numero equivalente di contratti con un periodo di consegna inferiore. In tal modo un contratto trimestrale viene spezzato in tre contratti mensili (il primo dei quali va in liquidazione) mentre un contratto annuale viene scomposto in tre contratti mensili e tre trimestrali.

Per ogni contratto ammesso a quotazione esistono quindi due fasi:

- *trading*, durante la quale è possibile negoziarlo, aumentando o, se del caso, diminuendo l'esposizione attraverso il riacquisto/vendita di contratti venduti/acquistati in precedenza;
- liquidazione, in cui non è più possibile operare e, alla fine del periodo di consegna, si riceve o si paga il differenziale tra l'ultimo prezzo fatto registrare dal contratto nel periodo di *trading* e il valore del Pun nel mese di riferimento, che ovviamente è disponibile solo *ex-post*.

Per fornire liquidità al mercato è prevista la presenza di *market maker* che si impegnano a fornire in maniera continuativa quotazioni in acquisto e vendita per volumi minimi e all'interno di uno *spread* predefinito che, al momento, è di 2,5 €/MWh per i contratti mensili e di 3 €/MWh per gli altri. Esiste inoltre una funzionalità, definita di "*block trades*", che consente di eseguire transazioni di dimensioni elevate, rispetto a quelle sostenibili senza muovere eccessivamente i prezzi, al di fuori del *bid-ask spread* presente sul *book* di negoziazione. La quantità minima di tali scambi deve essere pari a 100 contratti mensili, 30 trimestrali e 15 annuali. L'effetto è analogo a quello che in altri mercati viene ottenuto dando agli operatori la possibilità di registrare contratti conclusi OTC ai fini di *clearing* e *settlement*. Per gli operatori il vantaggio è che in tal modo riescono a gestire meglio il rischio di controparte in quanto possono utilizzare i servizi della *clearing house* (CH).

Il sistema di compensazione del mercato IDEX è gestito dalla Cassa di Compensazione & Garanzia (CC&G), la CH del gruppo Borsa Italiana, che agisce da controparte centrale e a cui i membri del mercato devono necessariamente aderire. Esistono tre diverse modalità di adesione al sistema di compensazione:

- partecipante generale: è controparte diretta della CC&G per le proprie operazioni e per quelle dei partecipanti indiretti cui fornisce tale servizio;
- partecipante diretto: è controparte diretta della CC&G solo per le proprie operazioni;
- partecipante indiretto: deve siglare un accordo con un partecipante generale di cui diviene controparte.

Solo gli intermediari finanziari possono assumere una delle prime due qualifiche, mentre le imprese elettriche, alle quali è consentito di operare solo in conto proprio, devono necessariamente avvalersi di un partecipante generale.

Attualmente sono stati ammessi a negoziare su IDEX 14 soggetti, di cui 6 operatori elettrici e uno che agisce da *market maker*. Gli altri soggetti, per accedere al mercato, devono avvalersi di un intermediario finanziario che raccolga ed esegua i loro ordini.

La CC&G, al fine di assicurare il buon fine dei contratti raccoglie margini differenziati per il periodo di *trading* e quello di liquidazione, visti i diversi profili di rischio che li caratterizzano.

Nel primo caso l'entità è più alta per i contratti più vicini a scadenza e con periodo di consegna inferiore, i quali sono caratterizzati da maggiore volatilità e di conseguenza perdite potenziali da coprire, più elevate².

1 SI RICORDA CHE L'APPROVAZIONE DEL DECRETO-LEGGE 185/2008, DENOMINATO DECRETO ANTI-CRISI, IN CUI VENGONO INDICATI I PRINCIPI CUI ISPIRARE LA RIFORMA DEL DISEGNO DEL MERCATO ELETTRICO, È AVVENUTA NEL CORSO DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI TENUTOSI IL 29 NOVEMBRE 2008.

2 È PREVISTO UN FATTORE DI COMPENSAZIONE DEI MARGINI, PARI AL 55%, PER POSIZIONI DI SEGNO OPPOSTO ASSUNTE SU CONTRATTI TRIMESTRALI E ANNUALI CON PERIODI DI CONSEGNA DIVERSI.

CONTRATTO	Margine Iniziale
Futures mensile - 1° mese	14%
Futures mensile - 2° mese	11%
Futures mensile - 3° mese	7%
Futures trimestrale - 1° trimestre	8%
Futures trimestrale - 2° trimestre	7%
Futures trimestrale - 3° trimestre	7%
Futures trimestrale - 4° trimestre	7%
Futures annuale	7%

Fonte: CC&G

Durante il periodo di liquidazione i margini sono più cospicui, perché non è possibile ricalcolarli e adeguarli giornalmente attraverso il meccanismo del *mark-to-market*, ma devono coprire il massimo differenziale potenziale che potrebbe emergere nel corso del mese di consegna tra il Pun medio e l'ultimo prezzo di regolamento del contratto durante la fase di negoziazione. Inoltre tengono conto delle ciclicità stagionali dei consumi, che possono influenzare in maniera rilevante l'andamento dei prezzi e la loro volatilità. L'entità varia di conseguenza in maniera rilevante passando dal 13% previsto per il mese di settembre al 63% di luglio.

MESE	Margine
Gennaio	43%
Febbraio	40%
Marzo	38%
Aprile	20%
Maggio	20%
Giugno	25%
Luglio	63%
Agosto	18%
Settembre	13%
Ottobre	25%
Novembre	43%
Dicembre	25%

Fonte: CC&G

4.2.1 Andamento delle negoziazioni su IDEX

Le contrattazioni svolte su IDEX hanno avuto una evoluzione simile a quella osservata su MTE. Agli oltre 1,2 TWh scambiati nel mese di novembre 2008, è seguito un mercato ridimensionamento nel mese di dicembre (0,33 TWh) mentre a gennaio si è assistito a una discreta ripresa (0,73 TWh).

I contratti annuali sono stati i più trattati, grazie agli 0,83 TWh negoziati durante il primo mese di attività del mercato, quando tra l'altro era in pieno svolgimento la campagna per il rinnovo dei contratti bilaterali per le forniture relative all'anno 2009. Volumi complessivi per 0,87 TWh, oltre la metà dei quali scambiati a gennaio 2009, hanno riguardato i contratti trimestrali mentre quelli mensili si sono fermati leggermente al di sotto di 0,4 TWh.

Tab. 4.6

Volumi di contrattazione su IDEX (dati in MWh)

Contratti	Periodo			
	Novembre 2008	Dicembre 2008	Gennaio 2009	Totale
Mensili	152.568	91.972	142.295	386.835
Trimestrali	275.100	138.027	459.241	872.368
Annuali	832.200	96.360	131.400	1.059.960
Totale	1.259.868	326.359	732.936	2.319.163

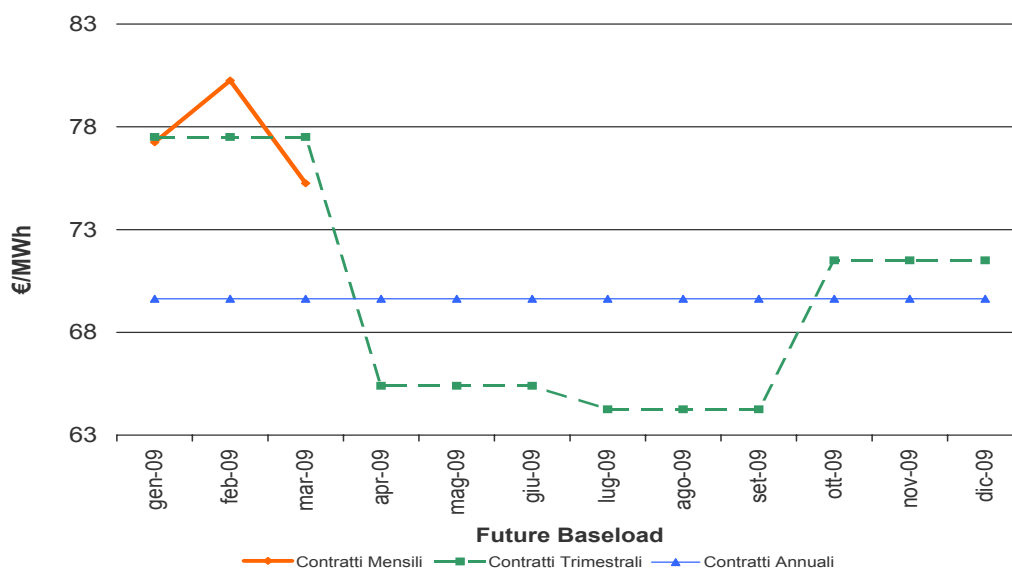
Fonte: Elaborazione GME su dati Borsa Italiana

A fine dicembre la curva *forward* espressa da IDEX era in linea sia con le rilevazioni riguardanti i prezzi prevalenti sul mercato dei bilaterali che con le analoghe curve *forward* dei principali combustibili energetici, in particolare petrolio. Al 22 dicembre 2008 la situazione era la seguente³:

- le quotazioni dei tre contratti mensili (gennaio, febbraio e marzo) erano comprese tra 75,25 e 80,25 €/MWh;
- i contratti relativi al I° e al IV° trimestre 2009 quotavano rispettivamente 77,5 e 71,5 €/MWh, mentre gli altri due si collocavano intorno ai 65 €/MWh;
- il contratto annuale ha chiuso a 69,63 €/MWh, un valore di poco inferiore ai 72 €/MWh stimati per i contratti bilaterali a prezzo fisso conclusi OTC.

Fig. 4.2

Curva forward IDEX (quotazioni del 22 dicembre 2008)



Fonte: Elaborazione GME su dati Borsa Italiana

Nei primi due mesi di negoziazione si è assistito a una progressiva riduzione delle quotazioni di tutti i contratti, con quello annuale che ha perso quasi 13 €/MWh, in linea con quanto avvenuto sui principali mercati limitrofi dell'Europa continentale, EEX e Powernext. Ciò è confermato dal fatto che lo *spread* tra IDEX e tali mercati ha subito modifiche di lieve entità, chiudendo l'anno a 8,9 €/MWh rispetto a Powernext e a 13,4 €/MWh nei confronti di EEX.

Tab. 4.7

Prezzi di regolamento del contratto annuale 2009 su IDEX, EEX e Powernext (dati in €/MWh)

Mercato	Data	Prezzo	Δ(€/MWh)	Mercato	Data	Prezzo	Δ(€/MWh)
IDEX	3-nov-08	82,65		IDEX	22-dic-08	69,63	
Powernext	3-nov-08	74,05	8,60	Powernext	22-dic-08	60,73	8,90
EEX	3-nov-08	68,20	14,45	EEX	22-dic-08	56,21	13,42

Fonte: siti web di Borsa Italiana, Powernext ed EEX

³ Il GIORNO È STATO SCELTO ESSENDO L'ULTIMO NEL QUALE È STATO NEGOZIATO SU IDEX IL CONTRATTO ANNUALE PER CONSEGNA 2009.

La tendenza al ribasso ha continuato a proseguire nelle prime settimane dell'anno in corso, come si evince dall'analisi della curva *forward* al 13 febbraio 2009, con i contratti trimestrali che erano quotati all'interno di un *range* inferiore a 9 €/MWh. I prezzi erano infatti compresi tra i 59,5 €/MWh del II° trimestre 2009 e i 68,38 €/MWh del I° trimestre 2010. In quest'ultimo caso si deve notare una riduzione, rispetto a inizio anno, di oltre 5 €/MWh.

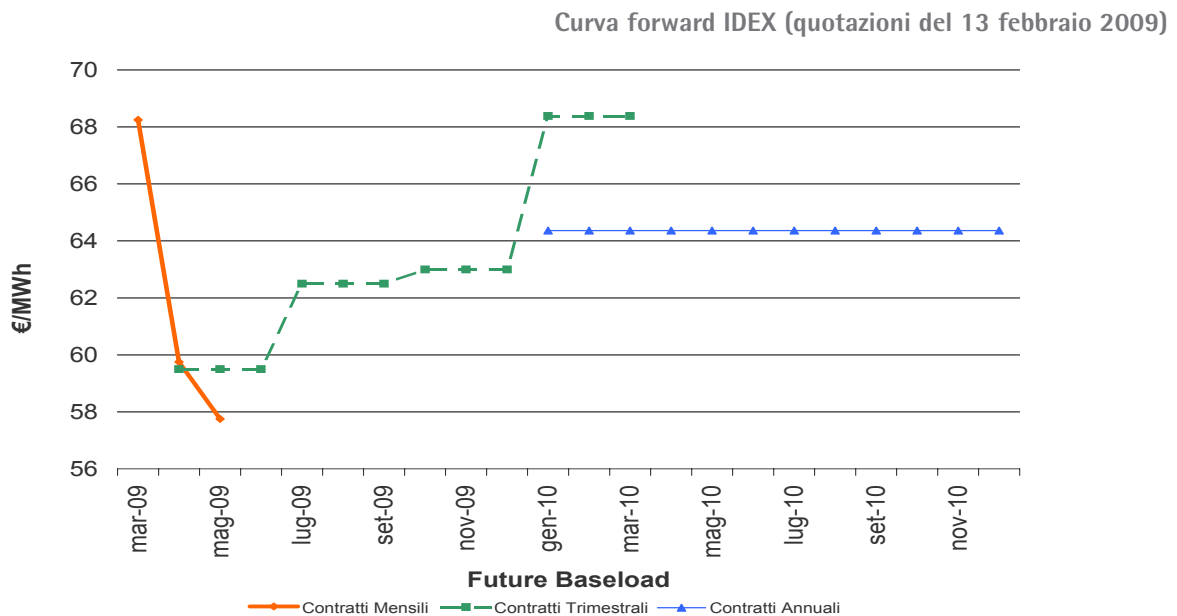


Fig. 4.3

Fonte: Elaborazione GME su dati Borsa Italiana

Con riferimento al contratto annuale per consegna 2010, i prezzi, nel primo mese e mezzo dell'anno in corso hanno perso oltre 6 €/MWh, attestandosi, il 13 febbraio, a 64,36 €/MWh. In questo caso la diminuzione è stata meno evidente che nei mercati esteri, cosa che ha comportato un allargamento dello *spread* rispetto a Powernext da 10,52 a 15,16 €/MWh e di quello nei confronti di EEX da 13,75 a 16,51 €/MWh. Il fenomeno è analogo a quello che emerge dall'analisi delle quotazioni a pronti in cui, essendo il mercato italiano connotato da bassa volatilità, in termini relativi registra una *performance* migliore degli altri nei periodi in cui si manifestano pressioni rialziste sui prezzi, mentre risponde più lentamente quando si aprono dei margini per una loro riduzione.

Prezzi di regolamento del contratto annuale 2010 su IDEX, EEX e Powernext (dati in €/MWh)

Tab. 4.8

Mercato	Data	Prezzo	Δ (€/MWh)	Mercato	Data	Prezzo	Δ (€/MWh)
IDEX	2-gen-09	70,50		IDEX	13-feb-09	64,36	
Powernext	2-gen-09	59,98	10,52	Powernext	13-feb-09	49,20	15,16
EEX	2-gen-09	56,75	13,75	EEX	13-feb-09	47,85	16,51

Fonte: siti web di Borsa Italiana, Powernext ed EEX

4.3 Struttura ed evoluzione delle contrattazioni bilaterali

La mancanza di mercati regolamentati a termine e di una curva *forward* liquida, ha per lungo tempo costretto gli operatori a servirsi esclusivamente delle contrattazioni bilaterali OTC per coprirsi contro il rischio di prezzo. Questo mercato ha livelli di trasparenza molto bassi e, viste le evidenti asimmetrie informative esistenti tra produttori e consumatori, può potenzialmente condurre all'adozione di pratiche discriminatorie, con prezzi differenziati per diverse categorie di consumatori, forse giustificate dai costi associati alla gestione del rischio di controparte.

Alle caratteristiche prevalenti dei contratti di fornitura di lungo termine, siglati dagli operatori sul mercato OTC, sono in buona parte attribuibili anche il basso livello di volatilità e soprattutto i forti ritardi di aggiustamento dei prezzi dell'energia elettrica in Italia ai fondamentali. Tali contratti, infatti, prevedono formule di indicizzazione del prezzo dell'elettricità a panieri di prodotti petroliferi e altri combustibili caratterizzati da medie mobili più o meno lunghe e da ritardi di aggiornamento più o meno sensibili. Queste strutture, nate sulla falsariga dell'indicatore di costo termoelettrico (Ct) largamente utilizzato all'inizio della liberalizzazione, da un lato rispondono all'esigenza dei fornitori di gestire il rischio prezzo sui mercati dei combustibili scaricandolo a valle sui clienti finali, dall'altra garantiscono una evoluzione graduale dei prezzi in linea con quella prevista dai vecchi sistemi tariffari ormai aboliti. Sebbene da 3 anni vengano proposte agli operatori anche delle forniture a prezzo fisso,⁴ continuano ad avere un peso rilevante i contratti indicizzati, che si differenziano in base ad alcuni parametri⁵:

- sottostante: vengono presi in considerazione combustibili quali il petrolio Brent, altri greggi, gasolio, carbone, oli combustibili o loro panieri opportunamente pesati. Esistono inoltre degli indici costruiti in maniera analoga al Ct prima citato che tendono a rappresentare il costo medio di produzione di energia elettrica, tenendo conto della composizione del parco termoelettrico nazionale. L'indice di tale tipo al momento più utilizzato sembra essere l'ITEC, calcolato da ref. e Morgan Stanley;
- periodo di indicizzazione: da 3 a 12 mesi. Vengono utilizzate delle medie mobili con lunghezza costante pari al periodo di indicizzazione;
- lag temporale: è il ritardo rispetto al periodo di indicizzazione con cui il prezzo di fornitura viene aggiornato;
- frequenza di aggiornamento: denota il periodo per il quale un determinato prezzo di fornitura viene applicato, che generalmente varia tra 1 e 3 mesi;
- tasso di cambio: essendo i sottostanti generalmente quotati in dollari, i prezzi vengono convertiti in euro prevalentemente sulla base del tasso di cambio medio nel periodo di indicizzazione o nel mese di prelievo. A parità di condizioni, un apprezzamento del dollaro rende i contratti in cui è utilizzato il tasso di cambio nel mese di prelievo più onerosi.

Nelle ultime tre campagne di rinnovo dei contratti bilaterali, la cui durata copre solitamente un anno solare, è stimabile che i contratti a prezzo fisso siano stati chiusi mediamente a 64, 78 e 72 €/MWh. Lo *spread* richiesto dai venditori rispetto al valore dell'indicatore ITEC, derivato dalla sua curva *forward*, è stato compreso tra circa 16-18 €/MWh per le consegne relative al 2007 e al 2008, passando a circa 28,5 €/MWh per l'anno in corso.

Tab. 4.9

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

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

Fonte: elaborazione GME su dati Nomisma Energia e ref.

Il comportamento dei venditori, secondo gli analisti, può essere spiegato da una serie di motivazioni che hanno agito congiuntamente nell'accrescere la percezione del rischio da parte di tali soggetti, spingendoli a richiedere premi più alti per la cessione di forniture di energia elettrica a prezzo fisso:

- l'incertezza circa l'evoluzione nel breve-medio termine del quadro regolatorio e del disegno di mercato, cosa già menzionata in precedenza;
- la forte volatilità delle quotazioni dei combustibili, i quali si trovano a livelli storicamente molto bassi e che

4 IN BASE ALLE STIME EFFETTUATE DAI PRINCIPALI ISTITUTI DI RICERCA ITALIANI I CONTRATTI A PREZZO FISSO HANNO AVUTO UNA QUOTA COMPRESA TRA IL 40% E IL 50% PER LE FORNITURE RELATIVE AL 2007 E AL 2009. PER L'ANNO 2008 INVECE IL LORO PESO È STATO PARI ALL'INCIRCA AL 7%. SEMBRA CHE I CONSUMATORI CERCHINO DI SOTTOSCRIVERE CONTRATTI CON TALI CARATTERISTICHE QUANDO, DURANTE IL PERIODO IN CUI SI CENTRANO LE CONTRATTAZIONI (L'ULTIMO TRIMESTRE DELL'ANNO), SI ASSISTE A DEI TREND DECRESCENTI DEI PREZZI SUI MERCATI INTERNAZIONALI DEL PETROLIO. IN TALI FASI SEMBRANO ESSERE DISPOSTI A PAGARE DEI PREMI AL RISCHIO MOLTO ALTI, SE NON IN QUALCHE CASO OGGETTIVAMENTE ECCESSIVI, PER ASSICURARSI UN PREZZO DI FORNITURA ANNUALE COSTANTE, A LIVELLI RITENUTI CONVENIENTI.

5 FONTE: NOMISMA ENERGIA (2009), "LA CONTRATTAZIONE BILATERALE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA".

nel corso dell'anno potrebbero anche risalire incidendo in maniera significativa sui margini di guadagno. Un fenomeno analogo si è verificato nel 2008, quando il valore medio di ITEC stimato a fine 2007 in base alla curva *forward* era pari a 62,66 €/MWh, mentre quello effettivamente osservato (*ex-post*) è stato di 70,06 €/MWh, ossia di ben 7,4 €/MWh più elevato;

- la consistente riduzione dei consumi elettrici indotta dalla crisi economica, che è risultata sempre più evidente a partire dall'ultimo trimestre del 2008. In base ai dati diffusi da Terna⁶ la diminuzione tendenziale rettificata⁷ della domanda sarebbe stata del 3,8% a novembre 2008, del 6,7% a dicembre 2008 e dell'8% a gennaio 2009.

4.4 Volumi negoziati sui principali mercati a termine europei

L'Italia ha un mercato interno dell'elettricità tra i più grandi d'Europa, essendo il fabbisogno annuo stimabile intorno ai 340 TWh ed è molto attraente anche per i principali produttori esteri, in virtù di un livello dei prezzi medi maggiore di quello dei paesi limitrofi.

Da ciò deriva che le potenzialità di sviluppo dei mercati regolamentati a termine italiani sono decisamente elevate e per valutarle è utile prendere in considerazione anche i volumi che sono normalmente negoziati nei corrispondenti mercati dei principali paesi europei.

I mercati funzionanti da più anni sono lo scandinavo Nord Pool e il tedesco EEX nei quali hanno un peso estremamente importante anche le registrazioni di contratti conclusi OTC. Nel caso di Nord Pool i volumi sono costantemente al di sopra dei 2.000 TWh annui. Nell'ultimo triennio si è manifestato un *trend* favorevole alle negoziazioni eseguite direttamente sulla piattaforma del mercato, che nel 2008 hanno superato quelle relative alle registrazioni dei contratti OTC. Da notare che Nord Pool ha una struttura zonale⁸, simile a quella italiana, con un mercato a pronti in cui acquisti e vendite avvengono al prezzo che si registra nelle singole zone. Essendo questi prezzi influenzati dai vincoli di trasmissione esistenti è stato deciso che i contratti derivati avessero come sottostante il prezzo di sistema, ovvero un valore ipotetico che deriverebbe dall'incontro tra domanda e offerta nell'intero sistema senza tener conto delle limitazioni alla capacità di interconnessione tra le varie aree. Per consentire agli operatori di coprirsi nel caso (invero molto frequente) in cui i prezzi delle singole aree divergano, sono stati introdotti dei contratti differenziali che sono basati sul differenziale tra il prezzo di una zona e quello di sistema⁹. Questi contratti contribuiscono per circa un terzo ai volumi complessivi del mercato.

Sul mercato tedesco i contratti OTC registrati assumono un peso ancor più rilevante rispetto a quello osservato su Nord Pool, in quanto nel 2007 sono arrivati a rappresentare circa l'84% dei volumi complessivi, quota che si è ridotta al 76% nel 2008.

Il fenomeno testimonia come il problema della gestione del rischio di controparte non sia meno sentito dagli operatori, soprattutto tedeschi, di quello del rischio di prezzo. A tale specifica esigenza risponde appunto il servizio di registrazione dei contratti OTC, in cui il buon fine della transazione è garantito direttamente dalla CH del mercato, la quale svolge la funzione di controparte centrale.

Il terzo mercato europeo per volumi, a grande distanza dai due appena esaminati, è quello francese di Powernext, costituito a fine 2004 e caratterizzato da moderati tassi di crescita che lo hanno portato nel 2008 a registrare contrattazioni per 91 TWh.

⁶ FONTE: TERNA, RAPPORTI MENSILI SUL SISTEMA ELETTRICO, DISPONIBILI SUL SITO WEB DELLA SOCIETÀ. [HTTP://WWW.TERNA.IT](http://www.terna.it)

⁷ SI TRATTA DEL DATO DEPURATO DAGLI EFFETTI DI TEMPERATURA E CALENDARIO (NUMERO DI GIORNI LAVORATIVI PRESENTI NEL MESE DI RIFERIMENTO) CHE NOTORIAMENTE INCIDONO SUI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA.

⁸ LE ZONE CORRISPONDONO AI PAESI CHE VI PARTECIPANO: NORVEGIA, FINLANDIA, SVEZIA E DANIMARCA, CON QUEST'ULTIMA CHE È SUDDIVISA IN DUE ZONE DI MERCATO LE QUALI FANNO RIFERIMENTO ALL'AREA DI COPENAGHEN (DANIMARCA EST) E AARHUS (DANIMARCA OVEST).

⁹ IN SOSTANZA SONO DEI CONTRATTI FORWARD (HANNO LE MEDESIME MODALITÀ DI LIQUIDAZIONE) IN CUI IL SOTTOSTANTE NON È UN PREZZO MA LA DIFFERENZA TRA UN PREZZO ZONALE E QUELLO DEL SISTEMA; QUINDI IL LORO VALORE DI MERCATO PUÒ ESSERE INTERPRETATO COME UNA PREVISIONE CIRCA L'ANDAMENTO DELLO SCOSTAMENTO TRA I DUE PREZZI DURANTE IL PERIODO DI CONSEGNA. ALTRA CARATTERISTICA DI TALI CONTRATTI È CHE POSSONO AVERE UN PREZZO NEGATIVO, IN TUTTI QUEI CASI IN CUI SI PREVEDE CHE IL PREZZO ZONALE SARÀ INFERIORE A QUELLO DEL SISTEMA NORDICO. INFINE TUTTI I CONTRATTI DIFFERENZIALI (CON ESCLUSIONE DI QUELLI RIGUARDANTI L'AREA DI AARHUS) SONO SOGGETTI, COME GLI ALTRI, AL MECCANISMO DEL CASCADING.

Tab. 4.10

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

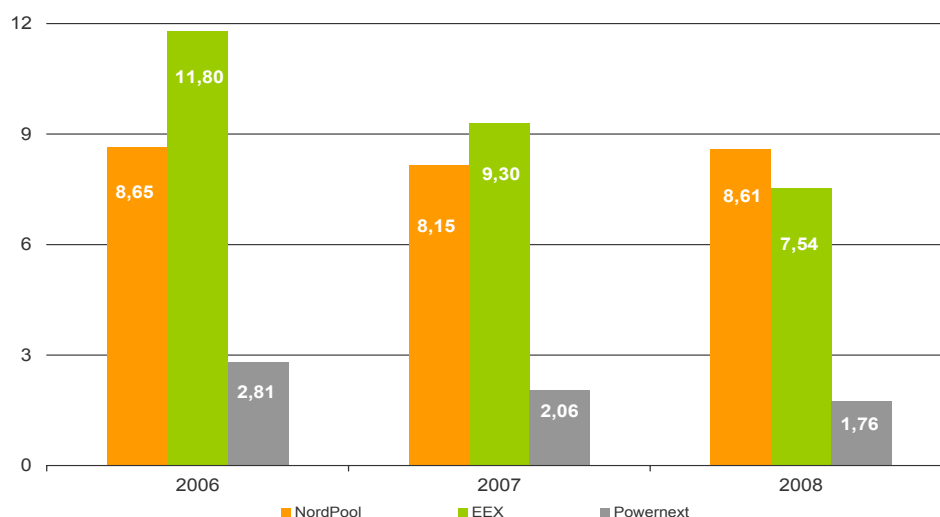
	Nord Pool			EEX			Powernext		
	Totale	Mercato	OTC	Totale	Mercato	OTC	Totale	Mercato	OTC
2006	2.160	766	1.394	1.045	385	660	83	83	--
2007	2.369	1.060	1.309	1.150	189	961	85	80	5
2008	2.562	1.427	1.136	1.165	278	887	91	87	4

Fonte: siti web dei mercati

Una misura della liquidità è rappresentata dal peso delle operazioni di puro *trading*, ossia non collegate direttamente alla consegna fisica dell'energia elettrica sottostante. Una *proxy* spesso utilizzata è il rapporto tra volumi negoziati sul mercato a termine e a pronti. Su Nord Pool tale indicatore è rimasto stabile nell'ultimo triennio, passando da 8,65 a 8,15, per poi risalire a 8,61 nel 2008. Si sta invece progressivamente riducendo per EEX, dove è sceso in due anni da 11,8 a 7,54. Ciò è imputabile alla forte crescita della liquidità sul mercato a pronti, passata tra il 2006 e il 2008 da 88,5 a 154,4 TWh.

Fig. 4.4

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



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

In maniera analoga si è evoluto il rapporto tra volumi a termine e a pronti su Powernext, che non è mai stato particolarmente elevato e nel 2008 è risultato pari solo a 1,76.

Un ultimo fattore da considerare è il numero di contratti disponibili per gli operatori, con riguardo alla profondità della curva *forward*, ossia l'orizzonte temporale coperto. La presenza di contratti con scadenza molto lunga, se dotati di sufficiente liquidità, può essere molto utile, in quanto consente di pianificare meglio le decisioni di investimento in nuova capacità produttiva, che hanno un ciclo pluriennale e per alcune tecnologie (es. nucleare e rinnovabili) anche pluridecennale¹⁰.

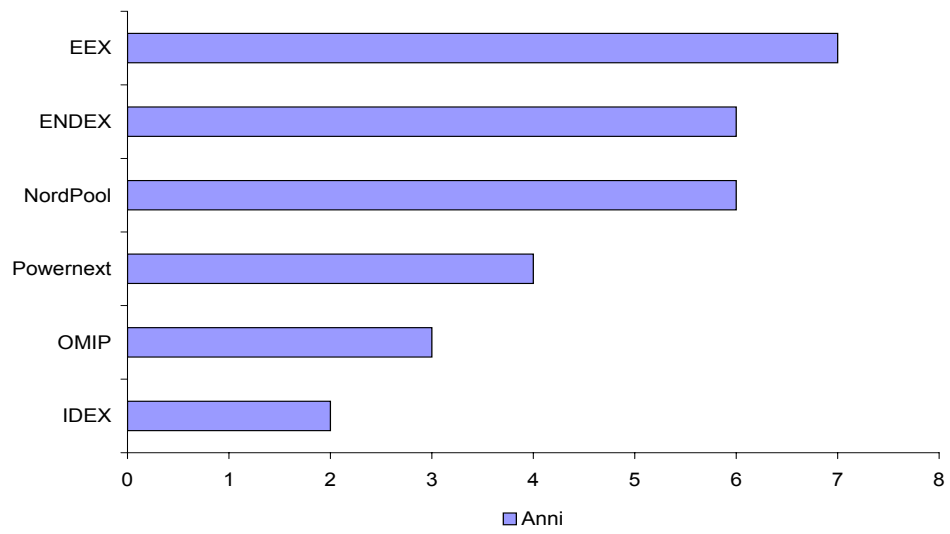
Da questo punto di vista i mercati a termine elettrici non sono ancora abbastanza sviluppati, in quanto i contratti disponibili coprono al massimo sette anni (è il caso di EEX) e la liquidità per le scadenze più lunghe risulta decisamente modesta¹¹.

¹⁰ SAREBBE POSSIBILE INFATTI ASSICURARSI CON LARGO ANTICIPO DEGLI INTROITI STABILI PER LA FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, POTENDO IN TAL MODO STIMARE CON PIÙ PRECISIONE I RENDIMENTI ATTESI E QUINDI I RISCHI CONNESSI ALL'INVESTIMENTO. CIÒ RENDEREbbe ANCHE PIÙ AGEVOLE L'ACCESSO AL CREDITO.

¹¹ SI DEVE NOTARE COME TALE CARATTERISTICA SIA COMUNE A TUTTI I MERCATI FINANZIARI A TERMINE. GLI INTERMEDIARI FINANZIARI, I QUALI HANNO LA FUNZIONE DI ASSUMERSI I RISCHI DA CUI GLI OPERATORI COMMERCIALI VOGLIONO COPRIRSI, SONO RESTII A PRENDERE POSIZIONI SCOPERTE SU PERIODI TROPPO LUNGHI CHE, ANCHE A CAUSA DELLA VOLATILITÀ DELLE QUOTAZIONI, COMPORTANO ESPOSIZIONI ESTREMAMENTE ELEVATE E COSTOSE DA GESTIRE, RIVELANDOSI NON DI RADO ANTIECONOMICHE.

Orizzonte temporale massimo coperto dai contratti negoziati sui mercati a termine europei

Fig. 4.5



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

5. I MERCATI DEL GAS

5.1 Lo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas naturale europeo

Il processo di liberalizzazione dell'industria del gas naturale, volto a promuovere la competizione *gas-to-gas*, è stato avviato dalla Commissione europea negli anni novanta¹. Gli obiettivi perseguiti sono stati quelli di assicurare l'indipendenza delle autorità nazionali di regolamentazione per facilitare l'armonizzazione regolatoria nei Paesi membri dell'Unione europea, l'introduzione di un regime di libertà d'accesso al mercato e la separazione legale dei gruppi societari verticalmente integrati, elementi propedeutici alla creazione di un mercato unico del gas naturale. Tale processo, sebbene sulla carta risulti in stato avanzato, è ancora lontano dall'essere completato. Il suo sviluppo, guidato e voluto largamente dalla Commissione europea, non è risultato uniforme nei diversi Stati dell'Unione, viste le resistenze di molti governi e industrie nazionali.

La natura stessa del gas naturale, il cui trasporto necessita di ingenti investimenti, e l'origine del suo utilizzo come prodotto sostitutivo del petrolio, ha pesantemente influenzato lo sviluppo della struttura industriale del settore e delle modalità di *pricing*.

Infatti l'industria del gas europeo, sia nella fase di *upstream*² che in quella di *downstream*³ della filiera, si è da sempre caratterizzata per la presenza di monopoli nazionali, costituiti in genere sotto forma di società per azioni, spesso a partecipazione statale, titolari della maggior parte dei contratti d'importazione, dei diritti di transito sulle principali reti estere, delle infrastrutture di trasporto nazionali, nonché di quelle di stoccaggio e, quando presenti, di rigassificazione. Per quanto riguarda il prezzo del gas, esso è stato ancorato a quello del petrolio (cd. *oil-peg*), o a un indice rappresentativo di un *basket* di prodotti petroliferi. Ciò avviene tuttora per una quota rilevante di gas, che continua a essere venduto facendo ricorso a contratti di fornitura di lungo periodo, in genere superiori ai 20 anni, che includono di solito clausole del tipo "*take or pay*". Questa pratica, attuata per minimizzare i rischi connessi agli investimenti nelle attività di produzione e nel trasporto, costituisce un ostacolo difficilmente superabile per la creazione di mercati all'ingrosso del gas liquidi e accessibili ai nuovi entranti.

Il contesto europeo⁴ continua, quindi, ad essere caratterizzato per molti paesi da una dipendenza accentuata verso l'*incumbent* verticalmente integrato lungo tutta la filiera dell'offerta. Infatti le politiche nazionali di liberalizzazione, nella maggior parte dei paesi, si sono limitate al recepimento delle prescrizioni minime delle direttive comunitarie, rendendo difficile e di scarso successo il compito dei regolatori nazionali che hanno cercato di introdurre regole e incentivi in grado di indirizzare la liquidità esistente verso i nascenti mercati all'ingrosso del gas (*Hub* fisici, virtuali o mercati regolamentati). L'ostacolo che appare più critico da rimuovere resta quindi l'esigua separazione degli interessi dell'offerta dalla gestione delle reti di trasporto, la quale crea distorsioni anche nello sviluppo delle infrastrutture e genera problemi sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti. La separazione, sia giuridica che funzionale, delle operazioni di rete dalle attività di approvvigionamento e produzione costituisce ancora un fattore fondamentale per far sì che la concorrenza sul libero mercato garantisca alle imprese europee il diritto di vendere gas in tutti gli stati membri a pari condizioni, ossia in assenza di discriminazioni o penalizzazioni.

Analogamente a quanto avvenuto per il settore elettrico, si è cercato di adottare un approccio graduale, sviluppando le cosiddette *Gas Regional Initiatives* (GRIs) promosse nella primavera del 2006 dall'ERGEG (gruppo europeo dei regolatori di elettricità e gas), con il sostegno della Commissione europea. Lo scopo è quello di facilitare lo sviluppo e l'integrazione dei mercati, attraverso la rimozione delle barriere alla negoziazione e alla concorrenza tra gruppi di paesi più simili tra loro da un punto di vista strutturale, creando tre mercati regionali⁵, per poi cercare di unificarli in un vero e proprio mercato europeo. In tale direzione vanno anche le proposte legislative di liberalizzazione introdotte nel terzo pacchetto

1 DIRETTIVA 98/30/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 22 GIUGNO 1998, CHE ISTITUISCE NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DEL GAS NATURALE, SOSTITUITA POI DALLA DIRETTIVA 03/55/CE, DEL 26 GIUGNO 2003, LA QUALE CONTIENE INDICAZIONI PIÙ PRECISE CHE STABILISCONO DATE IMPROPRORGABILI PER LA COMPLETA APERTURA DEI MERCATI DI TUTTI GLI STATI MEMBRI.

2 APPROVVIGIONAMENTO E TRASPORTO DI GAS NATURALE.

3 VENDITA DI GAS NATURALE AGLI UTILIZZATORI FINALI.

4 COMPETITION REPORT ON ENERGY SECTOR INQUIRY DELLA COMMISSIONE EUROPEA (01/07) E STATUS REVIEW DELL'ERGEG (12/08)

5 LE TRE REGIONI INDIVIDUATE SONO: LA NORTH WEST (BELGIO, DANIMARCA, FRANCIA, GERMANIA, GRAN BRETAGNA, IRLANDA DEL NORD, OLANDA, SVEZIA, NORVEGIA (OSSERVATORE)); LA SOUTH SOUTH-EAST (AUSTRIA, BULGARIA, REP. CECA, GRECIA, UNGERIA, ITALIA, POLONIA, ROMANIA, SLOVACCHIA, SLOVENIA) E LA SOUTH (FRANCIA, PORTOGALLO, SPAGNA).

energia⁶ e il Piano di Interconnessione Prioritario (PIP)⁷.

La nascita di un ristretto numero di mercati regionali, grazie anche all'attuazione delle GRI, permetterebbe, attraverso interventi diretti in tema tariffario e di contratti di gestione coordinata delle reti, la creazione di *hub* regionali, caratterizzati da maggiore liquidità, flessibilità ed efficienza, riducendo così il potere di mercato dei grandi operatori, i quali si troverebbero ad operare in un contesto maggiormente concorrenziale rispetto a quello attuale, facilitando in tal modo la creazione di borse capaci di esprimere segnali di prezzo chiari e trasparenti.

Al momento, ciò non può essere garantito a causa di un quadro normativo europeo insufficiente e disomogeneo, che ha prodotto forti distorsioni, in quanto ogni Stato membro ha adottato criteri e requisiti differenziati relativamente agli standard di flessibilità e agli obblighi di servizio pubblico. Generalmente i singoli gestori di rete (TSO) hanno responsabilità stabilite, nel migliore dei casi, su base nazionale e non di rado sono limitate a singole aree all'interno di un paese (è il caso di TIGF in Francia o degli otto TSO presenti in Germania). Di conseguenza il mercato resta frammentato e la maggior parte degli investimenti sono realizzati all'interno dei confini nazionali, mancando qualsiasi incentivo ad ottimizzare e sviluppare la rete in un'ottica più ampia di carattere regionale o pan-europeo. Pertanto si osserva un mosaico formato da TSO nazionali e sub-nazionali, con proprie regole e responsabilità nei territori di rispettiva competenza. In questo contesto appare difficile garantire investimenti sufficienti a generare nuova capacità, necessaria sia da un punto di vista della sicurezza del sistema, per affrontare al meglio eventuali periodi di criticità, sia per lo sviluppo di mercati effettivamente concorrenziali.

Non vi è dubbio che il gas naturale sia una risorsa che avrà un ruolo sempre più strategico in Europa, soprattutto per paesi quali l'Italia, la Germania, il Regno Unito e la Spagna, per cui risulta indispensabile accrescere la competitività dell'intero sistema. A tal fine la Commissione europea sta procedendo, tra l'altro, alla definizione di norme di scambio efficaci e armonizzate in materia di tariffe transfrontaliere di trasporto, meccanismi di attribuzione delle capacità e risoluzione delle congestioni alle frontiere. Su questi presupposti si potrebbe costruire un mercato più liquido, sia in termini di capacità che di volumi di scambio, quale strumento per consentire il raggiungimento degli obiettivi di diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti a costi contenuti.

Il cammino verso un mercato del gas pienamente integrato può realizzarsi concretamente se si sviluppa una rinnovata cooperazione tra i governi nazionali e un maggior coinvolgimento dei principali *stakeholder*.

5.2 Lo stato della liberalizzazione in Europa nella fase di upstream della filiera del gas naturale

Il mercato all'ingrosso europeo stenta a decollare a causa del ruolo dominante che, a livello nazionale, continuano ad avere gli *incumbent*, in particolare attraverso il controllo dell'*upstream*.

Il livello di concentrazione di mercato resta infatti elevato e negli ultimi anni non si sono registrati cambiamenti di rilievo. La quota delle tre maggiori società che forniscono gas nei mercati raggiunge spesso livelli superiori all'80%. Il gruppo GdF-Suez in Belgio ha una quota pari a 93,4%; Total, GdF e TEGAZ in Francia raggiungono il 90%, mentre l'operatore principale in Spagna ha un peso del 75% e in Italia del 66,5%. Ciò penalizza ovviamente anche lo sviluppo della concorrenza nei mercati *downstream* rendendo molto difficile la costituzione di un mercato unico a livello europeo, che necessita, tra l'altro, dell'adozione di regole chiare e armonizzate per l'utilizzo delle infrastrutture, l'interoperabilità e la trasparenza.

In molti paesi europei l'esistenza di contratti a lungo termine, spesso con durata ultradecennale, rafforza i livelli di concentrazione, in quanto riduce drasticamente la liquidità potenziale dei mercati. Non a caso i paesi in cui la produzione locale è elevata e dove il ricorso ai contratti a lungo termine è modesto (come Regno Unito e Olanda), ovvero quelli in cui sono presenti grandi impianti di rigassificazione, presentano mercati più liquidi. Il contrario avviene in quei paesi che hanno fonti di approvvigionamento limitate (ad es. Austria, Italia⁸ e Germania).

⁶ PROPOSTA DI DIRETTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, COM(2007) 529 RELATIVA A NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DEL GAS E PROPOSTA DI REGOLAMENTO COM(2007) 532 RELATIVA ALLE CONDIZIONI DI ACCESSO ALLE RETI DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE DEL 19 SETTEMBRE 2007.

⁷ COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE EUROPEA AL CONSIGLIO E AL PARLAMENTO EUROPEO COM(2006) 846, DEL 10 GENNAIO 2007, PIANO DI INTERCONNESSIONE PRIORITARIO, DOVE VIENE DESCRITTO LO STATO DI AVANZAMENTO DEI 42 PROGETTI DI INTERESSE EUROPEO NEI SETTORI DEL GAS E DELL'ELETTRICITÀ, PRENDENDO IN CONSIDERAZIONE ANCHE I TERMINALI DI GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL).

⁸ IN BASE AI DATI DIFFUSI DALL'ERGEG, CIRCA IL 46% DEI CONTRATTI STIPULATI NEL 2007 AVEVA UNA DURATA SUPERIORE A 30 ANNI.

La questione è da tempo in discussione in sede europea, dove si mira a porre un freno significativo a tale pratica, soprattutto per quei contratti conclusi tra importatori e *utilities* municipalizzate (come avviene in Germania).

Nonostante gli interventi normativi, intrapresi in sede europea, volti a una effettiva separazione tra le attività svolte in regime di monopolio e le attività potenzialmente in concorrenza (*unbundling*), permane per i nuovi entranti una reale difficoltà di accesso alle reti, non solo via gasdotto (*pipeline*) ma anche ai campi di stoccaggio e ai terminali GNL.

L'integrazione verticale conduce anche a una situazione in cui le decisioni strategiche dell'attività d'impresa e quelle su nuovi investimenti non sono adottate in base ai potenziali effetti in termini di sviluppo per l'intero sistema, ma mirano a conferire nuova capacità prevalentemente alle società coinvolte nel progetto. Da ciò consegue che, in vari casi (come in Germania, Francia e Austria), lo stato di avanzamento del processo di *unbundling* si trova ancora in una fase primordiale. Le autorità di regolamentazione non dispongono di effettivi poteri, che possano indurre gli *incumbent* a modificare le loro strategie commerciali.

L'unico paese in cui si è raggiunto un livello di competitività elevata è il Regno Unito; il processo di separazione proprietaria è stato avviato nel 1997 e completato nel 2002 con la creazione della National Grid Company. Esistono anche molti produttori *offshore* attivi nel Mare del Nord e importatori che si servono delle infrastrutture di interconnessione con il Belgio. L'unico aspetto da migliorare è quello di un maggior coordinamento, dal punto di vista regolamentare, per accrescere i livelli di integrazione con i mercati esteri. Altri paesi si stanno avviando in tale direzione. Tra questi si segnalano l'Olanda e il Belgio, i cui TSO, che sono rispettivamente GTS e FLUXYS, già operano in regime di separazione legale. Nel caso dell'Olanda, GTS non svolge attività di produzione e/o distribuzione, che sono affidate alla Nederlandse Gasunie NV e, sebbene le autorità di regolazione dichiarino soddisfacente il grado di separazione vigente, nel luglio 2008 è entrata in vigore una legge (The Law of Independence of Network Operators) che impone, entro il 2011, di completare il processo di separazione proprietaria, anche se non vengono precisate le modalità con cui raggiungere questo obiettivo. Quanto al Belgio, FLUXYS dal 2001 è legalmente separata da DISTRIGAZ che svolge attività di distribuzione.

5.3 Struttura e organizzazione dei mercati europei del gas

5.3.1 Il concetto di *trading hub* del gas

L'*hub* rappresenta il punto di trasferimento (snodo) fisico del gas, in cui due o più gasdotti sono connessi a un impianto che permette di reindirizzare i volumi di gas attraverso questi punti di interconnessione, solitamente gestiti da TSO concorrenti. Si tratta quindi di una infrastruttura che facilita gli scambi fisici e difficilmente può essere considerato un mercato. Questi luoghi (è il caso di un *hub* fisico o *point-specific hub*) sono strategicamente rilevanti in quanto, in loro prossimità, possono sorgere dei centri di mercato dove si scambia il gas passante per vari sistemi tra loro interconnessi. Questa tipologia di *hub* si trova generalmente alla frontiera tra due stati, unico luogo dove reti appartenenti a TSO diversi si possono congiungere (come ad esempio l'Emden in Olanda e Zeebrugge in Belgio).

Un *hub* virtuale (*system virtual hub*) invece non è associato a nessuno snodo fisico ma all'intero sistema infrastrutturale nazionale o regionale di competenza (es. *National Balancing Point* nel Regno Unito). Si tratta di un mercato concorrenziale al cui interno sono stati sviluppati particolari meccanismi di negoziazione del gas naturale tra i vari *competitor*, oltre a una nutrita gamma di servizi ausiliari (un *hub* virtuale può includere più di un *hub* fisico). Il meccanismo tariffario maggiormente adottato è quello di tipo *entry/exit*; un modello di flusso (ai fini del conferimento di capacità di trasporto) *entry-exit* prevede corrispettivi differenziati per i vari punti in ingresso e in uscita della rete nazionale. Tale meccanismo riconosce con maggiore correttezza i costi legati sia alla capacità impegnata che ai volumi effettivamente trasportati, oltre a riflettere meglio una realtà che a fronte del progressivo aumento del numero degli operatori, implica un sempre maggiore sganciamento dei flussi commerciali da quelli fisici.

Un ovvio vantaggio dell'esistenza di un *virtual trading hub* (o *point*) consiste nel concentrare e quindi aumentare la liquidità, che altrimenti si disperderebbe, qualora in un paese esistessero punti di entrata/uscita virtuali multipli. L'esistenza di un punto di scambio virtuale non implica di per sé la presenza di una borsa del gas, in quanto le transazioni

possono avvenire anche *Over the Counter* (OTC).

Infine esistono centri di mercato (o *market center*) indipendenti da qualsiasi tipo di infrastruttura fisica (locale o nazionale). Essi offrono servizi addizionali e meccanismi di coordinamento volti a facilitare la compravendita del gas. Tramite essi è possibile negoziare gas naturale, capacità di trasporto e stoccaggio usufruendo dei relativi servizi collaterali.

Quando invece un *market center* fa riferimento a un particolare *hub* (fisico o virtuale), allora questo centro prende il nome di *trading hub*. Ciascun *trading hub*⁹ viene gestito da una compagnia indipendente, in grado di fornire diversi servizi¹⁰ di supporto allo scambio di capacità e di gas. Le sue funzioni sono quelle tipiche di ogni mercato di scambio: facilitare le negoziazioni e ridurre i costi di transazione, migliorando l'efficienza complessiva del sistema.

Ogni *hub* ha il proprio regolamento (il c.d. *Network Code* o codice di rete), in funzione anche della specifica normativa vigente nel paese di riferimento (grado di liberalizzazione, tipo di tariffa di trasporto in vigore e così via) e delle condizioni del mercato; una tipica operazione di compravendita di gas naturale presso un *hub* consiste in due passaggi principali e distinti: la prenotazione della capacità di trasporto in entrata (di solito a valle - *downstream* - degli *entry point*) e in uscita (*upstream* degli *exit point*), nonché la procedura di bilanciamento.

In altri termini i requisiti minimi, affinché un *trading hub* risulti liquido ed efficiente, possono essere riassunti come segue:

- 1) possibilità di accesso, diretto o indiretto, ai flussi di gas e numero dei partecipanti (operatori/consumatori) attivi significativo;
- 2) presenza ridotta di barriere all'entrata per i nuovi *player* che necessitino di acquisire capacità di trasporto;
- 3) gestione del rischio di prezzo e di volume garantita a tutti i *player* a costi competitivi;
- 4) efficienza informativa e trasparenza.

5.3.2 Gli *hub* del gas europei

REGNO UNITO

La rete di trasmissione del gas naturale del Regno Unito appartiene alla National Grid plc che è proprietaria anche di quattro delle reti di distribuzione locali, mentre le altre otto appartengono alla Scozia Gas Networks, alla Wales and West Utilities e alla Northern Gas Networks.

L'*hub* del gas virtuale britannico, il National Balancing Point (NBP) è di gran lunga il più grande d'Europa e tra i più liquidi al mondo, con i 10.845 TWh negoziati nel 2008. La maggior parte del gas proviene dal Mare del Nord, da cui transitano anche ingenti quantitativi importati dalla Norvegia; da qui il gas viene immesso in uno dei cinque punti di entrata (*entry-points*), conosciuti anche come *beach terminals*: St. Fergus, Teeside, Easington, Theddlethorpe e Bacton. Le capacità disponibili ai terminali *entry/exit* vengono allocate periodicamente attraverso aste competitive, dove è offerta sia la capacità di breve che quella di lungo termine. I partecipanti al mercato sono tuttavia liberi di negoziare la capacità attraverso contratti bilaterali nel mercato OTC. L'assegnazione di capacità tramite asta competitiva, oltre a consentire agli operatori di accedere alla rete a condizioni non discriminatorie, ha fortemente aumentato la trasparenza e l'efficienza dell'intero mercato, che fornisce segnali di prezzo significativi, in grado di incentivare investimenti in nuove infrastrutture o una gestione migliore delle capacità di trasporto o di interconnessione con gli stati limitrofi esistenti.

Forniture di gas possono arrivare nel Regno Unito anche dal Belgio, tramite il gasdotto Interconnector (via *hub* di Zeebrugge), dal terminale GNL Isle of Grain e dall'Olanda attraverso il gasdotto BBL (Balgand-Bacton Line). L'Interconnector appartiene a sette società produttrici di gas e gran parte della sua capacità è assegnata a circa 15 *shipper* attraverso contratti di lungo termine, che dovrebbero scadere nel 2018, stipulati nei primi anni '90 all'epoca dell'avvio della costruzione del gasdotto, mentre il BBL è una infrastruttura di trasporto unidirezionale, con flussi di gas esclusivamente in importazione.

⁹ IL PRIMO TRADING HUB È STATO L'HENRY HUB, COSTITUITO IN LOUISIANA NEL 1988, COME RISPOSTA ALLA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO INTERNO STATUNITENSE. CON I PROVVEDIMENTI, ORDER N.436 E N.636, I PRODUTTORI NON ERANO PIÙ OBBLIGATI A VENDERE GAS NATURALE ALLE PIPELINE COMPANY MA POTEVANO CEDERLO DIRETTAMENTE AI CLIENTI FINALI; QUESTI ULTIMI DIVENNERO QUINDI LIBERI DI SCEGLIERE I PROPRI FORNITORI. CIÒ COMPORTÒ ELEVATI COSTI DI TRANSAZIONE CHE FURONO SUPERATI GRAZIE ALLA CREAZIONE DI NUMEROSI CENTRI DI MERCATO LOCALIZZATI NELLE VICINANZE DI HUB FISICI. LA DIMINUIZIONE DI TALI COSTI E LA CREAZIONE PROGRESSIVA DI CONTRATTI STANDARDIZZATI PORTARONO ALLA NASCITA DEL PRIMO TRADING HUB.

¹⁰ I SERVIZI CHE UN TRADING HUB PUÒ FORNIRE POSSONO ESSERE SUDDIVISI IN DUE MACRO CATEGORIE: SERVIZI INFRASTRUTTURALI, DI NATURA FISICA (WHEELING: PURO E SEMPLICE TRASFERIMENTO FISICO DA UN GASDOTTO A UN ALTRO, TIPICO DEGLI HUB FISICI, STOCCAGGIO, BILANCIAMENTO, MODULAZIONE) E I SERVIZI DI SUPPORTO, DI NATURA IMMATERIALE O INFORMATIVA, CHE SERVONO PROPRIO DA SUPPORTO AI SERVIZI INFRASTRUTTURALI (TRADING ELETTRONICO, RISK MANAGEMENT, SERVIZI AMMINISTRATIVI).

L'elevato livello di sofisticazione raggiunto dal mercato con il processo di liberalizzazione che è cominciato nel 1986, ha assicurato per lungo tempo una dinamica particolarmente contenuta sia dei prezzi all'ingrosso, che fino al 2003 hanno oscillato tra i 5 e i 10 €/MWh, che di quelli pagati dai clienti residenziali. Dal 2004 il paese è divenuto importatore netto di gas, cosa che ha fatto insorgere situazioni di potenziale scarsità nei periodi di punta invernali; ciò, insieme alla volatilità dei prezzi delle *commodities* energetiche sui mercati internazionali, ha spinto progressivamente al rialzo i prezzi all'ingrosso, che nel 2008 presso il NBP hanno raggiunto un livello medio di 25 €/MWh, in aumento del 41% rispetto all'anno precedente. Si è così assistito a un sostanziale allineamento con i prezzi prevalenti sui principali mercati dell'Unione europea, dovuto anche al fatto che l'ampliamento del gasdotto nel Mare del Nord, pur aumentando la capacità di importazione di gas norvegese, non ha prodotto i risultati sperati, in quanto, essendo molti siti di stoccaggio presenti nella zona collegati anche con l'Europa continentale, parte della produzione è stata dirottata in altri paesi, dove era possibile spuntare prezzi più alti.

Si deve infine rilevare come anche il sistema di bilanciamento britannico sia estremamente avanzato e basato su meccanismi di mercato. Ciò ha fatto nascere, presso il NBP, un mercato di bilanciamento molto efficiente, l'*On the Day Commodity Market (OCM)*, gestito dalla borsa dell'energia olandese APX Group, tramite la APX gas UK Ltd, in cui sono attivi 77 operatori. Su questo mercato si svolgono negoziazioni in forma anonima, sia tra gli *shipper*, che tra questi e il gestore di rete, di partite di gas, per il bilanciamento delle posizioni assunte con consegna per lo stesso giorno (*intraday*).

BELGIO

Il principale punto di snodo belga è l'*hub* di Zeebrugge, cui sono iscritti 70 *shipper*, di cui 55 attivi; oltre a essere connesso con il Regno Unito, con i siti di stoccaggio norvegesi e con i gasdotti di transito che trasportano gas verso la Francia, la Germania e l'Olanda, è in grado di ricevere GNL tramite il terminale di Zee. Il mercato è tra i più liquidi d'Europa grazie alla favorevole posizione geografica, ma le grandi potenzialità di sviluppo possono essere sfruttate solo in parte, visto che una quota rilevante della capacità di trasporto verso il continente è assegnata attraverso contratti di lungo termine, con cui si approvvigionano di gas gli operatori principali dei tre paesi confinanti, prima citati, confermando il ruolo storicamente svolto dal Belgio, di importante luogo di transito. Infatti circa il 60% del gas trasportato sulla rete belga è destinato all'estero e ciò non consente un utilizzo efficiente delle infrastrutture esistenti, causando problemi non indifferenti in termini di congestioni della capacità di trasporto e limitando la possibilità per altri operatori di accedere al mercato, in quanto il gestore di rete (Fluxys) non è in grado di assegnare nuova capacità di transito. Ulteriori limitazioni derivano dalla segmentazione del mercato interno, dato l'utilizzo di due tipi di gas con poteri calorifici diversi, il cui trasporto richiede due reti distinte.

OLANDA

Un mercato che, analogamente a quanto avvenuto per NBP, ha beneficiato dei siti di stoccaggio presenti nel Mare del Nord, è quello del Title Transfer Facility (TTF) olandese, dotato di un'ampia rete di collegamenti sia *onshore* che *offshore* ai campi di produzione nazionali e a quelli britannici, danesi e tedeschi. Ciò rende possibile l'importazione di ampi volumi di gas dalla Germania, dove l'area di Emdem/Dornum, localizzata al confine tra i due paesi, riceve gas dai tre maggiori gasdotti del Mare del Nord. Dal 2006 inoltre il TTF ha un *link* diretto con il NBP attraverso il gasdotto unidirezionale BBL, in cui il gas viene trasportato dall'Olanda al Regno Unito. La sua capacità di trasporto annuale è pari a 15 miliardi di mc (ca 165 TWh), di cui 8 legati a contratti di lungo periodo, tramite i quali la compagnia GasTerra (società di *trading*) rifornisce Centrica (uno dei maggiori operatori britannici del settore). I flussi di gas in senso inverso, che ammontano a circa 6 miliardi di mc, transitano invece nell'*hub* di Zeebrugge, attraverso il gasdotto di Zebra, situato al confine belga-olandese. Nel 2007 infine, per accrescere ulteriormente la liquidità disponibile, è stata rilevata la divisione di trasporto dell'*hub* tedesco BEB.

GERMANIA

In Germania esiste una pluralità di gestori di rete, ognuno dei quali ha un proprio *hub*; tra questi il BEB Virtual Point,

che opera da giugno 2004 nel nord-ovest del paese, è stato a lungo il più sviluppato, potendo disporre di un *entry-point* a Emden e ricevere gas anche attraverso il gasdotto tedesco-danese Deudan. Il suo livello di liquidità non è particolarmente elevato se si tiene conto della posizione strategica di cui gode, delle favorevoli condizioni di accesso, che consentono a 38 operatori di parteciparvi e dell'ampiezza del mercato tedesco. Quest'ultima è paragonabile a quella del Regno Unito, con i soli volumi di gas in transito stimati, nel 2007, tra i 370 e i 421 TWh e importazioni per quasi 1.100 TWh¹¹. Ciò è imputabile al fatto che all'inizio del 2007 nel paese erano presenti 21 zone di mercato, con una evidente dispersione di liquidità. Di conseguenza, grazie anche alle richieste dei 20 gestori di rete attivi nel paese, è stato avviato un processo di consolidamento del settore che nel 2008 ha portato a limitare il numero di aree di mercato a 6 per il gas ad alto potere calorifico e a 2 per quello a basso potere calorifico, con la prospettiva di arrivare in alcuni anni, attraverso ulteriori fusioni, a un massimo di 2.

Di particolare interesse sono le due aree di mercato, una per ciascuna qualità di gas utilizzato, gestite da E.ON GT, il principale operatore tedesco. Il loro ruolo potrebbe divenire rilevante a livello continentale grazie alla numerosità degli operatori attivi, che ammontano a 80, e alla sua ampiezza. La zona di mercato infatti si estende da Emden/Bunde (dove approdano importanti gasdotti del Mare del Nord) a Francoforte (dove il gas russo arriva in Germania attraverso la Polonia), mentre a sud è collegata con l'Austria e la Repubblica Ceca e ovest con la Francia, costituendo un importante punto di transito per il gas russo verso questi paesi. Infine l'area centrale di questa zona di mercato collega il nord e il sud del paese, oltre ad essere connessa con il Belgio e per estensione con il Regno Unito.

FRANCIA

I punti di scambio (PEG) presenti in Francia sono stati recentemente ridotti da 5 a 3. Due di questi sono di proprietà della GRTgaz (società controllata da Gas de France) e uno di proprietà della TIGF (società di trasporto controllata da Total), che copre la zona sud-ovest del paese (circa il 12% del territorio nazionale). L'unificazione dei punti di scambio settentrionali ha rappresentato indubbiamente un passo importante per concentrare la liquidità disponibile in una zona strategica a livello europeo, connessa ai gasdotti di Belgio, Germania e Svizzera, nonché dotata di due importanti terminali GNL a Montoir de Bretagne vicino Nantes (in via di estensione), cui a breve dovrebbe aggiungersene un altro, con una capacità annua di 9 miliardi di mc ad Antifer, vicino Le Havre. Per sfruttare al meglio le potenzialità in importazione delle nuove infrastrutture, sarà necessaria un'estesa operazione di decongestione della rete di trasmissione. A tal fine GRTgaz ha previsto di investire per i prossimi 10 anni una cifra stimata tra 3,7 e 5,7 miliardi di euro.

Nella parte meridionale della rete di trasmissione che appartiene a GRTgaz, si trovano, invece, il terminale GNL di Fos Tonkin e quello in via di realizzazione di Fos Cavaou (con capacità annuale di 8,25 miliardi di mc), entrambi vicino Marsiglia. Tale zona sarà connessa sia con gli *hub* del nord che con l'area sud-est che collega il paese con la rete spagnola. Resta il problema dell'interconnessione tra l'area gestita da TIGF e quella di GRTgaz, resa difficoltosa dalla scarsa compatibilità dei rispettivi sistemi di gasdotti. Ciò non consente di sfruttare al meglio le potenzialità dei terminali GNL, sia locali che spagnoli, visto che al momento i transiti di gas sono possibili solo in direzione sud (dalla Francia alla Spagna). Le esistenti interconnessioni, sia con i gasdotti dell'Europa del Nord, che con i terminali GNL francesi e spagnoli, rende quest'area di mercato interessante per molti operatori, sia per la possibilità di sfruttare eventuali differenziali di prezzo tra gas proveniente da gasdotti o terminali GNL che per diversificare gli approvvigionamenti di gas destinato al consumo in altri paesi importatori (es. Italia). Di conseguenza, già ora, nei PEG gestiti da GRTgaz sono attivi più di 50 *shippers*, mentre in quello di TIGF se ne contano 16.

AUSTRIA

Nato nel 2000, l'*hub* fisico Central European Gas Hub (CEGH) offre un mercato secondario di capacità e scambi fisici di gas, oltre a una serie di servizi commerciali e logistici presso Baumgarten, che è il punto di interconnessione tra i sistemi di gasdotti che importano gas dalla Russia. A fine 2008 risultavano registrati 84 operatori, di cui 68 attivi. La caratteristica peculiare di CEGH è che tutto il gas disponibile proviene dalla Russia e quindi da un unico fornitore, Gazprom, che nel 2008 ha acquisito una partecipazione del 50%¹² nell'*hub*, in precedenza interamente controllato da OMV Gas & Power

¹¹ BUNDESNETZAGENTUR (2008), MONITORING SURVEY.

¹² Il 30% è DETENUTO DIRETTAMENTE E IL 20% ATTRAVERSO LA CONTROLLATA CENTREX.

GmbH, la holding del gestore di rete austriaco. Di recente è entrata nel capitale anche la borsa valori di Vienna con il 20%. La nuova compagine azionaria mira a sviluppare le attività di CEGH, facendone uno degli *hub* più liquidi d'Europa, e a creare una borsa del gas per la negoziazione di prodotti spot e a termine. Sebbene esista un unico fornitore, l'*hub* è un importante punto di transito verso molte destinazioni, per cui ha in teoria il potenziale per diventare un "*buyer's hub*". Il gas che arriva a Baumgarten può essere trasferito in Italia attraverso il gasdotto TAG e in Germania tramite il gasdotto WAG. Attualmente, essendo di fatto tutta la capacità assegnata, gli scambi sono originati dalle clausole di flessibilità esistenti nei contratti di lungo termine in possesso dei fornitori europei e i principali acquirenti sono, tradizionalmente, operatori che hanno necessità di trasportare gas in Italia. In tali circostanze è difficile dire se le ambizioni degli azionisti dell'*hub* siano realistiche ovvero se l'importanza di Baumgarten come punto di transito, in assenza di una pluralità di fornitori, sia sufficiente a sostenere in maniera sistematica un consistente aumento della liquidità.

ITALIA

L'Italia importa quasi il 90% del gas consumato e i principali punti di importazione sono situati al nord e al sud del paese. Le forniture russe arrivano attraverso l'Austria, mentre il gas proveniente dal Mare del Nord transita nei gasdotti tedeschi e francesi per poi confluire in Italia attraverso la Svizzera. In Sicilia approdano invece due gasdotti che trasportano il gas libico e algerino. Esiste inoltre un rigassificatore a Panigaglia, vicino La Spezia.

In considerazione dell'esigenza di proseguire il processo di liberalizzazione e sviluppare un mercato concorrenziale del gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha fissato una serie di tappe che dovrebbero portare alla creazione di una vera e propria borsa del gas.

Il primo passo in questa direzione è stata la creazione, nel settembre del 2003, del Punto di Scambio Virtuale (PSV), organizzato dal gestore di rete Snam Rete Gas, dove avvengono scambi di gas senza determinazione di prezzi¹³. Il numero di operatori registrati è stimato¹⁴ in 61: di cui 51 utenti del sistema di trasporto e 10 *trader*¹⁵. Quanto alle possibilità di accesso al PSV per i nuovi entranti, la capacità di trasporto è di fatto interamente assegnata in virtù dei contratti di importazione di lungo termine sottoscritti dai principali operatori italiani con i pochi fornitori esteri esistenti. Esistono al riguardo barriere di tipo legislativo e regolamentare. In primo luogo, l'obbligo imposto agli importatori da paesi extracomunitari di conferire il 10% del gas importato agli stoccaggi strategici. Tale previsione comporta la necessità di fornire una dichiarazione di provenienza del gas importato, cosa possibile solo per i produttori o i soggetti che siano in possesso di contratti di fornitura di lungo periodo¹⁶. In secondo luogo, la struttura del sistema di bilanciamento, nel quale l'unico strumento di flessibilità previsto è lo stoccaggio. L'accesso a questo è garantito in via prioritaria agli operatori che servono clienti con consumi annui inferiori a 200.000 mc; dalla scarsità di disponibilità di stoccaggi rispetto alla richiesta deriva, di fatto, l'impossibilità di accedervi per quei soggetti che non sono attivi sul mercato *retail*. In questo modo si giustificano anche le limitazioni di accesso al PSV previste per i soggetti senza capacità di trasporto, i quali devono servirsi di un operatore disposto a coprire i loro eventuali sbilanciamenti. Per ovviare a tali inconvenienti, sono state adottate una serie di misure volte a incrementare la liquidità disponibile e a creare le condizioni necessarie alla costituzione di una borsa del gas:

- introduzione di procedure per riallocare la capacità di trasporto non utilizzata dagli assegnatari;
- fissazione di tetti antitrust, i quali hanno portato l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) a emettere due provvedimenti che hanno imposto a ENI di cedere dei quantitativi di gas tramite l'adozione di procedure concorsuali (*gas release*). La seconda asta prevede che le consegne del gas venduto, 4 miliardi di mc in due anni termici a partire da ottobre 2007, avvengano esclusivamente presso il PSV;
- priorità di accesso alla nuova capacità realizzata (rigassificazione e trasporto) a favore degli operatori che si impegnano a cedere una parte delle importazioni sul PSV;
- obbligo di cessione sul PSV del 10% del gas importato da paesi extracomunitari per ottenere la prevista

¹³ SI TRATTA DI UNA PIATTAFORMA DI REGISTRAZIONE DI OPERAZIONI DI ACQUISTO E CESSIONE DI GAS, CON ORIZZONTE TEMPORALE NON SUPERIORE AI TRENTA GIORNI, CONCLUSE BILATERALMENTE DAGLI OPERATORI CHE VI ADERISCONO.

¹⁴ AEEG (2008), RELAZIONE ANNUALE.

¹⁵ AL PSV POSSONO PARTECIPARE 4 CATEGORIE DI OPERATORI: UTENTI DI SNAM RETE GAS; GESTORI DI TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE; SNAM RETE GAS; ALTRI SOGGETTI CHE HANNO PERÒ L'OBBLIGO DI AVVALERSI DI UN UTENTE DI SNAM RETE GAS CHE AGISCA DA SOGGETTO COMPENSATORE PER COPRIRE I LORO EVENTUALI SBILANCIAMENTI.

¹⁶ PER GLI OPERATORI, SOPRATTUTTO TRADER, CHE ACQUISTANO GAS SUI MERCATI EUROPEI A PRONTI RICOSTRUIRE LA FILIERA A MONTE RISULTA PRATICAMENTE IMPOSSIBILE.

autorizzazione da parte del Ministero dello sviluppo economico (MSE);

- conversione delle *royalties* per lo sfruttamento di campi di produzione nazionali in quantitativi di gas da offrire sul PSV.

Anche grazie a questi provvedimenti, alcuni dei quali sono stati attuati solo di recente, i volumi di gas scambiati presso il PSV sono in continuo aumento; nel 2007 hanno rappresentato un quinto del volume complessivamente ceduto dagli operatori sul territorio nazionale e l'8% dell'intero mercato all'ingrosso. Gli operatori che ricorrono maggiormente al PSV sono quelli di piccole dimensioni, soprattutto grossisti, mentre per quelli più grandi la principale fonte di approvvigionamento è costituita dalle importazioni¹⁷.

Nel 2008 i volumi sono cresciuti ulteriormente superando 16,4 miliardi di mc (+36% su base annua), il 19,3% dei consumi nazionali di gas. Un andamento analogo si è verificato per il numero di transazioni registrate, che sono state 92.211, in aumento del 35,2% rispetto all'anno precedente.

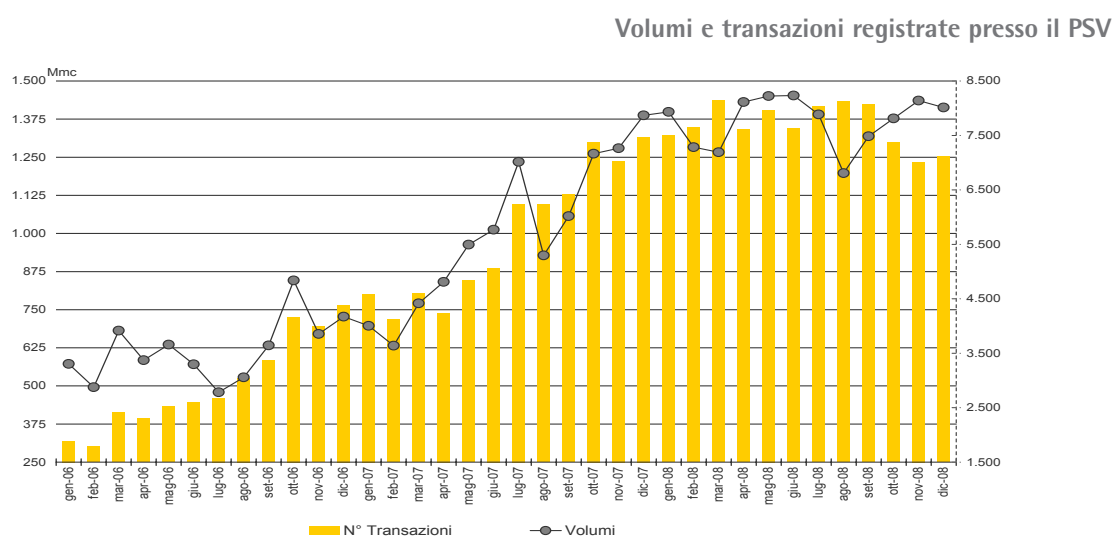


Fig. 5.1

Fonte: Snam Rete Gas

La liquidità del mercato resta comunque piuttosto modesta con un *churn ratio* che, sebbene in crescita, nel 2008 è stato appena superiore a 2, uno dei livelli più bassi d'Europa. Il *churn ratio* è dato dal rapporto tra il volume di gas scambiato e quello consegnato (la somma di tutte le posizioni nette in capo agli operatori); nella prassi internazionale un mercato viene considerato liquido quando tale indicatore assume un valore pari almeno a 12¹⁸.

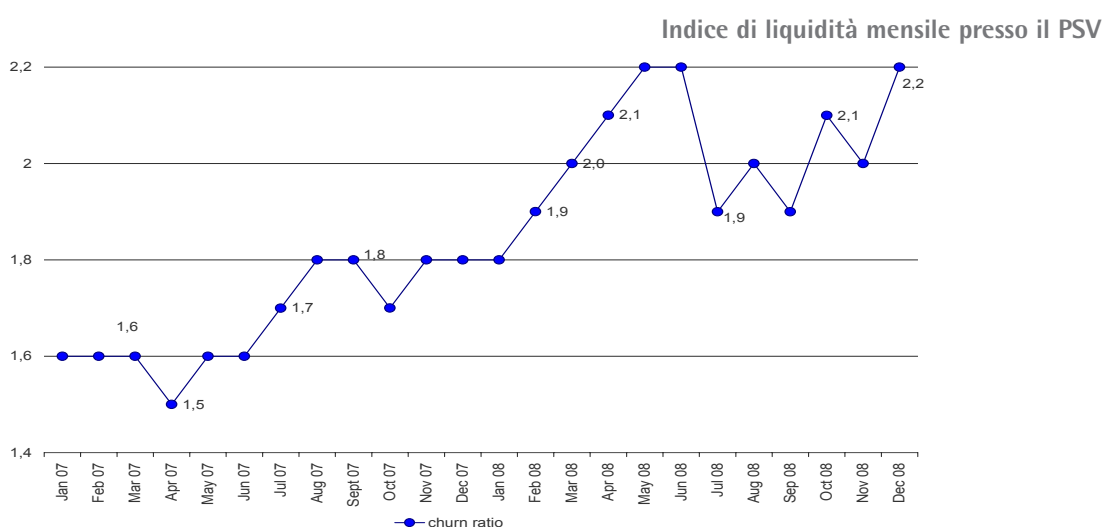


Fig. 5.2

Fonte: Snam Rete Gas

17 AEEG (2008), RELAZIONE ANNUALE.

18 SI PENSI CHE SUI PIÙ IMPORTANTI MERCATI PETROLIFERI DOVE VENGONO SCAMBIATI IL WTI E IL BRENT IL CHURN RATIO RAGGIUNGE UN VALORE DI 500.

La situazione sembra destinata a migliorare decisamente nei prossimi anni, in virtù degli ingenti investimenti, programmati e in corso di realizzazione, in nuove infrastrutture di trasporto. Gran parte della nuova capacità dovrebbe essere costituita da rigassificatori, cosa che consentirà un ampio grado di diversificazione dei fornitori. Si stima che al 2015 l'Italia potrebbe avere un eccesso di gas di 80 miliardi di metri cubi rispetto ai consumi, con la possibilità di trasformarsi in un *hub* europeo.

5.4 Liquidità ed evoluzione dei prezzi presso gli hub del gas

L'analisi fin qui svolta mostra come i mercati del gas siano in rapida evoluzione e stiano divenendo sempre più maturi anche se, in termini di efficienza, si resta molto lontani dagli *standard* che caratterizzano le altre *commodities* energetiche. Un tema prioritario è quello della trasparenza che risulta ancora carente. Permangono infatti forti asimmetrie informative con riferimento alla conoscenza degli effettivi flussi di gas, dei livelli degli stoccaggi, dei punti di congestione delle reti e delle caratteristiche di flessibilità della domanda e dell'offerta, a tutto vantaggio degli *incumbent*, che, contrariamente agli altri operatori, possono disporre di tali dati in tempo praticamente reale. La Commissione europea è molto sensibile a tali tematiche e sta ponendo in essere una serie di iniziative volte a migliorare qualità, tempestività e frequenza di diffusione dei dati a tutti gli operatori.

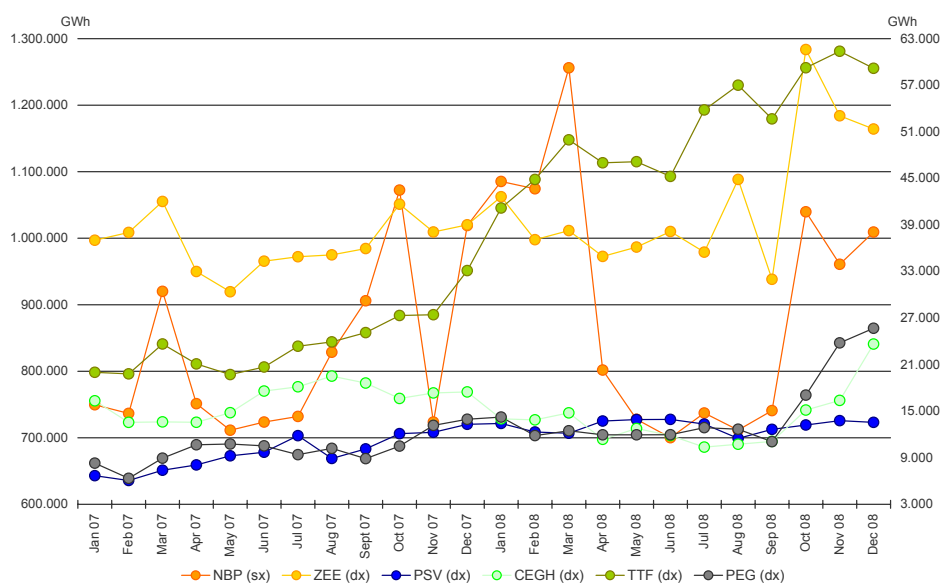
In maniera analoga risulta fondamentale l'armonizzazione dei codici di rete, incluse le specifiche tecniche, che contribuiscono alla segmentazione del mercato sia a livello europeo che, in qualche caso, nazionale.

Il gas costituisce una risorsa sempre più strategica per soddisfare il fabbisogno energetico europeo e la forte dipendenza dalle importazioni impone l'adozione di politiche energetiche coordinate per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, come hanno dimostrato le crisi dell'inverno 2005 e 2008. In quest'ottica è indispensabile un'attenta pianificazione degli investimenti in infrastrutture, la quale deve avere come obiettivo primario quello di diversificare i fornitori e aumentare la flessibilità del mercato interno europeo, rendendolo più competitivo.

Segnali incoraggianti in tal senso vengono dall'evoluzione dei volumi di scambio sugli *hub* europei di riferimento, in continuo aumento. Il più liquido rimane di gran lunga il britannico NBP, dove nel 2008 sono stati trattati più di 10.800 TWh di gas; sul continente il TTF olandese, in un solo anno, ha più che raddoppiato la propria liquidità, superando Zeebrugge (618 contro 506 TWh). Seguono, ampiamente distanziati, il PEG, il PSV e il CEGH, i cui volumi annui sono stati compresi tra 157 e 178 TWh; l'*hub* austriaco è l'unico che, per la prima volta dalla sua nascita, ha sperimentato una contrazione di attività su base annua (-15,8%).

Fig. 5.3

Volumi di negoziazione presso i principali hub europei del gas

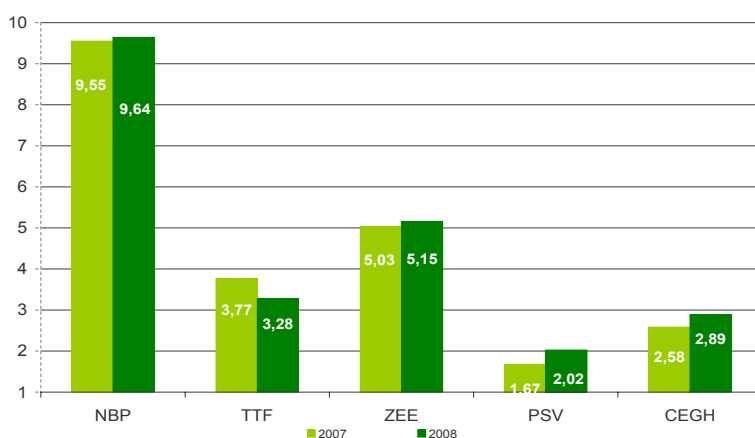


Fonte: Elaborazione GME su dati raccolti presso i singoli *hub*

I dati relativi al *churn ratio* sono invece meno confortanti, in quanto tra il 2007 e il 2008 non sono stati osservati significativi miglioramenti. L'NBP continua a registrare il valore più alto, attestandosi leggermente al di sopra di 9,5. Tale dato resta comunque molto lontano da quello che si osserva nell'*hub* più liquido del mondo, l'Henry Hub americano, in cui raggiunge all'incirca quota 100. Per gli altri il *churn ratio* risulta compreso tra il 5,15 di Zeebrugge e il 2,02 del PSV. Ciò porta a ritenere che l'attività degli *hub* sia incrementata essenzialmente grazie alle consegne fisiche, cosa che può dipendere sia da un incremento dei consumi che dall'utilizzo, minore rispetto al passato, della capacità di trasporto a disposizione dei detentori dei contratti di lungo termine, riversata così sul mercato. Un contributo non trascurabile alla crescita dei volumi di gas transitati presso gli *hub* è stato probabilmente apportato dallo sviluppo dei mercati regolamentati del gas, sia a pronti che a termine, i quali li utilizzano come punto di consegna per i contratti conclusi sulle proprie piattaforme di negoziazione. Indicativo in tal senso sembra essere il caso del TTF olandese, in cui nel 2008 il raddoppio degli scambi è coinciso con la riduzione del *churn ratio* da 3,77 a 3,28.

Churn ratio presso i principali *hub* europei

Fig. 5.4



Fonte: elaborazione GME su dati raccolti presso i singoli *hub*

Con riferimento ai prezzi si deve considerare che le transazioni registrate presso gli *hub* sono di solito concluse OTC, e di riflesso le quotazioni pubblicate, che provengono da soggetti specializzati (come Platts, Argus e Reuters) sono il frutto di una stima del prezzo medio a cui si sono svolte le negoziazioni, basata sulle rilevazioni condotte presso gli operatori. Gli indici sviluppati da questi *provider*, che godono di ampia reputazione in quanto presenti sul mercato da molti anni, costituiscono il *benchmark* di riferimento per gli operatori. Ciò avviene anche perché le borse del gas sono state costituite molto di recente e registrano ancora volumi ridotti, ragion per cui i prezzi che si formano in tali sedi di negoziazione non vengono considerati particolarmente significativi. Lo sviluppo di mercati competitivi porta indubbi benefici, in quanto segnali di prezzo significativi e rappresentativi delle reali condizioni della domanda e dell'offerta premiano gli operatori più efficienti e più dinamici, che meglio degli altri sono in grado di cogliere le tendenze di fondo del mercato e adeguare le proprie strategie di investimento. Di conseguenza si riducono i costi di sistema, rendendo possibile allocare in maniera ottimale il gas disponibile, concentrare gli investimenti nelle aree geografiche e nei punti della filiera in cui sono più necessari e rendere maggiormente flessibile la domanda.

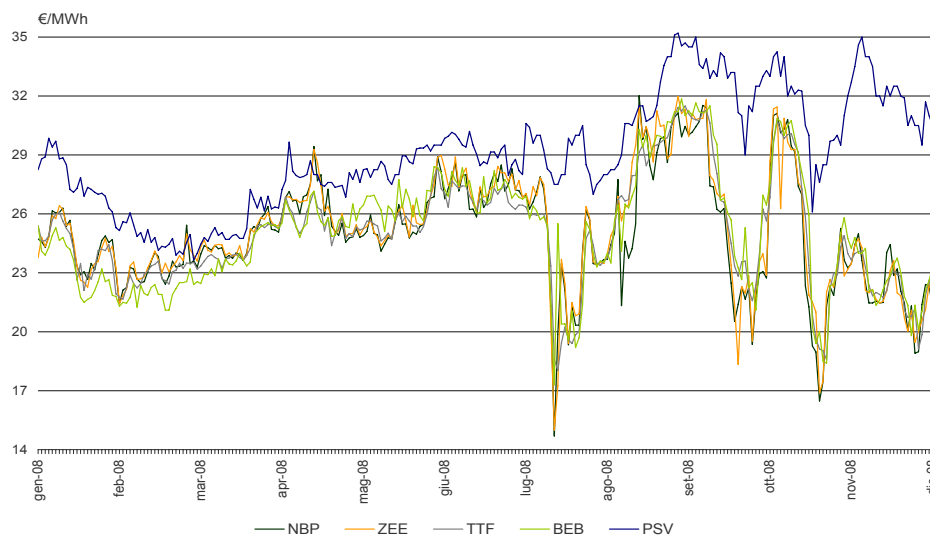
Esiste evidentemente un *trade-off* in termini di maggiore volatilità rispetto a quella tipica dei prezzi sottostanti ai contratti di lungo periodo, che sono indicizzati al petrolio con formule che tendono a garantire una certa stabilità e reagiscono con ritardo alle sue variazioni di prezzo. Una stabilità costosa per il sistema, in quanto tali prezzi inviano agli operatori segnali economici distorti che poco hanno a che vedere con le reali condizioni del mercato del gas.

Nella seconda metà del 2008 gli *hub* del gas hanno risentito della crisi che ha coinvolto tutti i mercati finanziari e delle *commodities*, sperimentando un periodo di forti e repentine oscillazioni di prezzo intorno a un valore medio sostanzialmente in linea con quello del primo semestre dell'anno. Nel caso del PSV, i prezzi hanno invece manifestato

un trend rialzista, con un incremento di circa 4 €/MWh nel periodo luglio-dicembre rispetto al semestre precedente e una volatilità inferiore rispetto agli altri hub europei. Da notare una riduzione dei prezzi a fine anno, fenomeno rimarchevole se si considera che in questo periodo, a causa di fattori stagionali che fanno crescere la richiesta di gas, i corsi tendono di solito a salire. L'anomalia è imputabile alla diminuzione dei consumi che risentono della crisi economica in atto, soprattutto nei settori termoelettrico e dell'industria e in parte anche alla diminuzione dei prezzi dei contratti di lungo termine, che hanno cominciato a incorporare il crollo delle quotazioni del petrolio rispetto ai massimi di luglio, influenzando le contrattazioni che si svolgono sugli hub.

Fig. 5.5

Evoluzione dei prezzi presso i principali hub europei



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

A livello medio, nel 2008, i prezzi si sono attestati intorno a quota 25 €/MWh, con l'eccezione del PSV italiano, in cui le quotazioni sono state più alte circa di 4 €/MWh. Sono valori di gran lunga superiori a quelli dell'anno precedente, con aumenti tendenziali che vanno dal 67,6% di ZEE all'88,9% di BEB. Anche in questo caso si distingue il PSV, che evidenzia un incremento limitato a circa il 33%, dato non direttamente confrontabile con gli altri in quanto, per questo hub, il prezzo viene rilevato e pubblicato solo da luglio 2007.

Tab. 5.1

Prezzi medi annuali rilevati presso i principali hub europei (€/MWh)

	NBP	ZEE	TTF	BEB	PSV
2006	20,80	21,72	20,22	20,08	n.d.
2007	14,80	15,02	14,64	13,27	21,85*
2008	24,99	25,17	25,00	25,07	29,10
Var % '07/'06	-28,9%	-30,8%	-27,6%	-33,9%	n.d.
Var % '08/'07	68,9%	67,6%	70,8%	88,9%	33,2%

* Dati disponibili da luglio 2007

Fonte: Elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Che in gran parte d'Europa i corsi si siano mossi in maniera molto simile, è confermato dal grado elevato della correlazione tra NBP, BEB, TTF e ZEE, il quale è oscillato dall'88 al 96%. Un fenomeno che sembra confermare il ruolo guida dell'hub britannico NBP, il quale essendo di gran lunga il più liquido e maggiormente concorrenziale riesce a influenzare i prezzi degli altri hub ad esso connessi (direttamente o indirettamente). Il PSV che rimane al di fuori di questo circuito fa registrare livelli di correlazione ridotti, che raggiungono il valore massimo del 51% con BEB.

	PSV	BEB	ZEE	TTF	NBP
NBP	33%	88%	96%	92%	100%
TTF	45%	95%	93%	100%	
ZEE	34%	88%	100%		
BEB	51%	100%			
PSV	100%				

Fonte: Elaborazione GME su dati Thomson Reuters

5.5 I mercati regolamentati del gas naturale in Europa

Il consolidamento del processo di liberalizzazione del settore gas, seppur con i limiti evidenziati in precedenza, ha portato di recente alla creazione di mercati regolamentati del gas naturale, sia a pronti che a termine, che, sebbene registrino volumi ancora ridotti, stanno acquisendo una rilevanza sempre maggiore.

La loro funzione è quella di accrescere la liquidità e la trasparenza del mercato, portando così a una riduzione dei costi di transazione. Tale obiettivo può essere perseguito anche grazie alla sostanziale eliminazione del rischio di credito insito nelle contrattazioni OTC, poiché le negoziazioni e le procedure di liquidazione sono gestite da una *clearing house* che, attraverso il meccanismo della novazione, agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti originari del contratto.

Tutti i mercati regolamentati dispongono di una piattaforma di *trading* elettronica in cui si utilizza il meccanismo della negoziazione in continua, il quale prevede che le offerte in acquisto/vendita presentate dagli operatori vengono abbinate in base al classico criterio di priorità di prezzo e tempo. A mercati in cui è previsto l'obbligo o la facoltà di consegna fisica, per cui gli operatori possono operare nei limiti dei quantitativi di gas o di capacità di trasporto disponibile, se ne affiancano altri di natura puramente finanziaria, in cui i contratti vengono liquidati esclusivamente per contanti.

Tra le borse del gas presenti in Europa, spesso operative solo da pochi anni e gestite da società il cui principale *business* è costituito dalle contrattazioni di elettricità, si ricordano in primo luogo APX gas NL, APX gas ZEE e APX gas UK, che operano presso i rispettivi *hub* nazionali di TTF, Zeebrugge e NBP e appartengono tutte al gruppo olandese APX, offrendo sostanzialmente prodotti a pronti. Più di recente sono state avviate le negoziazioni di gas, sia a pronti che a termine, sui mercati tedesco European Energy Exchange (EEX) e francese PowernextGas. Esistono poi delle borse specializzate nelle negoziazioni di contratti *futures* con consegna fisica, quali ENDEX (Energy Derivatives Exchange), di recente acquisita dal gruppo APX, sul mercato olandese e belga e ICE (Intercontinental Exchange Market) sul mercato britannico.

Per quanto riguarda il numero degli operatori, APX gas UK è quella che vanta una maggiore partecipazione con i suoi 76 membri, seguita dalla tedesca EEX con 55, ENDEX con 32, APX NL con 22, APX gas ZEE e Powernext con 13.

I contratti più diffusi sui mercati *spot* sono quelli a consegna giornaliera e *week-end*, di solito negoziabili fino al giorno precedente quello di scadenza e utilizzati per bilanciare le posizioni presenti in portafoglio in un'ottica di breve termine; in alcuni casi (Powernext e APX UK), sono offerti strumenti ancor più flessibili, quali i contratti *intraday* (per consegna lo stesso giorno in cui avviene la negoziazione). Infine, su alcuni mercati, sono quotati anche strumenti con un orizzonte temporale leggermente più lungo quali i *balance of the week* (per consegna nei giorni residui della settimana rispetto a quello in cui si svolge la negoziazione) e *working days next week* (per consegna nei giorni infrasettimanali della settimana successiva a quella di negoziazione).

In via convenzionale, la consegna è prevista dalle ore 6:00 del giorno cui fa riferimento il contratto negoziato (definito "G") alle ore 6:00 del giorno successivo (definito "G+1"). Il quantitativo sottostante ad un singolo contratto è fissato nell'equivalente di 1 MWh per ogni ora di consegna, per cui un contratto giornaliero ha come sottostante 24 MWh di gas e sono spesso previsti lotti minimi di negoziazione che di norma vanno da 10 a 50 contratti.

Per ciò che riguarda i mercati a termine, di norma, viene consentita la registrazione, ai fini del processo di compensazione e liquidazione, dei contratti conclusi OTC mentre i contratti *futures* più diffusi sono mensili, trimestrali, semestrali e

annuali e, come per molti mercati a pronti, esistono dei lotti minimi di negoziazione che possono variare da 5 a 30 contratti. Quando prevista, la consegna fisica del gas sottostante ai contratti *futures* negoziati avviene con lo stesso meccanismo adottato sui mercati a termine elettrici, ovvero quello c.d. a cascata. Per limitare i rischi, quando si avvicina l'inizio del periodo di consegna (tre o quattro giorni lavorativi), i contratti con durata maggiore di un mese vengono sostituiti con un numero equivalente di contratti con un periodo di consegna inferiore. Infine, in alcuni mercati (EEX e ICE) viene offerto un contratto di tipo BoM (*Balance of the Month*), il cui volume si riduce proporzionalmente dopo ogni giorno di negoziazione poiché il periodo di consegna va a coprire i giorni residui del mese in corso. Con riferimento alla gestione delle garanzie, vengono utilizzati i meccanismi tipici di qualsiasi mercato a termine, sottoponendo le posizioni nette, detenute dagli operatori, a un sistema di marginazione con aggiornamento giornaliero (*mark to market*), basato sull'evoluzione dei prezzi di mercato, dei depositi cauzionali richiesti.

I volumi negoziati sono, con rare eccezioni, ridotti anche in virtù della recente costituzione di molti di questi mercati. Nel 2008 scambi apprezzabili sono stati osservati su APX UK (109 TWh), seguito a grande distanza da EEX (1,2 TWh). Per i mercati a termine invece il più liquido è stato ENDEX con 48 TWh, mentre su EEX sono stati scambiati 16,3 TWh.

5.5.1 Relazione tra prezzi spot e prezzi a termine del gas naturale

La struttura e la tipologia dei contratti negoziati sui mercati regolamentati del gas a termine replica sostanzialmente quella dei corrispondenti mercati elettrici. In particolare, a differenza di quanto avviene di solito per le altre *commodities*, la consegna del sottostante a scadenza non avviene in maniera puntuale ma copre un orizzonte temporale più ampio rispetto a quello del mercato a pronti (un mese invece di un giorno). Di conseguenza per il gas l'andamento della "base", definita come differenziale tra prezzi a pronti e a termine, risulta piuttosto erratico e non tende a convergere a zero con l'approssimarsi della scadenza, come suggerirebbe la relazione classica individuata dalla teoria finanziaria.

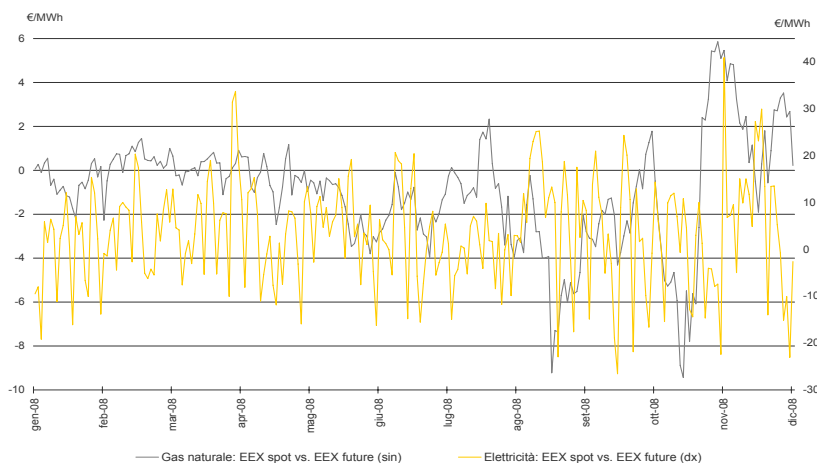
Si tratta di una situazione analoga a quella osservata per i mercati elettrici, in cui non è applicabile la relazione, basata sul principio di assenza di opportunità di arbitraggio, secondo cui il prezzo a termine è uguale a quello a pronti, cui va aggiunto il "convenience yield", ossia il vantaggio derivante dal possesso della merce sottostante al contratto, al netto dei costi di stoccaggio. Ciò è dovuto al fatto che le possibilità di stoccaggio sono oggettivamente limitate.

La similitudine tra i due mercati risulta evidente se si esamina l'evoluzione della "base" durante il 2008 sulle borse tedesca (EEX¹⁹) e olandese (APX). Sia per il gas che per l'elettricità è stata calcolata la differenza tra il prezzo a pronti e quello del contratto *futures* mensile più vicino a scadenza (definito "front month"²⁰), il più liquido.

Su EEX, la media della "base" in valore assoluto è stata pari a 9,3 €/MWh per l'elettricità e 1,9 €/MWh per il gas, che rappresentano rispettivamente il 13,5 e il 7,4% del prezzo medio del sottostante.

Fig. 5.6

Evoluzione della base sui mercati tedeschi dell'elettricità e del gas



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters ed EEX

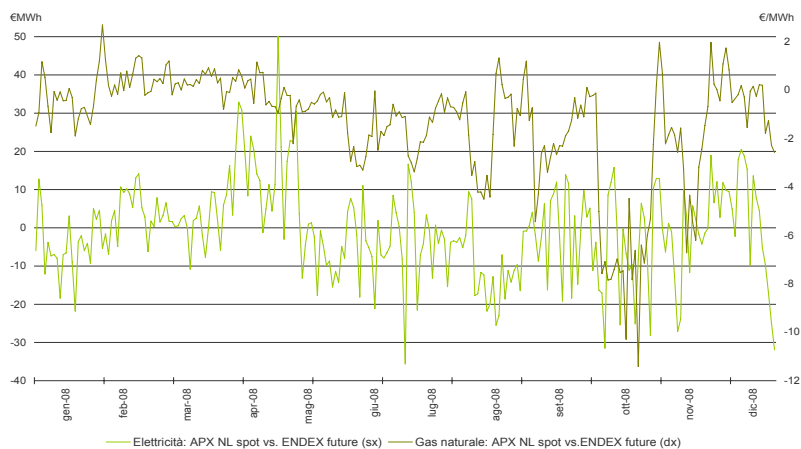
¹⁹ PER IL GAS SONO STATI UTILIZZATI I CONTRATTI CHE PREVEDONO COME PUNTO DI CONSEGNA L'AREA DI MERCATO GuD (GASUNIE DEUTSCHLAND).

²⁰ I PREZZI GIORNALIERI DEL CONTRATTO MENSILE CON CONSEGNA FEBBRAIO 2008 SONO STATI CONFRONTATI CON QUELLI SPOT NEL MESE DI GENNAIO 2008 E COSÌ VIA. INOLTRE SONO STATI UTILIZZATI I PREZZI ESPRESSI DAL MERCATO A PRONTI SOLO PER I GIORNI LAVORATIVI CHE COINCIDONO CON QUELLI DI APERTURA DEL CORRISPONDENTE MERCATO A TERMINE.

Per quanto riguarda APX invece, il valore assoluto della "base" si è attestato in media a 9,5 €/MWh per l'elettricità e 1,7 €/MWh per il gas, rispettivamente il 13,6 e il 6,9% del prezzo medio del sottostante.

Evoluzione della base sui mercati olandesi dell'elettricità e del gas

Fig. 5.7



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

La minore volatilità della "base" osservata sui mercati del gas è spiegabile con le maggiori possibilità di stoccaggio di questa *commodity* rispetto all'elettricità, che si sostanzia in prezzi *spot* caratterizzati da una più bassa frequenza e ampiezza degli *spike*, ossia di salti repentini e di dimensioni elevate delle quotazioni che vengono prontamente riassorbiti non appena le condizioni di squilibrio tra domanda e offerta che li avevano generati si attenuano.

Si deve inoltre notare come nel mercato del gas la "base" abbia avuto un andamento molto più erratico nella seconda parte dell'anno quando, come visto in precedenza, la volatilità delle quotazioni a pronti è cresciuta in maniera consistente. Il fenomeno dipende dalla struttura dei contratti a termine, che avendo un periodo di consegna mensile presentano prezzi molto più stabili rispetto a quelli del sottostante mercato a pronti, caratteristica che li rende molto utili per gli operatori che hanno l'esigenza di coprirsi del rischio in maniera efficiente e a basso costo.

5.5.2 Relazione tra i prezzi del gas naturale e dell'elettricità

Il peso del gas sulla capacità di generazione di energia elettrica è in costante aumento e in molti paesi è arrivato a ricoprire un ruolo rilevante. Indicativi in tal senso sono il caso dell'Italia, dove tale fonte ha una quota superiore al 50% sul totale della produzione di energia elettrica e il Regno Unito dove si attesta intorno al 40%.

La creazione di mercati a pronti del gas sufficientemente liquidi può avere effetti molto positivi anche nel settore elettrico in cui l'aumento dei margini di flessibilità nella gestione degli approvvigionamenti di combustibile per i produttori può contribuire in maniera decisiva a contenere i costi di generazione.

In un'ottica di lungo periodo inoltre l'esistenza di un meccanismo di formazione dei prezzi del gas maggiormente efficiente, che lo facesse finalmente dipendere più dai reali rapporti di forza, nel breve termine, tra domanda e offerta, che dall'andamento di altre fonti energetiche, potrebbe fornire una guida preziosa per le scelte di investimento dei produttori di energia elettrica. Sarebbero infatti disponibili segnali affidabili per valutare correttamente l'effettiva convenienza ed economicità delle varie fonti a disposizione.

La crescente integrazione tra i mercati del gas ed elettrici è alla base dell'ampliamento dei prodotti negoziati sulle borse elettriche, le quali sono state tra le prime a quotare contratti sul gas. Tale politica è particolarmente evidente per il gruppo APX, che essendo presente nel Regno Unito, può accedere alla liquidità di NBP e offrire una serie di servizi cosiddetti *hub-to-hub*, visto che utilizza anche il TTF olandese e il belga Zeebrugge come punti di consegna. In concreto può fornire la possibilità di negoziare *spread* e *swap* o di eseguire "*basis trading*" tra diversi *hub*. Da ultimo risulta

facilitato anche lo sviluppo di contratti "spark spread" basati sul differenziale tra il prezzo dell'elettricità e del gas. Considerazioni analoghe hanno spinto, come visto in precedenza, anche EEX e Powernext a introdurre contratti *spot* e a termine sul gas.

La correlazione tra i prezzi di elettricità e gas²¹ ha evidenziato negli ultimi anni un *trend* generalmente positivo.

Tab. 5.3

Correlazione tra i prezzi giornalieri del gas e dell'elettricità in alcuni paesi europei

Paese	Anno		
	2006	2007	2008
Regno Unito	84,9%	88,0%	58,0%
Olanda	36,3%	54,2%	55,8%
Germania	36,5%	41,8%	54,4%
Italia	n.d.	44,4%*	41,2%

*luglio-dicembre 2007

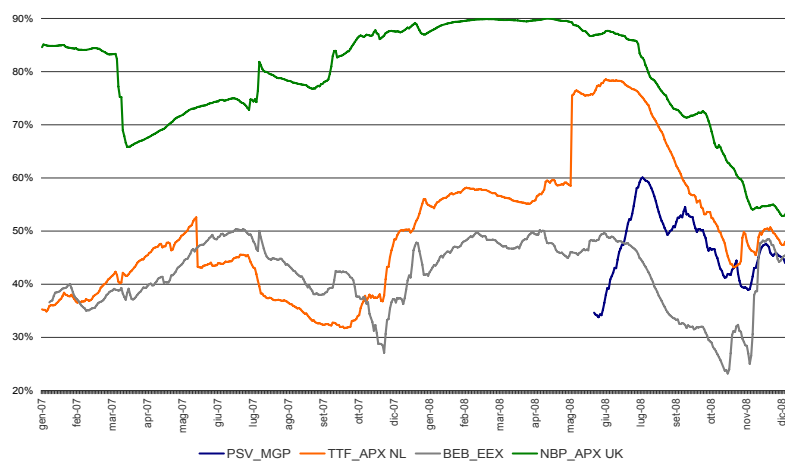
Fonte: Elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Una battuta di arresto si è avuta nel 2008 sul mercato britannico, considerato il più efficiente, in cui la correlazione è scesa dall'88 al 58% su base annua, allineandosi a quella degli altri *hub* continentali.

Una possibile spiegazione può essere trovata attraverso un'analisi dinamica che utilizza i dati dell'ultimo triennio per costruire una serie storica della media mobile a 255 giorni della correlazione. La lunghezza della media mobile approssima il numero di sedute di negoziazione svolte in un anno mirando a eliminare l'effetto di eventuali variazioni cicliche di breve periodo e stagionalità.

Fig. 5.8

Correlazione tra i prezzi (media mobile a 255 giorni) di gas ed elettricità in alcuni paesi europei



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Per tutti i mercati analizzati si nota una drastica riduzione a partire da luglio 2008, in corrispondenza della brusca inversione di tendenza che ha riguardato il mercato del petrolio. Ciò sembra riflettere nuovamente il permanere di una certa influenza delle clausole di indicizzazione presenti nei contratti di fornitura del gas a lungo termine, le quali comportano una diversa reattività dei prezzi dell'energia elettrica e del gas alle variazioni di quelli del petrolio.

21 SONO STATI USATI I PREZZI DEGLI "HUB", I QUALI SONO PIÙ SIGNIFICATIVI DI QUELLI FATTI SUI MERCATI REGOLAMENTATI.

6. I MERCATI AMBIENTALI

Il Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME) è direttamente impegnato nel favorire l'attuazione delle politiche a tutela dell'ambiente attraverso l'organizzazione e la gestione dei Mercati per l'Ambiente.

In Italia sono stati infatti introdotti meccanismi di mercato per incentivare misure volte alla salvaguardia ambientale, che consentono una riduzione delle emissioni atmosferiche dannose, attraverso lo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, l'incremento dell'efficienza energetica nei processi industriali e l'applicazione di nuove tecnologie per ridurre l'impatto inquinante.

6.1 Il mercato dei Certificati Verdi

L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è basata sul meccanismo dei Certificati Verdi (CV), ovvero dei titoli che certificano la produzione da fonte rinnovabile dell'energia elettrica. Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ha imposto ai produttori e agli importatori di energia prodotta da fonti fossili, l'obbligo di introdurre annualmente in rete, a partire dal 2002, una quota di energia rinnovabile pari al 2% dell'energia elettrica, prodotta o importata nell'anno precedente da fonti non rinnovabili, eccedente i 100 GWh¹. L'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 ha poi stabilito che a partire dall'anno 2004 e fino al 2006 la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete l'anno successivo fosse incrementata annualmente dello 0,35%. Con la legge del 24 dicembre 2007, n. 244, dal 1° gennaio 2008 è stato previsto l'incremento annuo di tale obbligo dallo 0,35% allo 0,75% per gli anni compresi tra il 2007 e il 2012. Ciò impone che, entro la fine del periodo, si raggiunga un obbligo di immissione di energia elettrica da fonte rinnovabile pari al 7,55%.

Il GME, in virtù di quanto previsto dal decreto del Ministro dell'industria e commercio di concerto con il Ministro dell'ambiente dell'11 novembre 1999², è stato incaricato di predisporre una piattaforma di mercato per lo scambio dei CV; le contrattazioni su tale mercato sono state avviate nel 2003.

6.1.1 Analisi del Mercato dei CV nel 2008

Il Mercato dei CV, nel corso del 2008, ha fatto registrare movimenti dei prezzi di scambio piuttosto marcati, all'interno di un *range* di circa 40 €/MWh. Durante la prima parte dell'anno sul mercato organizzato dal GME si è infatti verificata una netta discesa delle quotazioni, passate da quasi 100 a circa 60 €/MWh, dovuta principalmente a una situazione di eccesso di offerta di CV posseduti dai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili (al netto dei CV in capo al GSE per l'energia prodotta dagli impianti CIP6) rispetto a quelli richiesti dagli operatori per adempiere l'obbligo annuale.

Per comprendere i motivi sottostanti alla creazione di un tale squilibrio e cercare di interpretarne i possibili effetti sui prezzi dei CV, va ricordato che l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia è stata caratterizzata, dal 2002 ad oggi, dalla contemporanea presenza di meccanismi di mercato e di sistemi amministrati basati sul riconoscimento di prezzi di vendita garantiti, per quantità predefinite.

La normativa in materia prevede che il Gestore del Sistema Elettrico (GSE) intervenga negli scambi di CV sia in vendita che in acquisto, a seconda che la domanda di CV sia rispettivamente superiore (eccesso di domanda) o inferiore (eccesso di offerta) rispetto all'offerta e che queste compravendite siano effettuate a un prezzo di riferimento determinato secondo criteri definiti dal legislatore.

Negli anni compresi tra il 2002 e il 2005 il mercato ha operato in una situazione di scarsità di offerta; questo ha richiesto un intervento costante del GSE con vendite di CV per coprire la domanda degli operatori soggetti all'obbligo. I produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali, sottoposti all'obbligo annuale, se non riuscivano ad acquistare i

¹ ARTICOLO 11, D. LGS. 79/99 (ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 96/92/CE RECANTE NORME COMUNI PER IL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA).

² SI TRATTA DEL D.M. RECANTE (DIRETTIVE PER L'ATTUAZIONE DELLE NORME IN MATERIA DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI) DI CUI AI COMMII 1, 2 E 3 DELL'ARTICOLO 11 DEL D. LGS. 79/99) PUBBLICATO NELLA GAZZETTA UFFICIALE N. 292 DEL 14 DICEMBRE 1999, SERIE GENERALE. TALE DECRETO È STATO SUCCESSIVAMENTE SOSTITUITO DAL D.M. 24 OTTOBRE 2005 (AGGIORNAMENTO DELLE DIRETTIVE PER L'INCENTIVAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI AI SENSI DELL'ARTICOLO 11, COMMA 5, DEL D. LGS. 79/99).

certificati verdi necessari dai produttori privati, la cui offerta non era sufficiente a soddisfare tutta la richiesta, avevano la possibilità di acquistarli dal GSE al prezzo di riferimento. I produttori privati, a loro volta, avendo la certezza di poter vendere i propri certificati, data la situazione di eccesso di domanda, hanno adottato una strategia che consisteva nel fissare un prezzo di vendita uguale o di poco inferiore al prezzo di riferimento del GSE. Il risultato è stato che il mercato organizzato non è riuscito a fornire al sistema un segnale di prezzo efficiente dal punto di vista economico.

Nel corso degli anni, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a opera di unità di produzione a cui sono riconosciuti i CV è aumentata significativamente. L'offerta di CV è cresciuta proporzionalmente, superando, a partire dal 2006 (anno di riferimento dei certificati) la domanda dei soggetti all'obbligo. In questo nuovo scenario, i produttori da fonti rinnovabili in possesso di CV non hanno avuto più la certezza di poter cedere i propri certificati al prezzo di vendita del GSE nell'anno di riferimento. Questo ha portato a un sensibile allontanamento del prezzo di mercato dal prezzo di vendita del GSE, a partire dagli scambi avvenuti nell'anno 2007. Anche nel 2008 i prezzi hanno continuato il loro *trend* discendente per tutta la prima parte dell'anno, sulla base di un'aspettativa che vedeva permanere l'eccesso di offerta fino al 2010-2011. Il permanere della situazione di prezzi depressi poteva avere risvolti negativi sul buon funzionamento del sistema di incentivazione nel lungo periodo, in quanto livelli bassi dell'incentivo per periodi prolungati potevano scoraggiare nuovi investimenti, oltre che mettere in pericolo la redditività di quelli già realizzati.

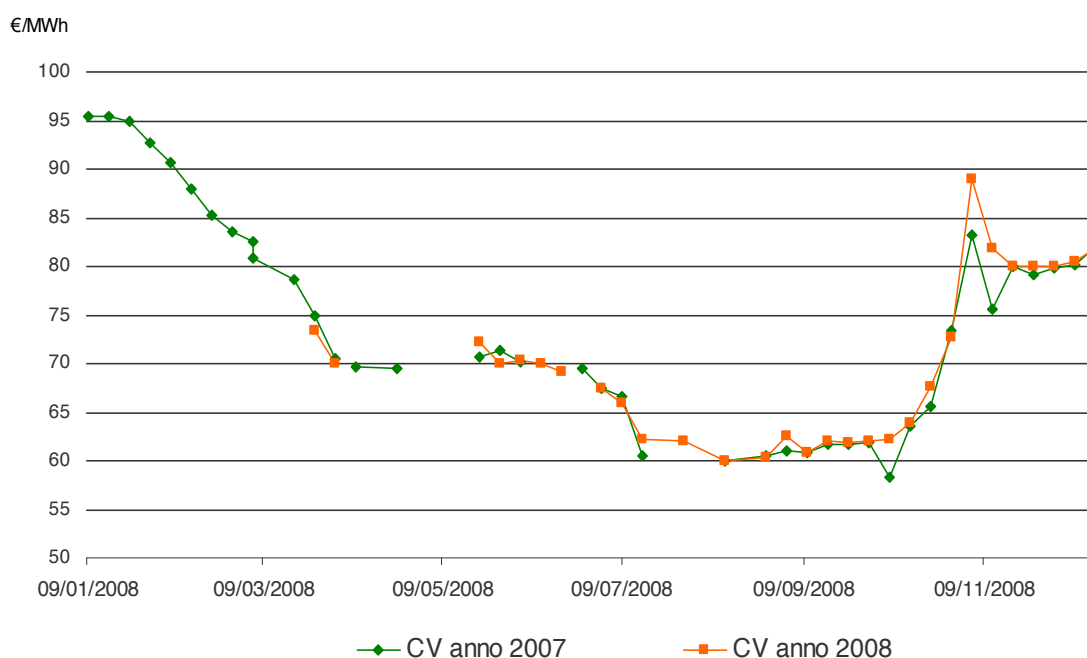
Nell'ottica di risollevare il livello dei prezzi dei CV, il Ministero dello sviluppo economico ha approvato il d.m. 18 dicembre 2008, il quale introduce alcune novità rilevanti per l'equilibrio del mercato CV. In particolare viene previsto che *"[...] al fine di garantire la graduale transizione dal vecchio ai nuovi meccanismi di incentivazione e non penalizzare gli investimenti già avviati, nel triennio 2009-11, entro il mese di giugno, il GSE ritira, su richiesta dei detentori, i certificati verdi rilasciati per le produzioni, riferite agli anni fino a tutto il 2010 [...]. Il prezzo di ritiro dei predetti certificati è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro"*.

Pertanto gli operatori in possesso di CV potranno richiedere il rimborso a un prezzo prestabilito dei titoli in loro possesso, ogni anno e fino a giugno 2011, presentando richiesta al GSE. Relativamente alle richieste che verranno presentate entro giugno 2009, il prezzo di ritiro sarà pari alla media dei prezzi registrati sul mercato del GME nel triennio 2006-2008, ponderata per i volumi scambiati, ossia 98,00 €/MWh.

Benché il succitato decreto sia stato approvato in dicembre, gli operatori hanno iniziato a scommettere su un cambiamento nella normativa di riferimento già da ottobre 2008, puntando sull'approvazione di misure che riportassero i prezzi dei certificati su livelli più alti rispetto alle quotazioni del trimestre precedente, facendo così salire il livello dei prezzi leggermente sopra gli 80 €/MWh.

Fig.6.1

Prezzo medio ponderato dei CV al netto dell'IVA – (anno 2008)



La possibilità offerta agli operatori di richiedere il ritiro dei CV da parte del GSE consente di assorbire l'eccesso di offerta presente attualmente sul mercato e al contempo di garantire ai produttori in possesso dei CV un livello di remunerazione adeguato.

Tuttavia, i possessori di CV, sapendo di poter ricevere dal GSE un prezzo garantito e pari a 98 €/MWh per tutti i certificati con anno di riferimento fino al 2008 compreso, non avranno più interesse a venderli a prezzi inferiori, potendoli appunto consegnare al GSE entro giugno e ricevere quel prezzo. D'altra parte, i soggetti all'obbligo non saranno disposti a pagare più del prezzo di riferimento dei CV del GSE, pari a circa 88,66 €/MWh per i CV con anno di riferimento 2008, poiché il GSE può intervenire sul mercato vendendo certificati al prezzo di riferimento.

Se si considera che il GSE non intende vendere i suoi certificati prima del 31 marzo 2009, scadenza per l'adempimento dell'obbligo 2008, è probabile che il mercato attraversi una fase di stasi, con volumi di contrattazione destinati a scendere.

In prospettiva, nel 2010 e 2011, ci potrà essere un interesse concreto a scambiare CV solo qualora si dovesse creare una situazione con prezzo di rimborso GSE inferiore al prezzo di riferimento del GSE stesso. In tal caso il prezzo di rimborso potrebbe rappresentare un limite inferiore al di sotto del quale i possessori di CV non hanno interesse a vendere, mentre il prezzo di riferimento GSE, più alto del precedente, potrebbe rappresentare il limite superiore, in quanto gli acquirenti non sarebbero disposti a pagare di più, potendo acquistare i CV direttamente dal GSE a tale prezzo. Il mercato si potrebbe muovere all'interno del corridoio così individuato.

Successivamente al 2011, ultimo anno nel quale sarà possibile chiedere il rimborso per i CV riferiti agli anni precedenti, secondo quanto previsto dal citato d.m. 18 dicembre 2008, non sarà più garantito un prezzo di rimborso dei certificati e il meccanismo di mercato potrà tornare a funzionare esclusivamente sulla base dell'equilibrio domanda-offerta.

Le buone prospettive di crescita della domanda di CV in Italia sono state rafforzate dal recente impegno siglato dall'Italia in sede europea. Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha infatti approvato una posizione definitiva, in vista dell'adozione di una direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia rinnovabile, con la quale ogni Stato membro si impegna a raggiungere una quota minima di energia da fonti rinnovabili sul consumo energetico finale compatibile con l'obiettivo dell'Unione europea del 20% entro il 2020³.

L'Italia in particolare ha un obiettivo del 17% di energia rinnovabile sul consumo energetico finale e, rispetto al livello del 5,2% del 2005, dovrà raggiungere dei target di incremento intermedi minimi nel periodo 2009-2020. Verrà infatti richiesto, a tutti gli Stati membri, che la differenza tra la situazione del 2005 e l'obiettivo finale al 2020 venga colmata per il 20% entro il biennio 2011-2012, per il 30% entro il biennio 2013-2014, per il 45% entro il biennio 2015-2016 e per il 65% entro il biennio 2017-2018.

6.1.2 Andamento delle sessioni di mercato nel 2008

Nel corso del 2008 il GME ha organizzato 48 sessioni di Mercato dei CV, durante le quali sono stati scambiati 753.163 certificati, di cui 828 CV di taglia pari a 50 MWh nel mese di gennaio e 752.335 di taglia pari ad 1 MWh nella rimanente parte dell'anno. Dal febbraio del 2008 infatti i certificati presenti nei conti proprietà degli operatori presso il Registro gestito dal GSE sono stati convertiti da 50 MWh di energia sottostante ad 1 MWh, in accordo a quanto previsto dalla Legge Finanziaria 2008.

Il totale dell'energia sottostante ai certificati scambiati nel corso del 2008 attraverso il mercato organizzato dal GME è risultato pertanto complessivamente pari a 793.735 MWh. Il numero dei soggetti ammessi a operare sul mercato dei CV organizzato dal GME è pari, a fine 2008, a 375 operatori.

Nella tabella seguente vengono riportate le statistiche principali relative agli scambi avvenuti durante le sessioni del 2008, suddivise per anno di riferimento dei certificati oggetto delle transazioni.

3 NELLA RIUNIONE DEL PARLAMENTO EUROPEO DEL 17 DICEMBRE 2008 È STATO ADOTTATO UN PACCHETTO ENERGIA-CLIMA ATTRAVERSO UNA PROCEDURA DI CODECISIONE CONTENENTE SEI PROPOSTE LEGISLATIVE, IN ATTESA DELL'APPROVAZIONE DELLA DIRETTIVA.

Tab. 6.1

CV scambiati sul mercato nel 2008

	Anno di riferimento			
	2006	Tipo CV_TRL (2006)	2007	2008
Scambiati	24.905	996	514.258	253.576
Valore totale	€ 2.487.201,00	€ 90.263,85	€ 49.169.718,89	€ 23.103.599,95
Prezzo min	€ 77,00	€ 71,29	€ 65,00	€ 72,00
Prezzo max	€ 115,00	€ 71,29	€ 115,00	€ 108,00
Prezzo medio	€ 99,87	€ 90,63	€ 95,61	€ 91,11

Nel corso del 2008 sono stati negoziati per la prima volta 996 CV emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata a tal fine e contrassegnati con il simbolo "CV_TRL". Nessuno scambio è stato registrato per i CV emessi dal GSE relativamente alla produzione di energia elettrica con l'utilizzo dell'idrogeno e di energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno, ovvero con celle a combustibile, e contrassegnati con il simbolo "CV_H2".

Tali tipologie di CV sono state introdotte dall'articolo 1, comma 71, della legge n. 239/2004⁴; successivamente il d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152⁵, all'art. 267, ha previsto che i CV maturati a fronte di energia prodotta ai sensi di tale norma possono essere utilizzati per assolvere all'obbligo di cui all'articolo 11, del d.lgs. 79/99, solo dopo che siano stati annullati tutti i CV maturati dai produttori di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, così come definiti dall'articolo 2, comma 1, lettera a), del d.lgs 387/2003 e comunque fino al 20% massimo dell'obbligo (d. lgs 8 febbraio 2007, n. 20⁶).

Il GSE ha pertanto stabilito di differenziare le due tipologie di certificati rispetto ai certificati relativi a produzione di energia elettrica con le altre fonti rinnovabili.

Alle sessioni di mercato organizzate nel corso del 2008 hanno partecipato, acquistando certificati, 24 operatori, mentre sono stati 118 gli operatori che hanno venduto certificati attraverso la piattaforma del GME.

6.1.3 La composizione della domanda e dell'offerta

Per ciò che riguarda l'evoluzione della domanda nel 2008, i primi 3 operatori hanno rappresentato il 54,3% della domanda complessiva, mentre i primi 10 operatori hanno avuto un peso pari al 92,9%. Anche se, rispetto all'anno precedente, c'è stata una riduzione della quota di mercato rappresentata dai primi tre operatori, che nel 2007 era stata pari al 76,4%, la domanda che passa attraverso la sede di negoziazione organizzata dal GME rimane ancora piuttosto concentrata su un numero limitato di soggetti.

L'offerta di CV sul mercato organizzato presenta una situazione leggermente diversa, con una minore concentrazione rispetto alla domanda. In particolare i primi tre operatori lato vendita hanno rappresentato, nel 2008, il 19,7% dell'offerta complessiva, in calo rispetto al 27,2% registrato nel 2007, mentre i primi 10 operatori hanno coperto una quota pari al 50,7% del totale, rispetto al 54,1% dell'anno precedente.

Tab. 6.2

Concentrazione degli operatori lato domanda e lato offerta (Anni 2007 e 2008)

	2007		2008	
	Domanda (%)	Offerta (%)	Domanda (%)	Offerta (%)
Primi tre operatori	76,4	27,2	54,3	19,7
Primi dieci operatori	99,1	54,1	92,9	50,7
Altri	0,9	45,9	7,1	49,3

4 LEGGE 23 AGOSTO 2004, N. 239 (RIORDINO DEL SETTORE ENERGETICO, NONCHÉ DELEGA AL GOVERNO PER IL RIASETTO DELLE DISPOSIZIONI VIGENTI IN MATERIA DI ENERGIA) PUBBLICATA NELLA GAZZETTA UFFICIALE N. 215 DEL 13 SETTEMBRE 2004

5 DECRETO LEGISLATIVO 3 APRILE 2006, N. 152 (NORME IN MATERIA AMBIENTALE) PUBBLICATO NELLA GAZZETTA UFFICIALE N. 88 DEL 14 APRILE 2006 - SUPPLEMENTO ORDINARIO N. 96.

6 DECRETO LEGISLATIVO 8 FEBBRAIO 2007, N. 20 (ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 2004/8/CE SULLA PROMOZIONE DELLA COGENERAZIONE BASATA SU UNA DOMANDA DI CALORE UTILE NEL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA, NONCHÉ MODIFICA ALLA DIRETTIVA 92/42/CEE) PUBBLICATO NELLA GAZZETTA UFFICIALE N. 54 DEL 6 FEBBRAIO 2007.

6.1.4 Le novità del 2008

Dal 1° novembre 2008 il GME è controparte centrale in tutte le transazioni eseguite nella sede organizzata del Mercato dei CV, in risposta alle numerose richieste formulate in tal senso da parte degli operatori del mercato, anche attraverso le associazioni di categoria.

La qualifica di controparte centrale attribuita al GME consente di eliminare completamente il rischio di controparte e introduce una semplificazione degli adempimenti amministrativo-contabili derivanti dalla partecipazione al mercato organizzato.

Gli operatori acquirenti, per poter partecipare al mercato, dovranno effettuare un unico pagamento, a favore del GME, a titolo di deposito a garanzia totale degli acquisti. Il sistema di negoziazione accetterà le proposte di acquisto solo se completamente coperte dal deposito disponibile. Successivamente alla conclusione della sessione di mercato:

- a) i venditori dovranno emettere una sola fattura nei confronti del GME;
- b) gli acquirenti riceveranno un'unica fattura dal GME.

6.1.5 La Piattaforma Bilaterali CV

La Piattaforma Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV) è una funzionalità del mercato CV, avviata dal febbraio 2007, che consentiva agli operatori che lo desideravano di registrare, attraverso il sistema informatico predisposto dal GME, le transazioni bilaterali concluse al di fuori delle sessioni di mercato. Il GME avrebbe verificato la congruità delle proposte di scambio, andando a controllare la disponibilità dei CV in capo al venditore e la disponibilità finanziaria necessaria a concludere il pagamento in capo all'acquirente.

Dall'inizio del 2009, a seguito dell'approvazione del d.m. 18 dicembre 2008, gli operatori sono obbligati a registrare le transazioni bilaterali sulla PBCV e a comunicarne i prezzi di scambio e le quantità.

Gli operatori possono scegliere se chiedere la verifica di congruità al GME, attraverso la quale viene controllata, prima della conclusione della registrazione, la disponibilità dei certificati scambiati in capo al venditore e la disponibilità finanziaria, necessaria a concludere il pagamento, in capo all'acquirente. In alternativa, gli operatori possono limitarsi a registrare la transazione senza chiedere alcun controllo da parte del GME; in tal caso la transazione viene registrata automaticamente, dopo aver verificato la sola disponibilità dei CV in capo al venditore.

La partecipazione degli operatori alla PBCV è stata piuttosto limitata nel corso del 2008. Durante le sessioni dello scorso anno infatti sono stati scambiati, in totale, 1.200 CV di taglia pari a 50 MWh nel mese di gennaio e 121.718 di taglia pari a 1 MWh nella rimanente parte dell'anno. Pertanto l'energia sottostante i CV scambiati bilateralmente e registrati attraverso la PBCV è risultata pari a complessivi 181.718 MWh.

Non è possibile fornire alcun dato relativo ai prezzi di scambio dei contratti bilaterali poiché nel 2008 non era ancora vigente l'obbligo di comunicazione dei prezzi.

6.2 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

Con l'approvazione dei dd.mm. del 20 luglio 2004⁷, è stato introdotto in Italia un sistema di incentivazione dell'efficienza energetica basato su meccanismi di mercato. Ai distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 utenti connessi alla rete di distribuzione⁸ viene assegnato un obiettivo di risparmio (espresso in tonnellate equivalenti di petrolio o tep) da conseguire attraverso la realizzazione di progetti e misure di incremento dell'efficienza energetica. Tali interventi danno diritto al rilascio da parte del GME, su comunicazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), di un numero di titoli di efficienza energetica (TEE) equivalenti al risparmio conseguito. I soggetti obbligati devono poi consegnare all'AEEG, ogni anno, un numero di TEE equivalente al loro *target* di risparmio annuale.

7 DECRETI DEL MINISTRO DELLE ATTIVITÀ PRODUTTIVE DI CONCERTO CON IL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO DEL 20 LUGLIO 2004 (NUOVA INDIVIDUAZIONE DEGLI OBIETTIVI QUANTITATIVI PER L'INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI DI ENERGIA, AI SENSI DELL'ART. 9, COMMA 1, DEL D.LGS. 16 MARZO 1999, N. 79) E (NUOVA INDIVIDUAZIONE DEGLI OBIETTIVI QUANTITATIVI NAZIONALI DI RISPARMIO ENERGETICO E SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI, DI CUI ALL'ART. 16, COMMA 4, DEL DECRETO LEGISLATIVO 23 MAGGIO 2000, N. 164) PUBBLICATI NELLA GAZZETTA UFFICIALE N. 205 DEL 1° SETTEMBRE 2004.

8 DAL 2008 LA SOGLIA È STATA ABBASSATA A 50.000 UTENTI.

I succitati decreti hanno altresì previsto che il GME organizzasse e gestisse un Registro dei TEE, dove vengono depositati i titoli emessi a favore di ciascun operatore e in cui vengono registrati tutti i movimenti successivi all'emissione (trasferimento, annullamento). Il GME inoltre è stato incaricato di organizzare e gestire una sede di negoziazione dei TEE, per consentire lo scambio tra i soggetti in possesso di TEE e quelli obbligati che necessitano di tali titoli per l'adempimento agli obblighi previsti.

Il mercato organizzato dei TEE è partito agli inizi del 2006, registrando un numero di transazioni crescente, anche alla luce degli incrementi annuali degli obiettivi di risparmio previsti dal legislatore.

6.2.1 Operatori iscritti al Registro e al Mercato dei TEE e titoli emessi

A fine 2008 gli operatori iscritti al Registro dei titoli di efficienza energetica, gestito dal GME, erano 268, così suddivisi: 72 distributori, 187 Esco e 9 *traders*.

Dei 268 operatori iscritti al Registro, 193 hanno richiesto ed ottenuto la qualifica di operatori di mercato, di questi, 47 sono distributori, 139 Esco e 7 *traders*.

I titoli emessi a favore dei titolari di progetti di risparmio dal GME nell'anno 2008, previa autorizzazione da parte dell'AE-EG, sono stati 1.339.146, di cui:

- 999.147 del tipo I (attestanti risparmi di energia elettrica);
- 273.004 del tipo II (attestanti risparmi di gas);
- 66.995 del tipo III (attestanti risparmi di energia primaria).

Dalla partenza del meccanismo di incentivazione a fine 2008 i titoli complessivamente emessi sono stati pari a 2.599.609, mentre quelli che sono stati annullati e dovranno essere annullati (nell'anno in corso) per l'adempimento all'obbligo da parte dei distributori è pari a 3.298.304, secondo il dettaglio riportato nella tabella che segue.

Tab. 6.3

Obiettivi di risparmio assegnati ai distributori di energia elettrica e gas (espressi in tonnellate equivalenti di petrolio – tep)

	Obiettivi Assegnati Distributori Energia Elettrica	Obiettivi Assegnati Distributori Gas	Totale
Anno 2005	97.854	58.057	155.911
Anno 2006	191.949	117.062	309.011
Anno 2007	385.558	247.824	633.382
Anno 2008	1.200.000	1.000.000	2.200.000

A fine 2008 pertanto, si registrava una situazione di eccesso di domanda rispetto ai titoli emessi per 698.695 unità (3.298.304 – 2.599.609).

Poiché nel secondo semestre del 2008 ne sono stati emessi 795.777, si può stimare che, al netto dei nuovi progetti che inizieranno a maturare titoli nel 2009, al 31 maggio 2009 i nuovi titoli emessi saranno pari a 397.888 (metà delle emissioni del semestre precedente, poiché queste vengono normalmente effettuate dal GME su comunicazione dell'AE-EG all'inizio di ogni trimestre, relativamente ai risparmi conseguiti nel trimestre precedente). Sotto queste ipotesi, la domanda potrebbe ancora essere superiore all'offerta. L'equilibrio di mercato dipenderà da quanti nuovi progetti inizieranno ad ottenere titoli nella prima parte del 2009.

6.2.2 Andamento del mercato dei TEE nel 2008

Nelle sessioni di mercato del 2008 il numero totale di TEE scambiati è risultato pari a 514.951. La tabella seguente rac-

colle le statistiche principali relative ai TEE negoziati durante le quarantotto sessioni del mercato organizzato dal GME nel corso del 2008.

Statistiche del mercato dei TEE (anno 2008)

Tab. 6.4

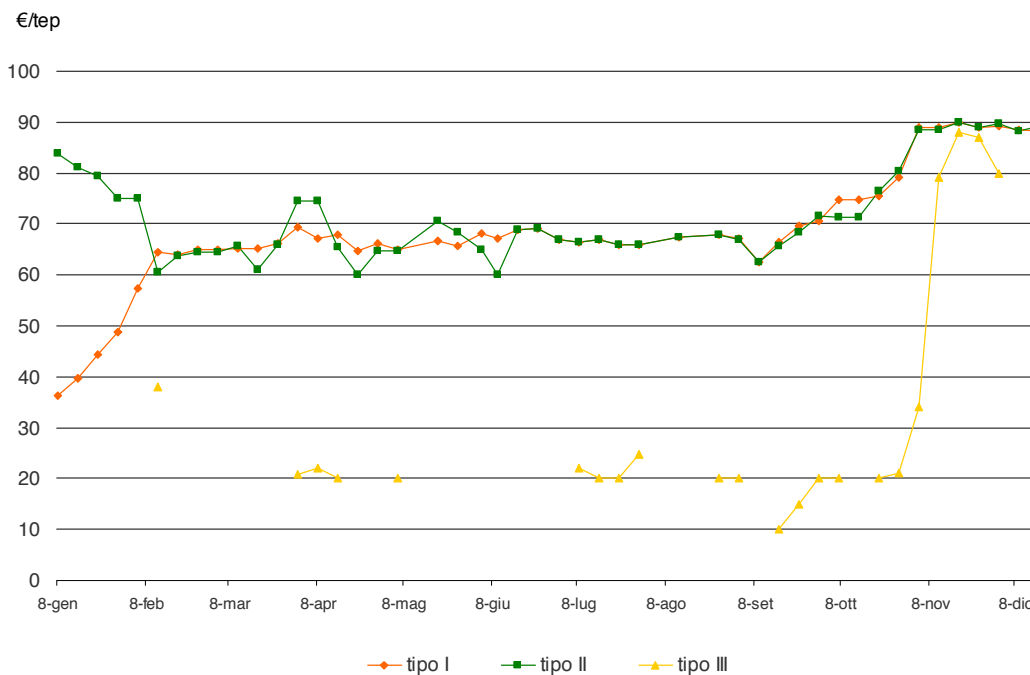
	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volume TEE scambiati (n. TEE)	377.059	108.232	29.660
Controvalore (€)	26.176.694	7.700.831	1.711.751
Prezzo minimo (€/TEE)	35,00	35,00	10,00
Prezzo massimo (€/TEE)	90,00	90,50	88,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	69,42	71,15	57,71

Si ricorda che a ciascun titolo corrisponde un risparmio di 1 tonnellata di petrolio equivalente (tep).

L'andamento dei prezzi dei TEE registrati sul mercato organizzato dal GME nel corso del 2008 è rappresentato dal grafico seguente.

Prezzi dei TEE sul mercato organizzato (anno 2008)

Fig. 6.2



Nel corso delle prime sessioni del 2008 si è registrata una convergenza nei livelli dei prezzi dei titoli di tipo I e II, grazie all'approvazione del d.m. del 21 dicembre 2007⁹ con il quale si è introdotta l'equivalenza nell'utilizzazione delle due tipologie di titoli ai fini dell'adempimento dell'obbligo previsto dai succitati dd.mm. del 2004.

Inoltre l'articolo 7, comma 3, del d. lgs. 115/08¹⁰ ha stabilito che "[...] il risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione è equiparato al risparmio di gas naturale", introducendo così l'equiparazione dei titoli di tipo III, rappresentativi di risparmi di energia primaria, ai titoli di tipo II, attestanti risparmi di gas naturale.

Grazie a tale novità, i distributori obbligati, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, potranno ottenere il rimborso tariffario previsto anche consegnando i titoli di tipo III per l'annullamento.

⁹ DECRETO DEL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO DI CONCERTO CON IL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE DEL 21 DICEMBRE 2007 (REVISIONE E AGGIORNAMENTO DEI DECRETI 20 LUGLIO 2004, CONCERNENTI L'INCREMENTO DELL'EFFICIENZA ENERGETICA DEGLI USI FINALI DI ENERGIA, IL RISPARMIO ENERGETICO E LO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI) PUBBLICATO NELLA GAZZETTA UFFICIALE N. 300 DEL 28 DICEMBRE 2007.

¹⁰ DECRETO LEGISLATIVO 30 MAGGIO 2008, N. 115 (ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 2006/32/CE RELATIVA ALL'EFFICIENZA DEGLI USI FINALI DELL'ENERGIA E I SERVIZI ENERGETICI E ABROGAZIONE DELLA DIRETTIVA 93/76/CEE) PUBBLICATO NELLA GAZZETTA UFFICIALE N. 300 DEL 28 DICEMBRE 2007.

A partire da novembre 2008, i titoli di tipo III hanno, di conseguenza, registrato un incremento sensibile dei prezzi e dei volumi, andando ad allinearsi sostanzialmente alle quotazioni delle altre due tipologie di TEE.

Tuttavia, il mercato ha adeguato le quotazioni dei titoli di tipo III in ritardo rispetto all'entrata in vigore della norma sopra citata. Ciò è spiegato dai dubbi interpretativi sorti al momento dell'applicazione della norma stessa. In particolare, non era chiaro se l'equiparazione potesse avvenire per tutti i titoli di tipo III, indipendentemente dalla data di emissione degli stessi, oppure solo per i titoli emessi successivamente all'entrata in vigore della legge. Risolti i dubbi e accertato che tutti i titoli di tipo III avrebbero dato diritto al rimborso tariffario (si veda la delibera dell'AEEG EEN 36/08), i prezzi di mercato si sono velocemente adeguati a quelli dei titoli di tipo I e II, anche se è probabile che rimarranno delle differenze, seppur lievi, data la minore liquidità del mercato dei titoli di tipo III. Giova infatti ricordare che il mercato del GME è organizzato in *book* di negoziazione distinti, uno per ciascuna tipologia. Le proposte di acquisto e di vendita devono infatti riferirsi ad una specifica tipologia e il sistema informatico di gestione del mercato raggruppa automaticamente le proposte relative a una stessa tipologia in una unica schermata, suddividendole in proposte di acquisto e proposte di vendita e ordinando ciascun gruppo in base al prezzo e alla priorità temporale.

6.2.3 Transazioni bilaterali

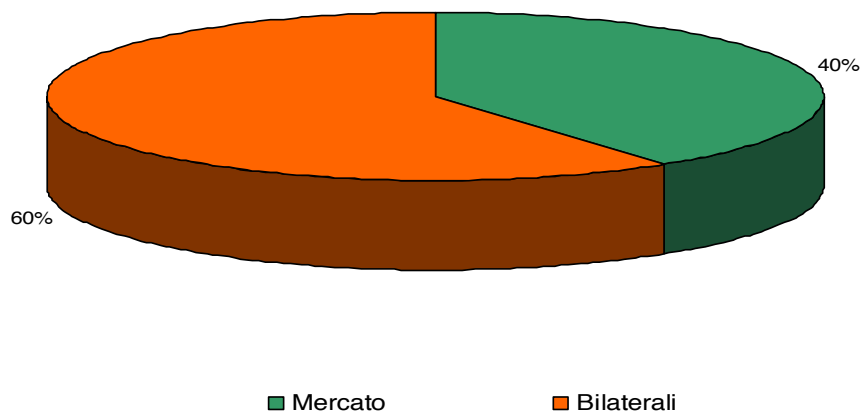
Il numero totale di TEE scambiati bilateralmente nel 2008 tra gli operatori è risultato pari a 800.484 titoli di cui:

- 645.722 di tipo I;
- 149.187 di tipo II;
- 5.575 di tipo III.

La percentuale degli scambi sul mercato organizzato, durante il 2008, è stata pari al 40%, contro il 60% di transazioni avvenute attraverso contratti bilaterali.

Fig. 6.3

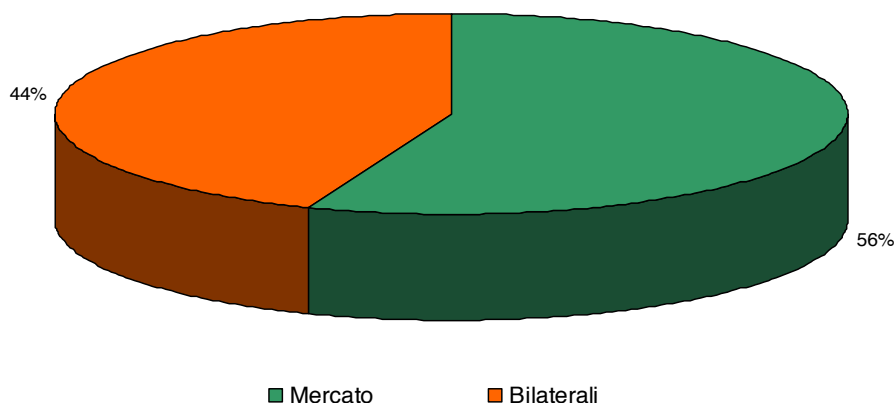
Scambi sul mercato organizzato e bilaterali di TEE (anno 2008)



Si deve comunque considerare che ben 366.549 dei TEE complessivamente contrattati bilateralmente sono riconducibili a scambi tra società appartenenti allo stesso gruppo. Di conseguenza, al netto degli scambi infragruppo, la percentuale degli scambi sul mercato organizzato salirebbe al 55,8% rispetto al 44,2% delle transazioni bilaterali.

Scambi sul mercato organizzato e bilaterali di TEE al netto degli scambi infragruppo (anno 2008)

Fig. 6.4



Da aprile 2008, a seguito dell'approvazione della delibera dell'AEEG n. 345/07, gli operatori sono obbligati a comunicare il prezzo di conclusione delle transazioni bilaterali nel momento in cui inseriscono l'operazione nel Registro dei TEE gestito dal GME. Le principali statistiche relative alle transazioni bilaterali, da aprile 2008 a fine anno, sono riportate nella tabella che segue.

Scambi bilaterali di TEE (aprile-dicembre 2008)

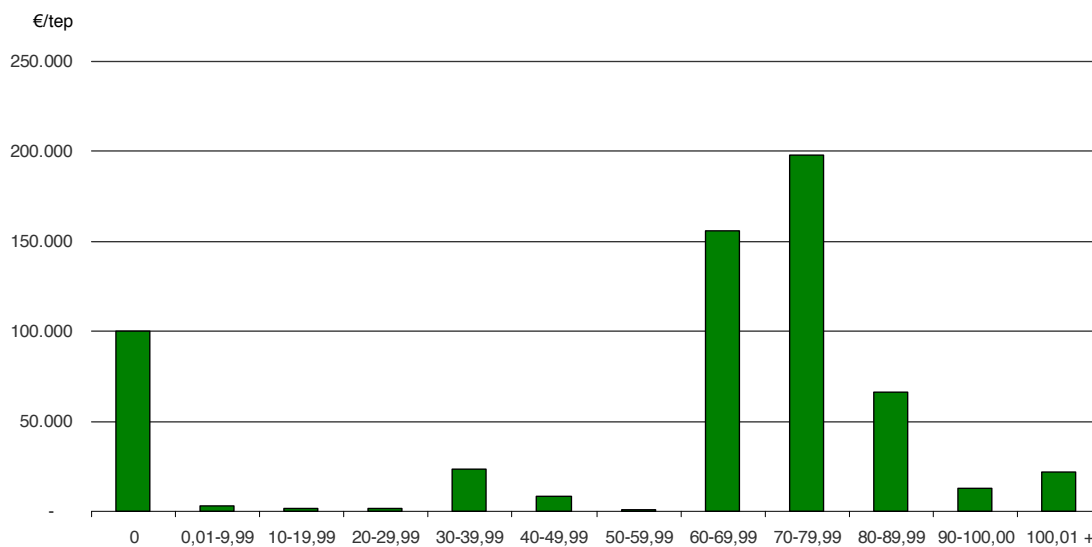
Tab. 6.5

tipologia	I	II	III
prezzo minimo (€/tep)	0,00	0,00	0,00
prezzo massimo (€/tep)	869,59	869,59	869,59
prezzo medio ponderato (€/tep)	45,82	50,54	14,05
n. TEE scambiati	623.839	144.650	5.308

Nello stesso periodo, la distribuzione dei prezzi comunicati dagli operatori è stata la seguente.

Distribuzione dei prezzi degli scambi bilaterali di TEE (aprile-dicembre 2008)

Fig. 6.5



Nel valutare i prezzi medi ponderati delle transazioni bilaterali, va considerato che in alcuni casi dette transazioni sono state registrate a prezzi molto lontani da quelli di mercato. A titolo esemplificativo, si sono verificati dei casi in cui la società titolare del progetto aveva la necessità di trasferire i TEE a prezzo nullo, poiché nel contratto con alcuni *partner* del progetto era prevista una remunerazione dei servizi prestati basata appunto su un certo numero di TEE trasferiti gratuitamente.

Una sintesi dei prezzi dei bilaterali che abbia senso dovrebbe sicuramente escludere i contratti fra società dello stesso gruppo e quelli stipulati a prezzi la cui differenza con la media del mercato organizzato sia superiore a una certa percentuale.

6.3 Il Mercato delle Unità di Emissione

Il 2008 ha rappresentato l'anno di passaggio dalla prima alla seconda fase dello schema di *Emission Trading* europeo (EU ETS), che ha preso il via nel 2005 a seguito dell'approvazione della direttiva 2003/87/CE¹¹. Il secondo periodo (2008-2012) vedrà gli Stati membri impegnati nel raggiungimento dei target previsti dal protocollo di Kyoto, con l'Unione europea che dovrà ridurre collettivamente le proprie emissioni di gas a effetto serra dell'8% rispetto ai livelli del 1990. Per quanto riguarda il mercato europeo delle EUA, il passaggio ufficiale alla seconda fase è avvenuto lo scorso 30 aprile, ultima data utile per lo scambio delle EUA relative al primo periodo, che, nel corso del 2007, avevano gradualmente perso il proprio valore sino a raggiungere pochi centesimi di euro per tonnellata di CO₂, a causa di un evidente eccesso di allocazione di permessi nel periodo 2005-2007. Il mercato spot delle EUA 2008-2012 ha sperimentato una partenza piuttosto lenta a causa del prolungato processo di approvazione dei Piani di Assegnazione Nazionale (PNA) da parte sia dei governi degli Stati membri sia dell'Unione europea, con successivo ritardo nel rilascio dei permessi nei conti degli operatori presso i vari registri interconnessi. Soltanto verso la fine del 2008, con la scadenza dei contratti a termine ormai prossima, gli Stati membri con le assegnazioni più importanti hanno provveduto al rilascio delle quote relative alle emissioni 2008. Rimangono tuttavia alcuni paesi, come Polonia ed Ungheria, che non hanno ancora finalizzato il processo di approvazione del PNA. L'avvenuto rilascio delle quote da parte dei principali Stati membri ha comunque contribuito a rivitalizzare il mercato *spot* delle EUAs.

A dicembre anche in Italia sono state depositate sui conti proprietà presso il Registro ISPRA le unità di emissione relative alla fase II.

Il quantitativo delle unità assegnate nel PNA italiano inviato a Bruxelles nel febbraio 2008 ed approvato nel mese di novembre 2008, espresso in MtCO₂, è mostrato nella Tab. 6.6. La metodologia utilizzata si basa sull'ipotesi che il peso delle emissioni dei settori regolati dalla direttiva 2003/87/CE sul totale delle emissioni nazionali e il peso delle emissioni dei settori non regolati dalla direttiva 2003/87/CE sul totale delle emissioni nazionali rimanga costante nel periodo 2005-2012. Assume, inoltre, che i due macro-settori abbiano lo stesso potenziale di riduzione, tenendo conto dell'assegnazione media annua delle unità di CO₂ approvata dalla Commissione europea per il primo periodo, dei pesi dei settori EU-ETS in termini di emissioni, della distanza dagli obiettivi di Kyoto e dello sforzo di riduzione richiesto ai settori coinvolti.

Tab. 6.6

Piano di assegnazione nazionale italiano 2008-2012

	2008	2009	2010	2011	2012
	in MtCO ₂				
Quantità assegnata agli impianti esistenti (MtCO ₂)	206,72	198,47	191,41	179,72	177,38
Quantità media annua riservata "nuovi entranti"	18,26	18,26	18,26	18,26	18,26
Quantità totale di quote assegnate	224,98	216,73	209,67	197,98	195,64

Fonte: PNA nazionale 2008-2102

La differenza maggiore rispetto al PNA 2005-2007 riguarda i settori termoelettrico e della raffinazione. Nello specifico, per il settore termoelettrico, la nuova proposta di assegnazione è passata da una media di 131,06 MtCO₂/anno a 100,66

¹¹ DIRETTIVA 2003/87/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DEL 13 OTTOBRE 2003, CHE ISTITUISCE UN SISTEMA PER LO SCAMBIO DI QUOTE DI EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA NELLA COMUNITÀ E CHE MODIFICA LA DIRETTIVA 96/61/CE DEL CONSIGLIO.

MtCO₂/anno, mentre per il settore della raffinazione è passata da una media di 23,76 MtCO₂/anno a 20,06 MtCO₂/anno. I dati riportati nella tabella seguente mostrano le differenze di assegnazione per settore esistenti nei due piani.

Distribuzione per attività delle assegnazioni medie annue

Tab. 6.7

Attività energetiche	Assegnazione 2005-2007	Assegnazione 2008-2012
	in MtCO ₂	
Termoelettrico non cogenerativo e cogenerativo	131,6	100,66
Altri impianti di combustione	14,9	14,52
Teleriscaldamento	0,23	0,23
Raffinazione	23,76	20,06
Compressione e metanodotti	0,88	0,88
Altro	13,78	13,41

Fonte: PNA nazionale 2008-2012

Alla fine di ogni anno, il gestore deve dichiarare all'autorità competente le emissioni di gas a effetto serra prodotte dall'impianto nell'anno in corso. Tali comunicazioni si attengono alle linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni che la Commissione ha adottato basandosi sui criteri indicati nell'allegato IV alla direttiva 2003/87/CE.

Si procede, dunque, ad una verifica delle comunicazioni presentate dai gestori, tenendo conto dei principi di cui all'allegato V della direttiva stessa. L'attività di verifica è volta ad accertare l'affidabilità, la credibilità e la precisione dei sistemi di monitoraggio, dei dati e delle informazioni presentati. Qualora le verifiche delle comunicazioni non soddisfino i criteri previsti, il gestore non potrà trasferire le unità di emissione (EUAs) finché la sua comunicazione non sarà conforme.

Nel frattempo il GME ha modificato il regolamento del mercato introducendo la controparte centrale. Il nuovo mercato ha ripreso l'operatività il 15 gennaio 2009, dopo essere stato sospeso da maggio 2008 in attesa dell'allocazione delle unità per la fase II. Al momento fra gli operatori iscritti sono presenti quasi esclusivamente soggetti italiani.

La qualifica di controparte centrale attribuita al GME consente di eliminare completamente il rischio di controparte ed introduce una semplificazione degli adempimenti amministrativo-contabili derivanti dalla partecipazione al mercato organizzato.

Gli operatori acquirenti, per poter partecipare al mercato, dovranno effettuare un unico pagamento, a favore del GME, a titolo di deposito a garanzia totale degli acquisti. Il sistema di negoziazione accetterà le proposte di acquisto solo se completamente coperte dal deposito disponibile. Successivamente alla conclusione della sessione di mercato:

- a) i venditori dovranno emettere una sola fattura nei confronti del GME;
- b) gli acquirenti riceveranno un'unica fattura dal GME.





LE ATTIVITA' DELLA SOCIETA'

1. I COMPITI ISTITUZIONALI E L'ATTIVITA' INTERNAZIONALE
2. I RISULTATI ECONOMICI

p. 159

p. 163

1. I COMPITI ISTITUZIONALI E L'ATTIVITA' INTERNAZIONALE

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 direzione e coordinamento.

1.1 I compiti istituzionali

Il GME assume un ruolo di primaria importanza all'interno del processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano avviato nel 1999, svolgendo lo stesso una serie di rilevanti funzioni:

- la gestione economica e l'organizzazione del Mercato Elettrico (ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei Certificati Verdi (ex-articolo 6 del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato dell'11 novembre 1999, come abrogato e sostituito dall'articolo 12 del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008);
- l'organizzazione di una Piattaforma per la Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV) ai sensi all'articolo 12 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008;
- l'organizzazione di una sede di Mercato per la contrattazione dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE) e la predisposizione delle regole di funzionamento del mercato d'intesa con l'AEEG (articolo 10 dei D.D.M.M. 20 luglio 2004);
- la gestione del Registro dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) e la predisposizione del relativo Regolamento ai sensi della Delibera EEN n. 5/08 dell'AEEG di approvazione del Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica di cui all'articolo 4, comma 1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) del 28 dicembre 2007, n. 345/07 e all'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 dicembre 2007;
- l'organizzazione e gestione di una sede per la contrattazione delle Unità di Emissione (EM), di cui alla direttiva 2003/87/CE relative all'*emission trading* e successive modifiche e/o integrazioni, nonché la predisposizione delle relative regole di funzionamento;
- la gestione della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) ai sensi dell'articolo 17, dell'Allegato A della deliberazione n.111/06 dell'AEEG e successive modifiche ed integrazioni, ossia la piattaforma in cui vengono registrati i contratti bilaterali conclusi dagli operatori al di fuori del sistema delle offerte.

Il GME organizza il Mercato Elettrico, ai sensi dell'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, *secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando, altresì, la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza.*

Nel perseguire tali finalità, la borsa dell'energia elettrica si articola nel Mercato Elettrico a Pronti (MPE) e nel Mercato Elettrico a Termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE).

Il MPE è ulteriormente suddiviso in:

- Mercato del Giorno Prima (MGP), avente per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto;
- Mercato di Aggiustamento (MA), avente per oggetto la contrattazione, tramite offerte di acquisto e vendita, delle variazioni di quantità di energia rispetto a quelle negoziate sul MGP;
- Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), avente per oggetto l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Trattasi di mercati telematici, gestiti, via internet, attraverso 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 struttura di mercato tiene conto delle caratteristiche della rete elettrica nazionale e, in particolare, dei vincoli di trasmissione esistenti, che determinano la suddivisione in zone del Paese. In tal senso, il mercato costituisce lo strumento più idoneo ad assicurare le condizioni necessarie per la promozione:

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

La borsa elettrica, pur essendo relativamente giovane, svolge un ruolo sempre più strategico nel settore delle negoziazioni di energia elettrica, consentendo, tra l'altro, l'individuazione e la rilevazione dei dati e delle informazioni utili a favorire eventuali interventi normativi e regolamentari, da parte delle autorità di controllo, finalizzati a conseguire una gestione sempre più efficiente dei flussi di scambio di energia.

Anche per il 2008, si conferma l'impegno del GME a stimolare la concorrenza; impegno che, nel gennaio 2007, aveva portato ad una significativa riduzione dei corrispettivi di negoziazione, già particolarmente convenienti rispetto a quelli applicati agli operatori stranieri nei principali paesi europei. Obiettivi, questi ultimi che si declinano anche nell'orientamento ad offrire maggiori strumenti di flessibilità agli operatori a fronte del mantenimento di costi di corrispettivo contenuti.

Il MTE ha per oggetto la contrattazione di forniture future di energia elettrica con periodi di consegna fisica pari al giorno, alla settimana e al mese, sottoscritte sulla base di contratti della tipologia *Baseload* e *Peakload*.

Il MTE è stato avviato il 1° novembre 2008, a seguito dell'entrata in vigore del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 17 settembre 2008, pubblicato sul suppl. ord. n. 233 alla g.u. n. 243 del 16 ottobre 2008, che ha approvato le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico. Tali modifiche, disciplinando le regole di funzionamento della piattaforma di scambio a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia elettrica (MTE) hanno consentito il completamento del disegno del mercato elettrico italiano.

Anche con riferimento ai mercati ambientali, sempre più indispensabili e determinanti nell'ambito di una gestione efficiente dei vincoli di tutela ambientale, il GME continua a svolgere un ruolo strategico. Nel corso dell'anno 2008 a seguito delle disposizioni introdotte dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2008 è stato affidato al GME l'ulteriore compito di introdurre un sistema di registrazione delle transazioni di certificati verdi concluse bilateralmente, capace di rendere noti e trasparenti non solo i volumi e la tipologia dei certificati scambiati, ma anche i prezzi a cui gli scambi sono stati conclusi.

Per quanto rileva l'attività di monitoraggio del Mercato Elettrico, fin dall'avvio delle contrattazioni nell'aprile 2004, il GME ha svolto numerosi compiti strumentali all'esercizio delle funzioni di monitoraggio da parte dei soggetti, secondo le diverse competenze, istituzionalmente preposti; in particolare l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), la Direzione Generale della Concorrenza dell'UE (DG COMP) e soprattutto l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), alle cui attività di monitoraggio il GME collabora secondo i termini e le modalità previste nelle diverse delibere succedutesi nel tempo (in particolare si segnalano le deliberazioni AEEG n. 21/04 del 24 febbraio 2004, n. 49/04 del 27 marzo 2004, n. 254/04 del 30 dicembre 2004, n. 50/05 del 25 marzo 2005 con successive modifiche ed integrazioni).

Tale attività ha registrato un significativo grado di affinamento e di armonizzazione con la pubblicazione della Delibera ARG/elt n. 115/08 del 6 agosto 2008 recante il Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato (di seguito: TIMM). In particolare ai sensi dell'articolo 3.1 del TIMM, il GME svolge le attività di acquisizione, organizzazione, stoccaggio e

condivisione con l'AEEG dei dati strumentali all'attività di monitoraggio indicati nell'Allegato A del TIMM, nonché diverse attività di elaborazione ed analisi descritte all'articolo 5 del TIMM. Gli elementi qualificanti e innovativi del TIMM sono tuttavia i seguenti:

- rispetto alla raccolta dei dati, al GME viene affidato il compito di costruire un più ampio *datawarehouse* che integri i dati del mercato elettrico con quelli inerenti l'andamento delle principali componenti di costo dell'energia (costo dei combustibili, dei certificati verdi, delle quote di emissione di CO₂), l'andamento delle quotazioni sui principali mercati spot dell'energia europei, nonché l'evoluzione delle contrattazioni sui diversi mercati a termine dell'energia (fisici e finanziari, regolati e OTC), creando le basi per un monitoraggio integrato dei mercati dell'energia quanto mai necessario in vista della crescente integrazione dei mercati europei, dei mercati dell'elettricità e del gas, dei mercati fisici e finanziari, dei mercati spot e a termine;
- rispetto alla condivisione dei dati richiesti con l'AEEG, GME non si limita più a fornire semplicemente gli stessi mediante invii periodici, ma si qualifica come un vero e proprio *service provider*, avendo il compito di progettare, realizzare, mantenere e sviluppare un apposito *datawarehouse*, consentendo al contempo all'AEEG l'accesso remoto ai dati mediante uno strumento di *business intelligence*;
- rispetto all'elaborazione e analisi dei dati, GME non si limita più a calcolare e monitorare i tradizionali indicatori di monitoraggio, ma sviluppa vere e proprie simulazioni di mercato di tipo *what-if* finalizzate a valutare l'effetto sul mercato di politiche di offerta alternative da parte degli operatori secondo le indicazioni fornite dall'AEEG;
- rispetto allo svolgimento dell'insieme delle attività richiamate dal TIMM, viene richiesta la creazione di un'apposita unità operativa, di cui il GME si è dotato sin dal 2006, anticipando le indicazioni contenute nel TIMM.

Merita infine rilevare come GME sia l'unico mercato in Europa a svolgere istituzionalmente un ruolo simile, secondo un modello ispirato a quello delle *Market Monitoring Unit* americane, e come tale ruolo rappresenti un contributo notevole ad una effettiva promozione della trasparenza e della concorrenzialità dei mercati, che GME interpreta anche attraverso l'abbondanza e la ricchezza di informazioni rese pubbliche sul proprio sito.

1.2 L'attività internazionale

Il GME è tra i soci fondatori di EuroPEX, l'associazione senza fine di lucro delle borse elettriche europee con sede a Bruxelles.

Tale associazione ha come obiettivi principali:

- promuovere il ruolo delle borse elettriche quale strumento strategico attraverso il quale aumentare la concorrenza contribuendo ad incrementare la trasparenza del meccanismo di formazione dei prezzi e a rendere possibile l'attuazione del mercato unico europeo dell'elettricità;
- supportare l'avanzamento del processo di liberalizzazione dei sistemi elettrici europei;
- affrontare la questione dell'ottimizzazione degli scambi internazionali di energia elettrica, con particolare attenzione alla ricerca di soluzioni di mercato finalizzate alla gestione delle congestioni transfrontaliere;
- stabilire un dialogo costruttivo con le autorità dell'Unione europea e le altre associazioni comunitarie attive nel settore dell'elettricità quali ad esempio ETSO (European Transmission System Operators) ed EFET (European Federation of Energy Traders);
- accrescere la cooperazione tra le borse elettriche europee promuovendo il libero scambio;
- valutare la necessità di raccomandazioni riguardanti la trasparenza informativa e le regole di mercato, con particolare riferimento a quelle mirate a prevenire l'abuso di potere di mercato;
- affrontare e seguire le questioni riguardanti i mercati di altri prodotti collegati e rilevanti per il mercato elettrico, come quelli del carbone e del gas naturale.

Il GME ha assunto la Presidenza di EuroPEX per il biennio 2009-2010, in una fase delicata in cui l'associazione sta assumendo un ruolo sempre più attivo nella definizione delle strategie volte a far avanzare il processo di liberalizzazione del settore, come è stato confermato durante il XV European Electricity Regulatory Forum, tenutosi a Firenze il 24 e 25 novembre 2008. In tale occasione infatti, l'ERGEG (European Regulators' Group for electricity and gas) è stato

invitato a stabilire un *Project Coordination Group* con il compito di proporre misure concrete per l'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati elettrici, finalizzate ad una loro effettiva integrazione e a una gestione ottimale delle congestioni transfrontaliere. A tale fine sono stati chiamati a partecipare a questo gruppo esperti provenienti dai principali soggetti attivi sui mercati elettrici: la Commissione europea, i regolatori, i gestori di rete (ETSO), i produttori (Eurelectric), i *trader* (EFET) e appunto EuroPEX. Inoltre è stato istituito un sottogruppo di natura strettamente tecnica, definito Market Integration Design Project, cui sono stati chiamati a partecipare EuroPEX ed ETSO.

Il GME partecipa inoltre ai gruppi di lavoro internazionali, istituiti nell'ambito delle iniziative regionali europee (ERI) promosse dall'ERGEG¹, con il compito di sviluppare progetti di integrazione compatibili con il funzionamento dei mercati nazionali.

¹ L'ITALIA È INSERITA NELLA REGIONE *CENTRAL-SOUTH EUROPE*, I CUI LAVORI SONO PRESIEDUTI DALL'AEEG, INSIEME AD AUSTRIA, FRANCIA, GERMANIA, GRECIA E SLOVENIA.

2. I RISULTATI ECONOMICI

Il 2008 conferma il *trend* positivo dei risultati economici raggiunti dalla Società.

Il valore della produzione è cresciuto da 18,6 a 24,1 miliardi di euro a seguito dei significativi incrementi dei volumi di energia negoziati su MGP e su MA, passati da 234,0 TWh a 244,3 TWh e dell'incremento dei prezzi a cui sono avvenuti gli scambi.

Sono altresì comprese nuove componenti di ricavo generate dall'avvio del MTE e dall'assunzione del ruolo di controparte centrale sul Mercato dei Certificati Verdi.

Al netto di tali voci, da considerare "passanti", in quanto perfettamente controbilanciate dal lato dei costi, i ricavi caratteristici sono stati pari a 31,8 milioni di euro, con un incremento di 2,8 milioni di euro (+10,0%) rispetto al 2007, dovuto all'aumento dei volumi di negoziazione sui mercati gestiti dalla Società.

Il risultato operativo cresce di circa di 1,9 milioni di euro (+15%), attestandosi intorno a 14,5 milioni di euro, mentre l'utile netto risulta pari a 11,22 milioni di euro anche a seguito dell'aumento dei proventi finanziari attribuibile da un lato a maggiori volumi intermediati e dall'altro all'incremento dei tassi di remunerazione della liquidità aziendale.

Indicatori di bilancio del GME (anni 2007-2008)

Tab. 1

Dati in milioni €	Ricavi	MOL	Ebit	Utile Netto	Totale Attivo ^(a)	Patrimonio Netto
2007	28,883	14,833	12,623	9,211	53,26	30,386
2008	31,765	16,663	14,517	11,221	63,44	32,618

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico verso operatori e verso controllante, dei corrispettivi per l'assegnazione del CCT, nonché di quelli derivanti dalla segmentazione del mercato. Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori

Dall'analisi degli indicatori economici risulta che:

- i rapporti tra il MOL e i ricavi e tra l'Ebit e i ricavi si attestano rispettivamente al 52,5% e 45,7%, dati entrambi in aumento rispetto al 2007;
- il ROI si mantiene su livelli elevati e il ROE risulta in miglioramento rispetto al valore dell'anno precedente.

Indicatori economici del GME (anni 2007-2008)

Tab. 2

Dati in %	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % Ebit/Ricavi	ROI ^(a)	ROE ^(b)
2007	51,4	43,7	23,7	30,3
2008	52,5	45,7	22,9	34,4

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

(b) il ROE è calcolato come rapporto tra utile netto e patrimonio netto

I costi relativi all'esercizio 2008 (non comprensivi della quota da ribaltare agli operatori e a Terna), pari a 17,2 milioni di euro, mostrano un incremento di circa 1 milione di euro rispetto all'esercizio precedente, come si può desumere dalla sottostante rappresentazione tabellare.

Tab. 3

Struttura dei costi e loro incidenza sui ricavi (anni 2007-2008)

Dati in milioni €	Per Servizi	Godimento Beni di terzi	Personale	Ammort. e Accantonamenti	Oneri Diversi di gestione
2007	5,904	0,897	6,770	2,210	0,457
2008	6,190	0,873	7,690	2,147	0,327
Peso su ricavi					
Dati in %	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi
2007	20,4	3,1	23,4	7,7	1,6
2008	19,5	2,7	24,2	6,8	1,0

Come per il 2007, la voce che incide maggiormente sull'assorbimento dei ricavi è quella del personale (24,3%) seguita dalla spesa per servizi (19,5%).

Nel prospetto seguente, si riporta la consistenza media dei dipendenti nel corso del 2008 suddivisa per categoria e quella puntuale al 31 dicembre del 2008 confrontata con l'anno precedente.

Tab. 4

Composizione del personale

Numero	Consistenza media 2008	Consistenza 31.12.2008	Consistenza media 2007	Consistenza 31.12.2007
Dirigenti	11,2	11	13,0	13
Quadri	25,9	27	18,7	20
Impiegati	50,4	51	47,0	50
Totale	87,5	89	78,7	83

A livello di consistenza finale si registra un incremento di 6 unità.





CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Il 2008 è stato un anno di forti tensioni e instabilità sui mercati internazionali dell'energia. Il petrolio (Brent), che già a fine 2007 aveva raggiunto quotazioni storicamente elevate, ha continuato la sua corsa al rialzo, infrangendo la barriera psicologica dei 100 \$/bbl nel mese di febbraio e toccando il *record* di 144 \$/bbl a inizio luglio. Da quel mese, con l'aggravarsi della crisi economica che ha depresso i consumi, il *trend* si è rapidamente rovesciato e in pochi mesi i prezzi sono crollati fino a toccare un minimo di 33,66 \$/bbl a fine anno. L'apprezzamento della valuta europea nei confronti del dollaro ha, tuttavia, contribuito a contenere i rincari sul mercato interno, limitandone la portata a circa il 23% in media annua.

Spinti dal greggio sono aumentati in maniera molto consistente, fino al 70%, anche i prezzi degli altri combustibili, in particolare carbone e gas naturale, che costituiscono le risorse di riferimento per la produzione di energia elettrica in tutta Europa.

In questo contesto il mercato elettrico italiano ha mostrato ancora una volta il suo effetto di mitigazione delle grandi oscillazioni di prezzo dell'elettricità. Queste, in particolare, sono risultate più contenute e con minori picchi di breve periodo rispetto a quelle delle altre fonti energetiche e anche degli altri mercati europei. Sebbene il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso italiano abbia raggiunto nel 2008 il livello *record* di 86,99 €/MWh, il rincaro (circa il 22% su base annua) è decisamente inferiore a quello dei costi di produzione, che secondo l'indicatore più utilizzato sul mercato italiano, l'ITEC® di ref. e Morgan Stanley, è stimato in un aumento del 47%.

Nel confronto con gli altri mercati europei i prezzi nella borsa elettrica italiana non hanno conosciuto le punte di rialzo comprese tra il 60% annuo del mercato spagnolo (OMEL) e il 73% di quello tedesco (EEX). Si conferma, pertanto, la peculiarità del mercato italiano che, con quotazioni relativamente più stabili e meno reattive dei mercati esteri a condizioni di tensione o a repentini incrementi di consumi, riesce a esprimere prezzi più contenuti in presenza di generalizzate tendenze rialziste.

In particolare, a seguito dei più forti rincari nei mercati europei, l'eccedenza del PUN rispetto al Prezzo Medio Europeo (PME)¹ nel 2008 si è ridotta a 20,4 €/MWh, contro i 32,2 €/MWh del 2007 e i 24,3 €/MWh del 2006, raggiungendo il livello più basso nei mesi di settembre (8,96 €/MWh) e ottobre (12,09 €/MWh), quando le quotazioni hanno raggiunto in gran parte d'Europa i loro massimi storici. Successivamente, con l'inversione della tendenza dei prezzi, il differenziale è tornato a salire portandosi a 28,3 €/MWh a dicembre.

L'avvicinamento tra prezzi italiani e quelli europei si è riflesso, tra l'altro, in un abbassamento del grado di dipendenza dell'Italia dall'estero, con una contrazione dell'importazione netta dal 14,2% al 12% dell'energia complessivamente negoziata su MGP. Questo è il risultato al tempo stesso di una discesa delle importazioni (47,8 TWh) al 14,2% dei volumi totali, e del quasi raddoppio delle esportazioni (7,3 TWh), che hanno raggiunto il 2,2% degli scambi.

Il mercato italiano, pertanto, mostra una crescente reattività all'andamento dei mercati europei, segno che gli stimoli della concorrenza vi stanno acquisendo progressivamente maggior peso. Sebbene molto possa essere ancora fatto per potenziare sia la capacità di trasporto transfrontaliera, sia il suo utilizzo, che attualmente avviene a mezzo di aste esplicite, la correlazione tra l'andamento del differenziale di prezzo con l'estero e l'entità dell'*import* netto si è fatta più evidente che nel passato. Le importazioni nette hanno, infatti, toccato livelli minimi (circa il 10% degli scambi) a settembre e ottobre in corrispondenza di un minor distacco dei prezzi italiani da quelli europei, situazione che rende meno conveniente lo scambio con l'estero.

Emerge, quindi, chiaramente un crescente grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo, con prezzi che riflettono in più ampia misura le tendenze prevalenti a livello europeo piuttosto che l'evoluzione dei fondamentali del mercato interno.

La liquidità della borsa italiana ha continuato a crescere anche nel 2008. Sono stati scambiati circa 233 TWh (+4,8% su base annua), che rappresentano il 69% della domanda complessiva. Il restante 31% delle contrattazioni è avvenuto bilateralmente sul mercato OTC ed è, in genere, costituito da contratti a termine, in quanto questa era fino al novembre 2008 l'unica modalità a disposizione degli operatori per negoziare forniture di elettricità su un orizzonte temporale di medio-lungo periodo.

¹ Il PME è un indice sintetico del valore dell'elettricità alle frontiere, calcolato come media, ponderata per i volumi, dei prezzi registrati sui mercati tedesco (EEX), francese (POWERNEXT) e austriaco (EXAA).

Secondo alcuni analisti l'alto grado di liquidità della borsa elettrica sarebbe poco significativo, in quanto una quota consistente dell'energia scambiata a pronti è coperta da contratti differenziali, che ne fissano il prezzo indipendentemente dalle quotazioni di mercato. Pertanto, queste ultime sarebbero scarsamente rappresentative. Tale tesi mostra, tuttavia, di ignorare importanti aspetti dell'evoluzione recente degli scambi e della struttura del mercato. In primo luogo, nel 2008 la quota di volumi non coperti da contratti a termine era stimabile in circa il 35%, un livello molto più alto rispetto all'anno precedente (20%)². In secondo luogo, nello scorso anno si è assistito a una riduzione del differenziale tra il PUN e gli indicatori di costo termoelettrico, in presenza di un consistente miglioramento dell'assetto concorrenziale dal lato dell'offerta, che deriva tra l'altro dal notevole incremento della capacità produttiva. In particolare, si è ormai costituito un apprezzabile margine di riserva rispetto ai picchi di consumo, che rappresenta un fattore importante anche dal punto di vista della sicurezza sistemica. In terzo luogo, proprio la sempre più massiccia partecipazione degli operatori al mercato ne conferma in maniera indiretta l'utilità per l'intero sistema elettrico, in quanto fornisce un indicatore di prezzo trasparente e tale da riflettere in maniera chiara le effettive forze in campo. Infine, la rappresentatività del PUN come *benchmark* dei prezzi dell'elettricità in Italia è stata riconosciuta anche da altri mercati e dagli operatori, che hanno deciso di utilizzarlo come sottostante dei contratti *a termine* offerti sull'energia elettrica.

Considerando la struttura dell'offerta, la tendenza in atto dall'inizio dell'operatività del mercato nel 2005 verso una crescente concorrenza tra produttori ha subito nell'ultimo anno una decisa accelerazione, come testimoniato da diversi indicatori.

In particolare, la quota dei volumi scambiati nel sistema, su cui il prezzo è stato fissato dalle nuove e più efficienti tecnologie a ciclo combinato, è salita dal 29 al 44%, con picchi del 53% nelle ore notturne. La percentuale di ore, in cui il mercato è risultato concorrenziale al Nord, è rimasta stabile sull'elevato livello del 93%, mentre al Sud ha visto un consistente balzo, passando in un solo anno dal 30% al 50%. Il peso dell'operatore di mercato principale nel fissare il prezzo di mercato si è ridotto dall'80% al 51% dei volumi trattati in borsa, scendendo sotto al 35% nell'ultimo quadrimestre dell'anno, e risultando addirittura inferiore nelle ore di alta domanda rispetto a quelle di bassa domanda. Appare anche particolarmente significativo il fatto che la riduzione della capacità dell'operatore principale di fissare il prezzo è andata solo in minima parte a vantaggio del secondo operatore di mercato, mentre ha interessato l'intera fascia della concorrenza meno grande, con un'incidenza in forte rialzo dal 5 al 22%.

Questi importanti progressi in materia di concorrenza, nondimeno, non impediscono il verificarsi in determinate circostanze di fenomeni di accodamento ai comportamenti dell'operatore principale, che sono tipici di un sistema del tipo "*leader-follower*". Ma la tendenza prevalente, che si scorge, indicherebbe un'evoluzione verso un modello di concorrenza oligopolistica. In un simile contesto, è indubbio che è necessario stimolare un più elevato grado di concorrenza, mirando ad attenuare lo strutturale squilibrio di potere negoziale tra l'offerta e la domanda.

Lo sviluppo di una borsa trasparente e liquida, basata su un sistema a "prezzi di equilibrio", ha comunque stimolato a investire nel potenziamento del parco elettrico, consentendo al Paese di superare l'annoso problema di carenza dell'offerta. Nei primi quattro anni di funzionamento del mercato sono entrati in funzione nuovi impianti per circa 25.000 MVA di capacità produttiva, di cui circa 5.000 MVA nel solo 2008. La nuova potenza è notevolmente più efficiente, ma utilizza prevalentemente fonti energetiche relativamente più costose (gas e rinnovabili), contribuendo al perdurare di un *mix* di generazione squilibrato, dato il modesto ricorso al carbone e l'assenza di energia nucleare. Di conseguenza, il Paese può trarre solo in parte quei benefici che si attende in termini di minori costi di produzione e più bassi prezzi.

Un limite allo sviluppo della concorrenza e all'efficienza del sistema, in particolare nelle due grandi isole, deriva anche dai nodi infrastrutturali nella rete di trasmissione nazionale, che determinano una segmentazione del mercato e congestioni. Queste ultime risultano in aumento, in particolare, all'interno stesso delle zone di mercato, segnalando uno sviluppo della rete che non riesce a rispondere adeguatamente all'evoluzione territoriale del fabbisogno. Tali strozzature concorrono ad aumentare i costi complessivi del sistema di dispacciamento, che secondo il gestore di rete, Terna, nel 2008 sono ammontati a circa 2,7 miliardi di euro. Di tale importo almeno la metà è dovuta alla risoluzione delle congestioni intrazonali, ma il loro impatto potenziale sui prezzi dell'energia elettrica va ben oltre. In particolare, la presenza di congestioni può impedire di far ricorso agli impianti più efficienti attualmente disponibili, e andare a favore di altri

² FONTE: NOMISMA ENERGIA.

meno efficienti e più costosi. Inoltre, concorre a una minore concorrenzialità del mercato, consentendo agli operatori di spuntare prezzi di vendita più alti di quelli che sarebbero possibili in un assetto pienamente competitivo.

Sotto questo profilo, mentre si osserva un sostanziale allineamento dei prezzi tra le macrozone Nord e Sud del Paese, nelle due isole al contrario permangono prezzi nettamente più elevati, in presenza, come sottolineato dalla AEEG, di un'elevata concentrazione dell'offerta e di una struttura del mercato caratterizzata dal permanere di un duopolio. Tali peculiarità strutturali, che affondano le radici nella bassa capacità di interconnessione delle isole con il continente, limitano la convenienza per i nuovi entranti a realizzare impianti in quelle aree e sono responsabili del permanere di un rilevante dislivello tra i prezzi delle zone della penisola e quelli della Sardegna e della Sicilia. Infatti, rispetto alla media nazionale, i primi si attestano al Nord su livelli inferiori del 5%, al Sud appena al di sopra (lo 0,5%), mentre in Sardegna e Sicilia si discostano verso l'alto rispettivamente del 6% e del 38%. Questi differenziali di prezzo potranno ad ogni modo essere attenuati solo quando saranno realizzati gli interventi programmati che sono diretti a potenziare l'interconnessione delle zone peninsulari con le due isole. Parimenti, il superamento della segmentazione territoriale del mercato e il raggiungimento di un effettivo prezzo unico nazionale, che si collochi al di sotto dei livelli visti finora, sarà possibile soltanto quando l'intero Paese si impegnerà a fondo per risolvere le varie strozzature che da anni affliggono la rete di trasmissione elettrica.

Un ruolo di contenimento dei prezzi dovrebbe essere svolto anche dalla domanda di elettricità, che nonostante la temporanea battuta d'arresto del 2008, dovuta alla recessione economica, si prevede che crescerà a un tasso medio annuo dell'1,3% fino al 2018. Di fronte a questa tendenza all'espansione, sarebbe auspicabile che la domanda assumesse un ruolo più attivo di quanto visto in passato, considerato che attualmente solo lo 0,6% delle offerte presentate dai consumatori sulle zone nazionali della borsa elettrica presenta un'indicazione di prezzo. Sarebbe altresì opportuno che si stimolassero maggiormente i consumatori, soprattutto nel settore al dettaglio, ad adottare comportamenti più equilibrati nella distribuzione oraria dei loro consumi, al fine di utilizzare più intensamente le fasce orarie in cui i carichi sulla rete sono minori. Condizione necessaria per raggiungere questo scopo è l'applicazione di efficienti stimoli di prezzo nelle tariffe di riferimento e nei contratti siglati sul mercato libero. In tal senso va data tempestiva attuazione al piano predisposto dall'AEEG, che mira alla diffusione di contatori di nuova generazione, in grado di misurare l'energia consumata nei diversi momenti della giornata e quindi di differenziare temporalmente il prezzo dell'energia applicato agli utenti.

La grande attenzione che i consumatori rivolgono al funzionamento della borsa elettrica e ai prezzi all'ingrosso, che vi si formano, non deve far dimenticare che le quotazioni di borsa incidono solo in parte sul costo energetico sostenuto dall'utente. Il mercato al dettaglio dell'elettricità è, infatti, pienamente liberalizzato dal luglio del 2007. Il prezzo dell'elettricità per il piccolo utente non si forma, se non in parte, sul mercato all'ingrosso. In particolare, se si considerano le tariffe definite di maggior tutela, che sono determinate con cadenza trimestrale dall'AEEG, ma si applicano solo agli utenti che non si sono ancora trasferiti sul mercato libero, il prezzo all'ingrosso dell'elettricità ha inciso in media nel 2008 per il 54,6% del costo in bolletta. Tale percentuale si è ridotta al 51% nel primo trimestre del 2009, grazie alla riduzione dei costi dei combustibili fossili, che si è riflessa in una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica. La restante parte della bolletta è costituita dagli altri costi di approvvigionamento (oneri di dispacciamento) e commercializzazione, che hanno inciso per il 9,6%, dai costi di rete e di misura (13,7%), e dagli oneri di sistema, che hanno pesato per l'8,3%. Tra questi ultimi sono inclusi: gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate, i regimi tariffari speciali per le aziende energivore, gli oneri per il *decommissioning* nucleare e le compensazioni territoriali, le compensazioni per le imprese elettriche minori, il sostegno alla ricerca di sistema e le spese collegate all'adozione del bonus sociale. Le imposte hanno inciso, invece, per il 13,8%.

Diversamente dal piccolo consumatore, per gli utenti industriali l'impatto unitario delle componenti di costo che non derivano dal MGP è inferiore e inversamente correlato ai volumi consumati. Si può, infatti, stimare che nel 2008 il prezzo di borsa dell'elettricità abbia inciso in misura superiore al 70% sul costo finale per tali utenti.

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico e lo sviluppo della borsa elettrica hanno sicuramente avuto un ruolo frenante sulla dinamica dei prezzi all'ingrosso, anche se questi effetti non sono apparsi finora molto evidenti a causa

della forte tendenza al rincaro e all'instabilità che ha caratterizzato i mercati mondiali delle fonti energetiche primarie nell'ultimo quadriennio, tendenza su cui si è sovrapposta un'avversa congiuntura economica. Date le caratteristiche del sistema elettrico italiano, sembra plausibile che cambiando il disegno del mercato all'ingrosso si possa ottenere un maggiore effetto di contenimento dei prezzi, se contemporaneamente si modificano importanti fattori strutturali che stanno a monte e a valle del mercato. In particolare, le strutture di generazione, trasmissione, interconnessione e distribuzione dell'elettricità richiedono sostanziali modifiche perché si possa garantire nel contempo un consistente abbassamento dei costi, una più intensa concorrenza, *standard* adeguati di sicurezza sistemica, e qualità dei servizi elettrici. Al tempo stesso, è necessaria un'elevata concorrenza sui mercati delle fonti energetiche impiegate nella produzione elettrica.

Il modello di mercato ha in ogni caso il suo peso, benché non determinante, ed il tema è tornato di grande attualità in occasione delle modifiche che sono state decise ultimamente. I modelli a confronto sono quello attuale, basato sul *system marginal price* (SMP), e quello con il *pay as bid* (PAB). Alla luce dell'esperienza internazionale e della letteratura scientifica non è possibile stabilire quale dei due modelli sia superiore in termini di contenimento dei prezzi. Vi è comunque ampia convergenza tra gli esperti nel ritenere che il modello PAB potrebbe avere effetti positivi per la concorrenza nel breve periodo, ma potrebbe condurre a una sua sensibile riduzione in un orizzonte temporale più lungo.

Assumendo che il modello PAB conduce a una minore trasparenza sui prezzi offerti, se è applicato in un sistema caratterizzato da un operatore dominante si restringerebbe lo spazio per quel coordinamento tacito tra operatori, che invece sarebbe possibile in un sistema a SMP, qualora gli operatori più efficienti si comportassero con le loro offerte in maniera tale da delegare a quelli meno efficienti il compito di fissare prezzi alti per tutti. Tale argomentazione non tiene, peraltro, conto di alcuni fattori, che vanno in senso contrario. Il mercato italiano tende, infatti, verso un modello di concorrenza oligopolistica, più che verso uno schema del tipo "*leader-follower*". Ne deriva che la concorrenza può crescere solo se nuovi operatori accedono al mercato, ma ciò diviene più arduo in assenza di prezzi sufficientemente trasparenti, in quanto non sarebbe possibile programmare in maniera efficiente gli investimenti necessari. Per altro verso, considerato che le strategie di prezzo degli operatori dipendono dal modo in cui essi vengono remunerati, l'introduzione di un sistema PAB li indurrebbe probabilmente a offrire prezzi più alti degli attuali (prossimi almeno ai costi medi), in quanto non potrebbero godere della rendita inframarginale, che è fornita dal SMP. Tendenzialmente, quindi, il modello PAB potrebbe produrre prezzi molto simili a quelli che emergerebbero in un sistema a SMP, con il rischio, tuttavia, che gli impianti più efficienti potrebbero essere penalizzati nella concorrenza di mercato, in quanto, se avessero costi fissi relativamente più elevati, sarebbero costretti a offrire prezzi più alti rispetto a quelli degli impianti meno efficienti.

Se è incerto il contributo che può venire alla concorrenza dal cambiamento del disegno di mercato in direzione di un sistema caratterizzato dal PAB, non vi sono, invece, dubbi che una maggiore integrazione del mercato interno con quelli esteri potrebbe arrecare sostanziali benefici di prezzo. Una maggiore integrazione con i mercati confinanti consentirebbe, in particolare, un abbassamento dei prezzi medi, considerato che sui mercati confinanti questi sono più bassi. L'adozione di meccanismi di *Market Coupling* servirebbe anche a rendere più efficiente l'utilizzo della capacità di interconnessione esistente, ma presuppone una maggiore integrazione tra le reti dei paesi coinvolti.

A tal fine è necessario che il Paese investa notevolmente nello sviluppo delle interconnessioni di rete e le integri con le esigenze di dispacciamento e di sicurezza del sistema, risolvendo gli inevitabili problemi logistici e di coordinamento con gli altri paesi. È necessaria al riguardo una piena intesa tra i due TSO confinanti, per fare sì che le nuove linee siano compatibili con la struttura delle reti nazionali a cui si connettono e che i tempi di realizzazione dei rispettivi interventi siano allineati. Tali esigenze risultano ancor più evidenti nel caso delle *merchant lines*, le quali sono controllate da privati: in mancanza di un coordinamento con i gestori di rete coinvolti, queste possono rimanere sottoutilizzate, oppure provocare congestioni, con un aumento dei costi di dispacciamento e un possibile impatto sulla sicurezza del sistema.

La graduale integrazione dei mercati elettrici europei appare in ogni caso un processo ineludibile, perché costituisce uno dei cardini della politica energetica comunitaria. Alla luce dei numerosi benefici conseguibili con l'introduzione del *Market Coupling* per la gestione della capacità transfrontaliera, il GME si è impegnato da anni in importanti iniziative per darvi attuazione a livello sia bilaterale, che multilaterale. In primo luogo, ha firmato un *Memorandum of Understanding* (MoU) con Borzen, il gestore di mercato sloveno, per un accoppiamento dei rispettivi mercati ed ha proseguito con

l'elaborazione in comune di una proposta tecnica di accordo, che prevede l'applicazione di un metodo basato sulle aste implicite per l'allocazione della capacità di interconnessione sulla frontiera tra l'Italia e la Slovenia. Nella stessa prospettiva, il GME partecipa attivamente ai lavori della regione del Central-South Europe (CSE) insieme agli altri gestori di mercato e a quelli di rete, nell'ambito delle Electricity Regional Initiatives (ERIs). A livello interregionale, cogliendo l'occasione della presidenza di EuroPEX, l'associazione europea delle borse elettriche, il GME ha assunto un ruolo più attivo sui tavoli tecnici istituiti dalla Commissione Europea e dai regolatori europei per definire proposte concrete per la costituzione di un mercato unico dell'energia.

A parte l'integrazione con i mercati europei, è lo sviluppo in Italia di mercati per negoziare energia su orizzonti temporali di medio-lungo periodo che può consentire ai consumatori di garantirsi prezzi più bassi. In questa ottica, nel mese di novembre del 2008 sono stati avviati due mercati regolamentati per la negoziazione di forniture di energia elettrica a termine, colmando il principale divario tra la struttura del sistema elettrico italiano e quella dei paesi europei più avanzati. Si tratta dell'MTE, organizzato dal GME, in cui sono negoziati contratti a termine per i quali è previsto l'obbligo di consegna fisica, e dell>IDEX, gestito da Borsa Italiana, che offre contratti *futures*, liquidati esclusivamente per contanti. L'avvio contemporaneo delle due iniziative sta a testimoniare la loro complementarità: MTE copre un orizzonte temporale inferiore a quello di IDEX, e pertanto si pone come un anello di congiunzione tra le contrattazioni finanziarie e quelle fisiche sul mercato a pronti. Lo sviluppo dei mercati a termine è destinato a cambiare profondamente la struttura del sistema elettrico, superando le limitazioni più evidenti nell'attuale contrattazione bilaterale OTC, come gli scarsi livelli di trasparenza e la dispersione di liquidità oggi esistenti. Tali limitazioni hanno l'effetto di aumentare i costi di transazione e di penalizzare la domanda a causa della presenza di evidenti asimmetrie informative tra produttori e consumatori. Sia MTE che IDEX concorrono, invece, a creare le condizioni indispensabili per rendere il sistema più concorrenziale e di conseguenza più efficiente, in quanto, in entrambi i casi, esiste una controparte centrale che garantisce il buon fine delle contrattazioni, facilitando in maniera sostanziale la gestione del rischio di controparte. Questo fattore ha finora scoraggiato la sottoscrizione di contratti bilaterali da parte di un numero non trascurabile di operatori, pregiudicando la loro capacità di gestire il rischio di prezzo.

Con lo sviluppo dei mercati a termine, la domanda, pur essendo sostanzialmente rigida, potrà avere un ruolo più attivo rispetto a quello attualmente svolto sul mercato a pronti nel determinare i prezzi. In ciò si gioverebbe dall'aver finalmente a disposizione un indicatore di prezzo affidabile e trasparente, ossia conosciuto da tutti gli operatori, su un orizzonte temporale sufficientemente lungo. Questo indicatore costituisce anche un riferimento essenziale per indirizzare, da un lato, le scelte di investimento in nuova capacità produttiva e, dall'altro lato, per stabilizzare i prezzi delle contrattazioni bilaterali. Il prezzo a termine avrà, infatti, un'importante funzione segnaletica, rappresentando un tetto oltre il quale nessun acquirente sarebbe disposto ad andare per garantirsi i propri approvvigionamenti futuri.

Le potenzialità di tali mercati, tuttavia, sono ancora tutte da scoprire visto che nei primi mesi di operatività gli scambi sono risultati modesti. Un andamento siffatto appare in parte fisiologico, in quanto gli operatori, soprattutto di piccole dimensioni, hanno bisogno di tempo per rendere le proprie strategie di gestione del rischio compatibili con l'utilizzo dei nuovi strumenti. Ma sull'andamento visto hanno pesato anche le incertezze che gravano sull'evoluzione futura del disegno del mercato elettrico a seguito delle recenti misure legislative che tendono a modificarlo in maniera sostanziale. Per poter ben funzionare, mercati delicati come quelli a termine, hanno bisogno di un quadro regolatorio sufficientemente stabile. I necessari miglioramenti o cambiamenti vanno, pertanto, attentamente ponderati ed introdotti in maniera graduale e coerente.

La realtà attuale vede sia il mercato a pronti, sia quello a termine in piena evoluzione. Il GME, per la sua parte, sta operando su più fronti nell'intento di migliorare la funzionalità della borsa elettrica: introdurre un vero mercato *intraday* ed estenderne l'operatività sempre più a ridosso del momento di consegna dell'energia, allungare l'orizzonte temporale degli strumenti negoziabili sul MTE, modificare il sistema di garanzia per la regolazione dei contratti per avvicinarlo a quello dei mercati europei più avanzati, accrescere la trasparenza sulle contrattazioni.

Il GME è, inoltre, impegnato nel potenziamento dei mercati "ambientali". Sull'evoluzione del settore energetico un peso crescente hanno le politiche che mirano a ridurre l'inquinamento attraverso la promozione di tecnologie produttive a basse emissioni e di una maggiore efficienza energetica. I meccanismi di mercato possono fare molto per minimizzare

i costi delle politiche di incentivazione degli investimenti necessari a garantire uno sviluppo sostenibile anche sotto il profilo ambientale. I tre mercati ambientali gestiti dal GME richiedono, nondimeno, un costante monitoraggio e una manutenzione delle regole di funzionamento, essendo soggetti a scompensi che devono essere prontamente affrontati. Infatti, i mercati ambientali sono basati su meccanismi di *cap and trade*, i quali fissano in anticipo obiettivi quantitativi, lasciando alla competizione tra gli operatori il compito di raggiungerli nel modo meno costoso possibile. Di conseguenza, esiste un equilibrio molto delicato tra domanda e offerta, che è compito della regolamentazione garantire, applicando, quando necessario, adeguati correttivi. Si spiegano così i frequenti interventi che hanno modificato i sistemi di mercato, rendendoli progressivamente più efficienti e consentendo loro di raggiungere risultati apprezzabili. Ne è disceso uno stimolo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e al risparmio energetico che è andato al di là degli obiettivi prestabiliti.

Il sistema elettrico continua ad attraversare una fase di grandi trasformazioni, che è attualmente contrassegnata dal cambiamento e dal potenziamento del mercato elettrico, nelle sue diverse articolazioni, per via di una norma del Parlamento. Nel nuovo orizzonte che si sta dischiudendo, il GME interpreta il suo ruolo istituzionale nel senso di porsi come fattore di successo nel cambiamento in atto, mettendo la sua esperienza unica e la sua conoscenza al pieno servizio del Paese. In questa prospettiva continuerà ad impegnarsi a contribuire affinché si creino le condizioni migliori perché l'Italia possa disporre di energia elettrica in abbondanza e a costi quanto più vicini ai più bassi livelli che si registrano nel resto dell'Europa.





APPENDICE STATISTICA

INTRODUZIONE	p.	179
MGP MERCATO DEL GIORNO PRIMA	p.	180
MA MERCATO DI AGGIUSTAMENTO	p.	237
MSD MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO	p.	241
PCE PIATTAFORMA DEI CONTI ENERGIA A TERMINE	p.	247
PAB PIATTAFORMA DI AGGIUSTAMENTO BILATERALE	p.	250

L'appendice statistica della Relazione Annuale 2008 del Gestore del Mercato Elettrico (GME), attraverso una ricca serie di tabelle e grafici, presenta le principali variabili dei mercati dell'energia elettrica a pronti (MPE) [Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato di Aggiustamento (MA), Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) ex-ante ed ex-post], della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB) e della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE).

All'interno delle tabelle e dei grafici gli esiti dei mercati del 2008 sono confrontati con i corrispondenti valori dell'anno precedente; laddove non specificato, quindi, la variazione si riferisce allo scostamento rispetto al 2007.

L'appendice si articola in cinque sezioni:

Mercato del Giorno Prima – offre dettagliate informazioni sui principali indicatori del mercato distinti per:

- *Prezzi* – presenta i principali dati su livello e volatilità del prezzo di acquisto (PUN) e dei prezzi zonal di vendita;
- *Domanda* – mostra una sintesi dei volumi di energia elettrica acquistati, sia a livello Sistema Italia sia a livello macrozonale;
- *Offerta* – presenta i volumi di energia elettrica offerti e accettati in vendita sia per l'intero Sistema che per macrozona. Le vendite sono analizzate anche per tipologia di impianto;
- *Liquidità e struttura degli acquisti e delle vendite* – analizza la struttura e la dinamica delle quantità scambiate nella borsa elettrica sia lato acquisti che lato vendite;
- *Configurazione zonale* – mostra quali e quante zone di mercato sono state determinate in base agli esiti di MGP e gli aspetti connessi relativi ai transiti, alla rendita del sistema ed ai *Corrispettivi di assegnazione dei diritti di transito (CCT)*;
- *Concentrazione del mercato* – 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;
- *Confronti internazionali* – confronta il prezzo d'acquisto registrato su MGP con quello delle più importanti borse europee, nonché il prezzo medio della vendita della frontiera settentrionale con l'indicatore del prezzo medio all'ingrosso dell'energia in Europa continentale (PME).

Mercato di Aggiustamento – presenta i risultati del mercato in termini di prezzi e volumi per l'intero Sistema e per zona. Gli acquisti e le vendite sono analizzate anche per tipologia di impianto.

Mercato dei Servizi di Dispacciamento – offre una sintesi dei volumi scambiati a salire e a scendere per il mercato ex-ante ed ex-post. Gli acquisti e le vendite sono analizzate anche per tipologia di impianto.

Piattaforma dei Conti Energia a Termine – presenta gli esiti delle transazioni registrate, nonché la posizione netta e i programmi fisici presentati.

Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale – mostra i volumi scambiati nell'ultimo anno di operatività della piattaforma.

PREZZI

Tab.1

MGP - PREZZO DI ACQUISTO

€/MWh	2008				2007		Variazione	
	Media	Min	Max	Volatilità (IVR)	Media	Volatilità (IVR)	€/MWh	%
Totale	86,99	21,54	211,99	0,15	70,99	0,16	16,01	22,5%
Lavorativo	91,06	21,54	211,99	0,14	76,48	0,15	14,58	19,1%
Picco	114,38	40,96	211,99	0,13	104,90	0,16	9,48	9,0%
Fuori picco	67,75	21,54	157,22	0,14	48,06	0,14	19,68	41,0%
Festivo	77,88	21,91	172,09	0,17	58,58	0,17	19,31	33,0%

Tab.2

MGP - PREZZO DI VENDITA PER ZONA GEOGRAFICA

€/MWh		2008				2007		Variazione	
		Media	Min	Max	Volatilità (IVR)	Media	Volatilità (IVR)	€/MWh	%
	Totale	82,92	20,50	209,98	0,16	68,47	0,17	14,45	21,1%
	Lavorativo	87,05	20,50	209,98	0,15	73,54	0,17	13,51	18,4%
NORD	Picco	108,94	20,50	209,98	0,15	100,44	0,19	8,50	8,5%
	Fuori picco	65,17	20,50	155,53	0,15	46,65	0,15	18,52	39,7%
	Festivo	73,67	20,50	166,02	0,18	57,02	0,18	16,65	29,2%
	Totale	84,99	20,50	210,02	0,16	72,80	0,16	12,19	16,7%
	Lavorativo	89,75	20,50	210,02	0,15	78,97	0,15	10,78	13,7%
CENTRO NORD	Picco	113,29	20,50	210,02	0,15	109,41	0,15	3,88	3,5%
	Fuori picco	66,21	20,50	160,50	0,16	48,52	0,14	17,68	36,4%
	Festivo	74,34	20,50	170,07	0,18	58,87	0,18	15,47	26,3%
	Totale	87,63	20,50	215,00	0,17	73,05	0,15	14,58	20,0%
	Lavorativo	91,76	20,50	215,00	0,15	79,21	0,15	12,56	15,9%
CENTRO SUD	Picco	115,47	55,10	215,00	0,15	109,81	0,15	5,66	5,2%
	Fuori picco	68,06	20,50	165,00	0,16	48,61	0,14	19,45	40,0%
	Festivo	78,37	20,50	185,01	0,19	59,13	0,18	19,24	32,5%
	Totale	87,39	20,50	215,00	0,17	73,04	0,15	14,34	19,6%
	Lavorativo	91,42	20,50	215,00	0,16	79,21	0,15	12,21	15,4%
SUD	Picco	114,83	55,10	215,00	0,15	109,80	0,15	5,03	4,6%
	Fuori picco	68,01	20,50	165,00	0,16	48,61	0,14	19,40	39,9%
	Festivo	78,37	20,50	185,01	0,19	59,13	0,18	19,24	32,5%
	Totale	87,99	20,50	230,00	0,18	73,22	0,16	14,77	20,2%
	Lavorativo	91,96	20,50	230,00	0,17	79,26	0,15	12,70	16,0%
CALABRIA	Picco	115,66	55,10	215,00	0,16	109,95	0,15	5,71	5,2%
	Fuori picco	68,25	20,50	230,00	0,19	48,58	0,14	19,68	40,5%
	Festivo	79,12	20,50	185,24	0,20	59,59	0,18	19,53	32,8%
	Totale	119,63	15,00	417,00	0,29	79,51	0,20	40,12	50,5%
	Lavorativo	124,11	23,55	417,00	0,26	85,39	0,19	38,72	45,3%
SICILIA	Picco	161,57	55,10	417,00	0,21	116,95	0,17	44,61	38,1%
	Fuori picco	86,65	23,55	417,00	0,32	53,83	0,21	32,82	61,0%
	Festivo	109,60	15,00	300,00	0,34	66,22	0,23	43,38	65,5%
	Totale	91,84	21,00	450,00	0,22	75,00	0,22	16,84	22,5%
	Lavorativo	95,99	21,00	450,00	0,21	81,32	0,22	14,67	18,0%
SARDEGNA	Picco	118,19	29,00	249,50	0,19	109,24	0,20	8,95	8,2%
	Fuori picco	73,79	21,00	450,00	0,23	53,40	0,24	20,39	38,2%
	Festivo	82,54	21,00	248,00	0,26	60,71	0,24	21,82	35,9%

MGP - PREZZO DI VENDITA: % ORE CON PREZZO DIVERSO DALLA ZONA DI RIFERIMENTO

Tab.3

Aree	Zona di riferimento	Altre zone	2008				2007	
			Lavorativo	Ore di picco	Ore fuori picco dei lavorativi	Festivo	Totale	Totale
Italia	Sud	Nord	27,6%	37,3%	17,9%	23,3%	26,2%	37,4%
		Sicilia	68,9%	79,9%	57,8%	66,7%	68,2%	55,1%
		Sardegna	38,7%	40,9%	36,4%	41,9%	39,7%	29,2%
Nord	Nord	Monfalcone	0,5%	0,7%	0,3%	0,0%	0,3%	0,6%
		ENW	-	-	-	-	-	0,1%
		ENE	-	-	-	-	-	0,5%
Sud	Sud	CentroNord	16,2%	20,8%	11,5%	16,8%	16,4%	6,6%
		CentroSud	2,5%	4,2%	0,7%	0,3%	1,8%	0,3%
		Calabria	4,9%	3,9%	5,9%	5,0%	4,9%	3,8%
		Rossano	3,6%	2,2%	4,9%	2,9%	3,4%	2,3%
		Brindisi	4,2%	2,9%	5,6%	3,1%	3,9%	3,0%
		Foggia	-	-	-	2,4%	0,7%	4,9%
		ESD	10,7%	10,2%	11,1%	10,3%	10,6%	15,8%
Sicilia	Sicilia	Priolo	4,6%	7,4%	1,8%	0,8%	3,4%	14,3%
Sardegna	Sardegna	Corsica	7,2%	8,5%	6,0%	6,5%	7,0%	6,3%

MGP - PREZZO DI VENDITA: DIFFERENZA MEDIA TRA LE ZONE

Tab.4

Aree	Zona di riferimento	Altre zone	2008				2007	
			Lavorativo	Ore di picco	Ore fuori picco dei lavorativi	Festivo	Totale	Totale
Italia	Sud	Nord	4,37	5,89	2,84	4,70	4,47	4,57
		Sicilia	-32,69	-46,74	-18,64	-31,24	-32,24	-6,46
		Sardegna	-4,57	-3,37	-5,78	-4,17	-4,45	-1,95
Nord	Nord	Monfalcone	0,03	0,04	0,01	0,00	0,02	0,11
		ENW	-	-	-	-	-	0,02
		ENE	-	-	-	-	-	0,26
Sud	Sud	CentroNord	1,67	1,54	1,80	4,03	2,40	0,25
		CentroSud	-0,35	-0,64	-0,05	-0,00	-0,24	-0,00
		Calabria	-0,54	-0,83	-0,25	-0,75	-0,61	-0,18
		Rossano	0,40	0,39	0,41	0,39	0,40	0,04
		Brindisi	0,48	0,45	0,52	0,39	0,45	0,07
		Foggia	-	-	-	1,94	0,60	3,09
		ESD	7,41	10,06	4,76	6,20	7,04	8,43
Sicilia	Sicilia	Priolo	1,59	2,49	0,68	0,23	1,17	1,07
Sardegna	Sardegna	Corsica	4,61	4,63	4,59	4,53	4,59	3,93

MGP - PREZZO DI ACQUISTO: ANNI 2005-2008

Fig.1

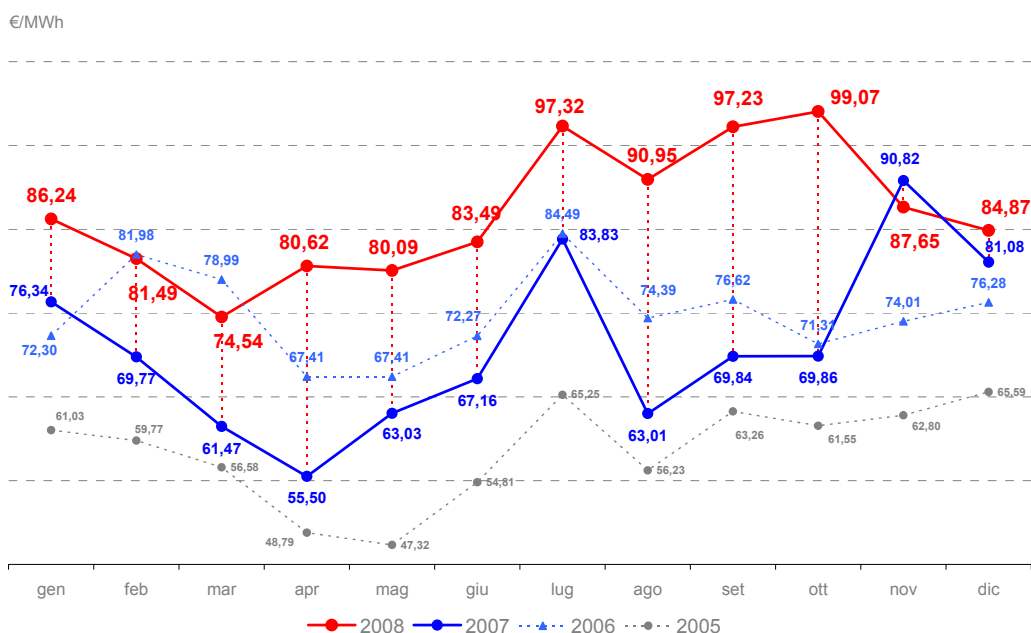


Fig.2

MGP - PREZZO DI ACQUISTO PER GRUPPI DI ORE

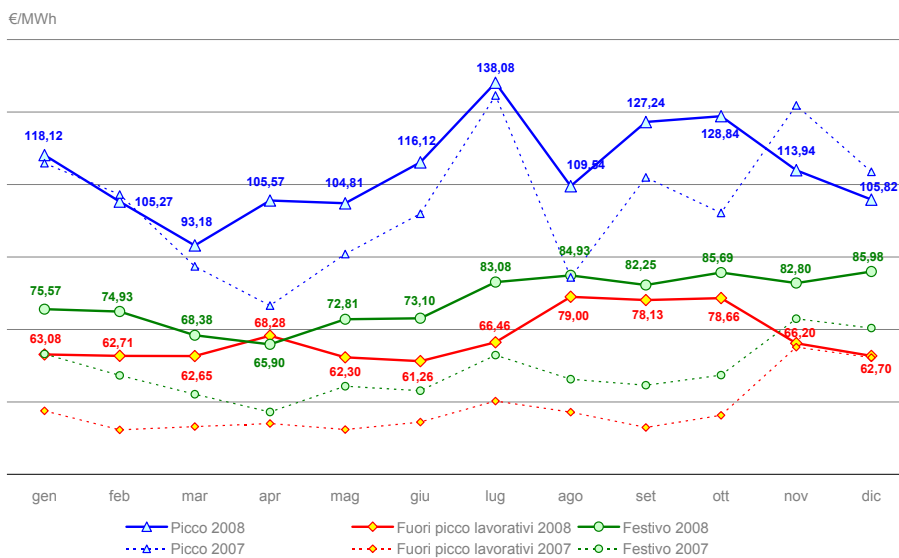


Fig.3

MGP - PREZZO DI ACQUISTO: MEDIA E VOLATILITÀ

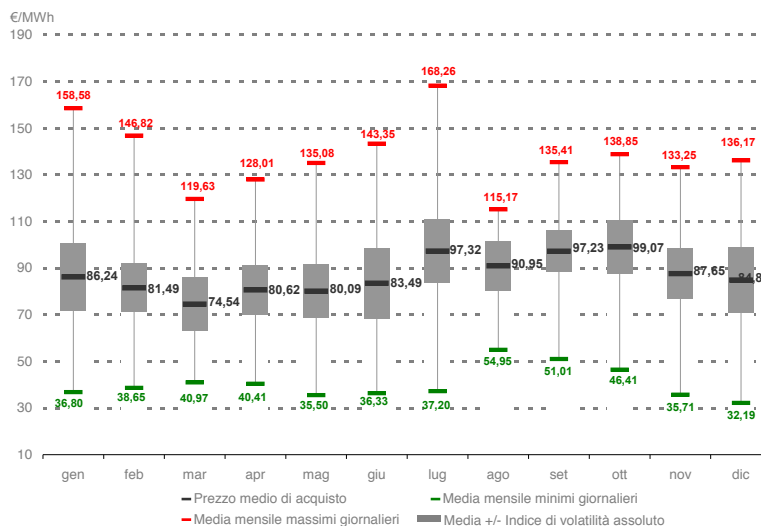
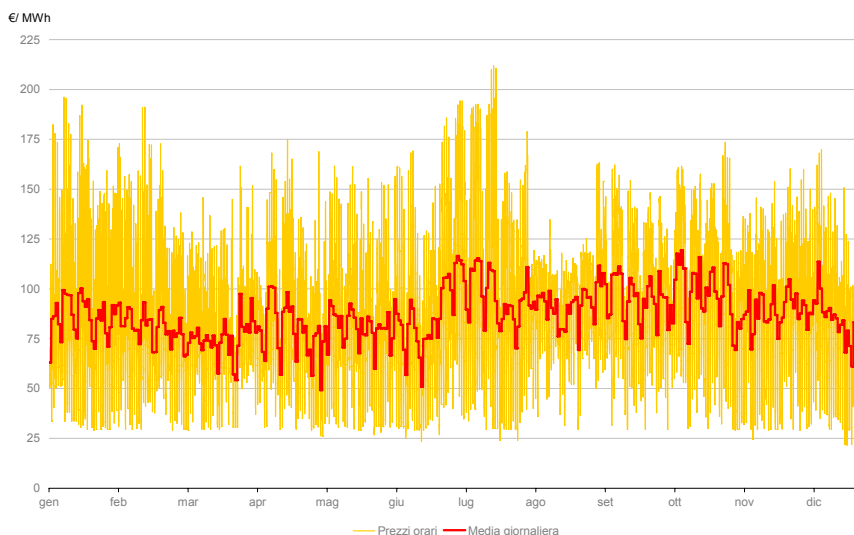


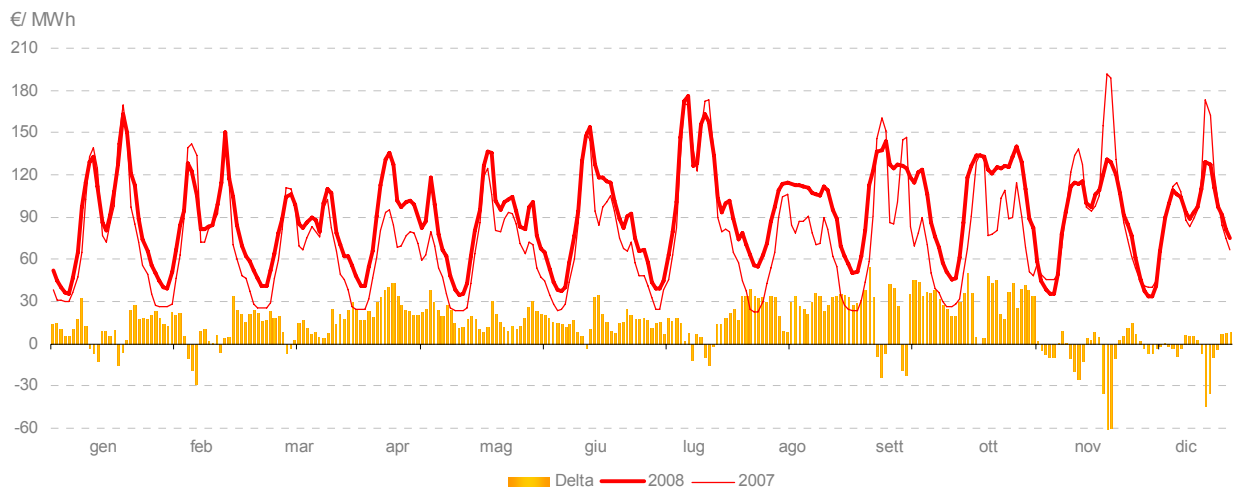
Fig.4

MGP - PREZZO DI ACQUISTO: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA



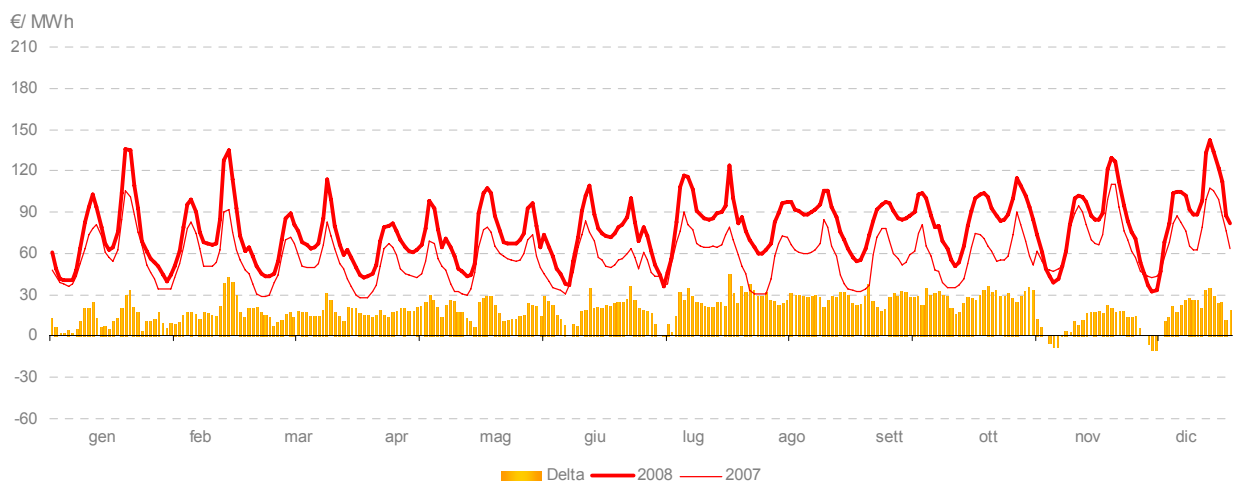
MGP - PREZZO DI ACQUISTO: CURVE MEDIE ORARIE (GIORNO LAVORATIVO)

Fig.5



MGP - PREZZO DI ACQUISTO: CURVE MEDIE ORARIE (GIORNO FESTIVO)

Fig.6



MGP - PREZZO DI ACQUISTO: CURVA DI DURATA

Fig.7

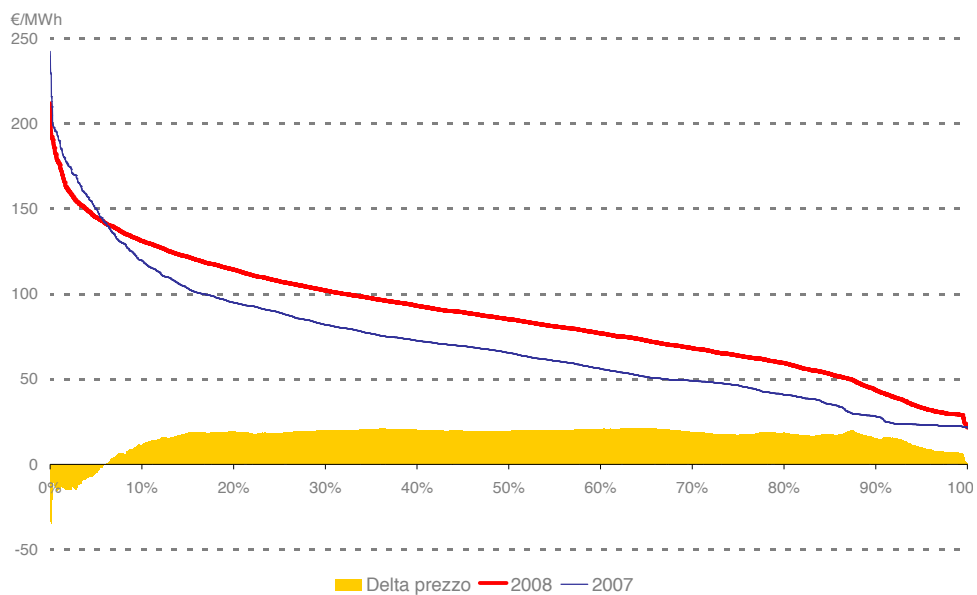


Fig.8

MGP - PREZZO DI VENDITA

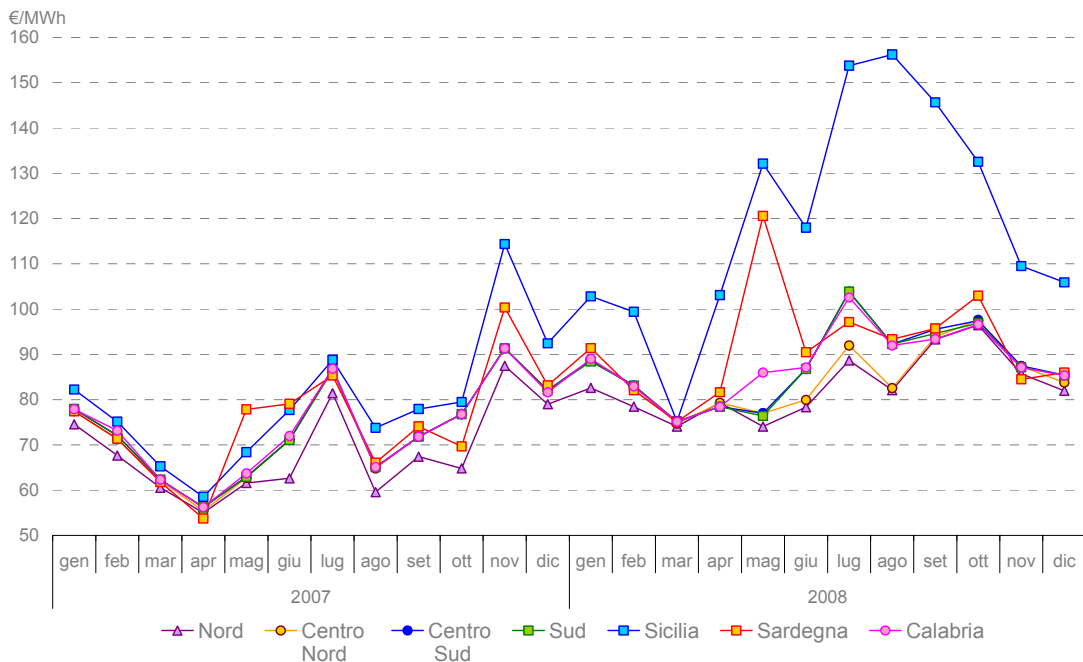
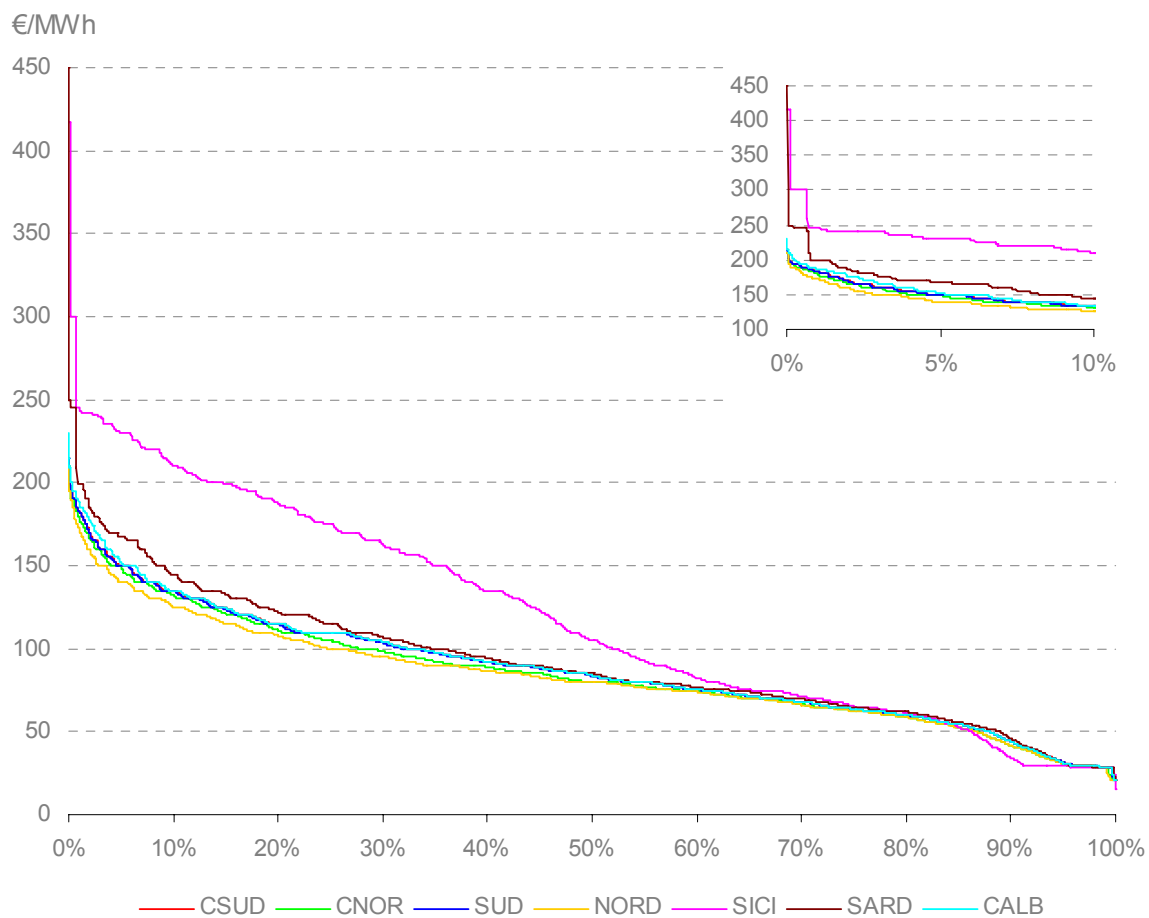


Fig.9

MGP - PREZZO DI VENDITA: CURVE DI DURATA



MGP - PREZZO DI VENDITA: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA

Fig.10

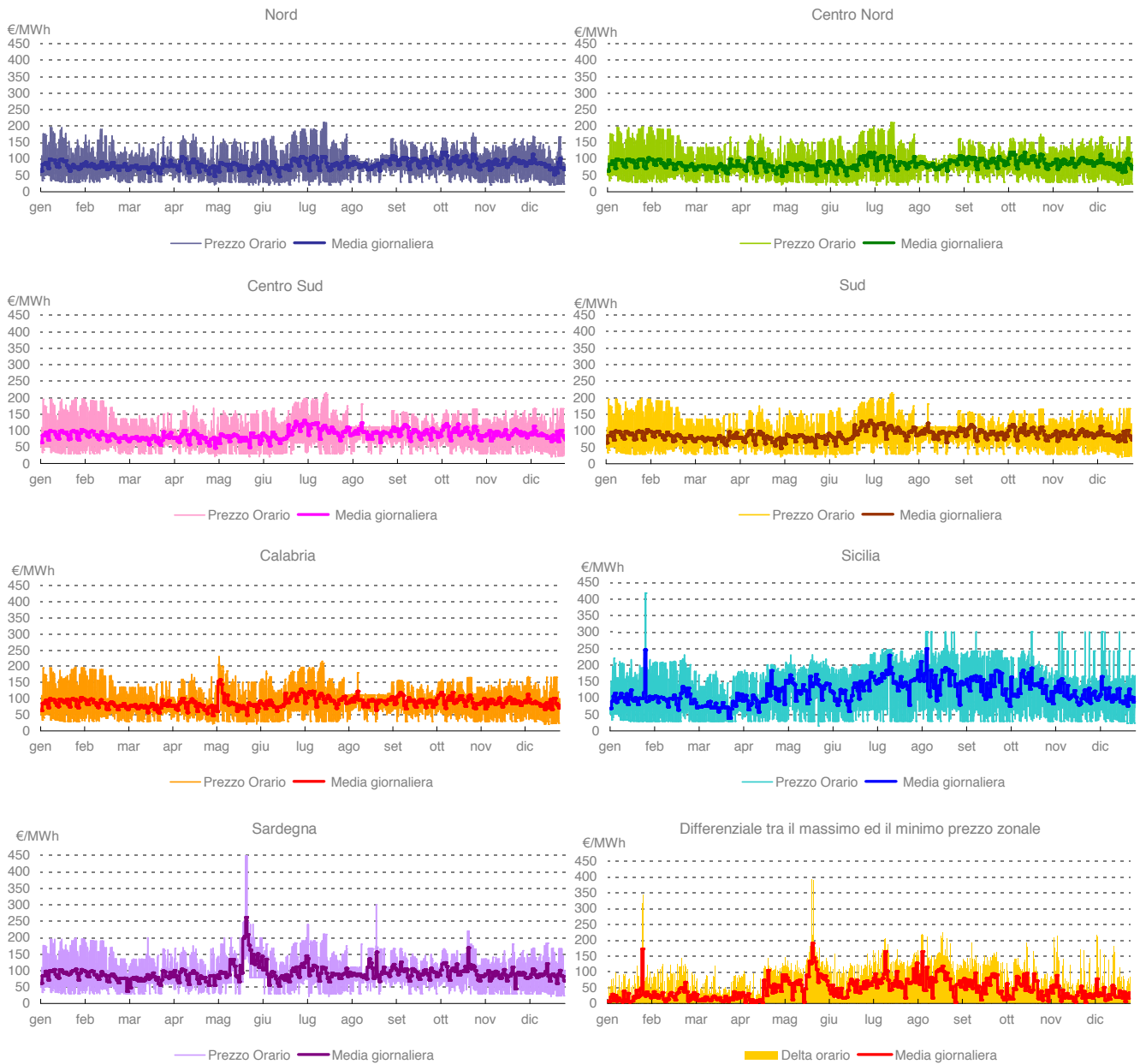
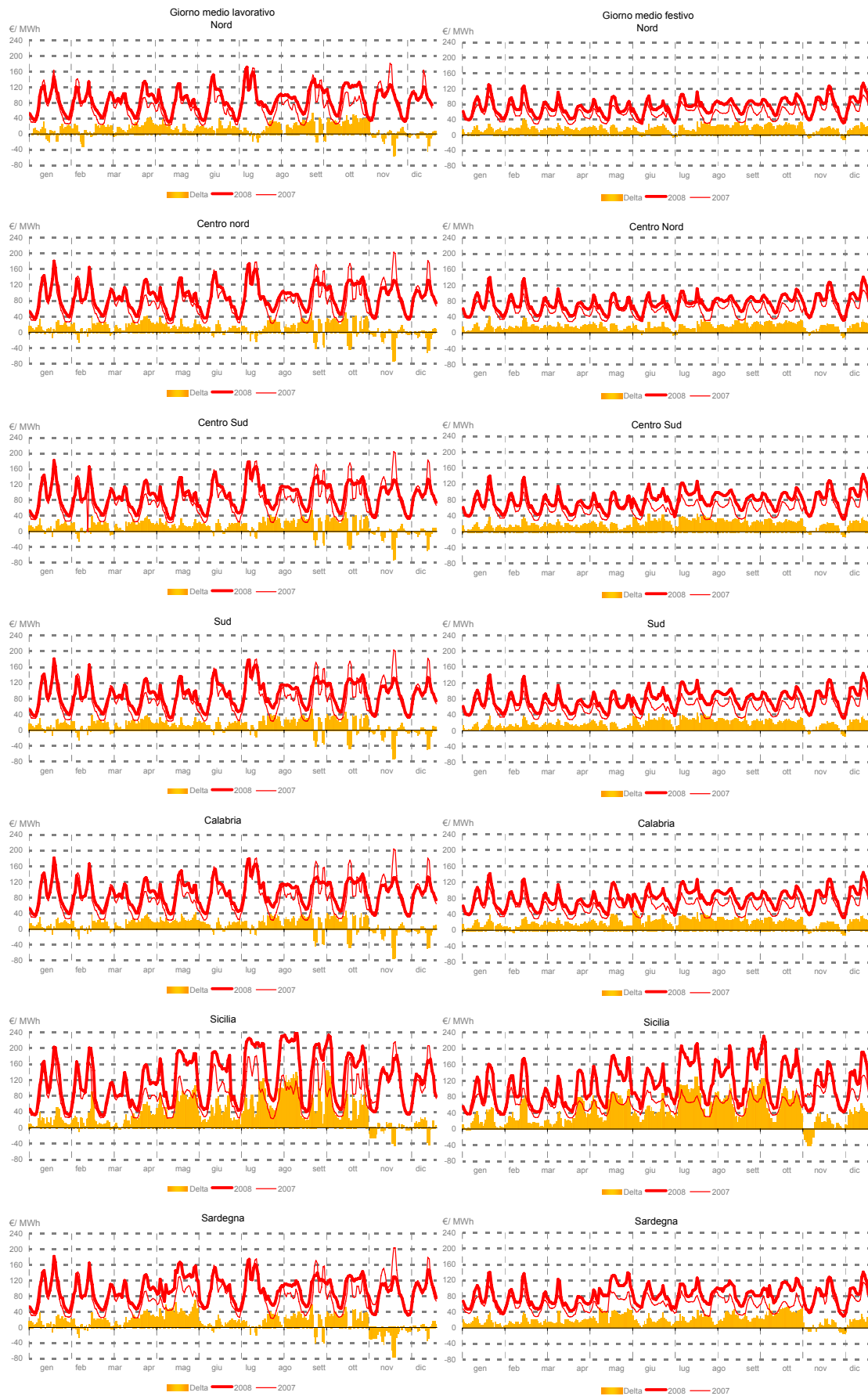


Fig.11

MGP - PREZZO DI VENDITA: CURVE MEDIE ORARIE



MGP - FISSAZIONE DEL PREZZO IN % DEL TOTALE VOLUMI VENDUTI

Tab.5

Zona price maker	Anno	Gruppi di ore			
		Totale	Picco	Fuori Picco Lavorativi	Festivo
MzEstero	2008	12,6%	9,8%	18,7%	9,4%
	2007	1,8%	2,3%	1,7%	1,1%
	2006	0,7%	0,6%	1,1%	0,5%
	2005	0,1%	0,0%	0,3%	0,1%
MzNord	2008	44,8%	45,3%	42,0%	47,3%
	2007	46,7%	48,6%	45,4%	45,0%
	2006	45,6%	50,3%	43,1%	41,2%
	2005	45,9%	48,7%	43,3%	44,3%
MzSud	2008	31,9%	35,4%	28,1%	30,9%
	2007	39,9%	38,7%	40,2%	41,6%
	2006	43,0%	40,1%	43,4%	47,0%
	2005	43,7%	42,2%	45,4%	43,9%
MzSicilia	2008	6,8%	6,0%	7,1%	7,5%
	2007	8,6%	7,2%	9,9%	9,2%
	2006	7,5%	5,8%	9,0%	8,3%
	2005	7,8%	6,5%	8,4%	9,3%
MzSardegna	2008	3,9%	3,4%	4,0%	4,8%
	2007	3,0%	3,2%	2,7%	3,0%
	2006	3,2%	3,1%	3,4%	3,1%
	2005	2,5%	2,6%	2,6%	2,4%

MGP - MACROZONA PRICE MAKER/TAKER IN % DEL TOTALE VOLUMI VENDUTI

Tab.6

Zona price maker	Zona price taker					
	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Totale	
MzEstero	Totale	14,7%	11,4%	4,4%	9,7%	12,6%
	Picco	12,5%	7,2%	1,4%	7,1%	9,8%
	Fuori picco lav.	21,2%	17,8%	7,8%	14,4%	18,7%
	Festivo	10,1%	9,9%	4,4%	7,9%	9,4%
MzNord	Totale	56,0%	36,0%	10,5%	32,0%	44,8%
	Picco	58,4%	32,1%	6,9%	31,6%	45,3%
	Fuori picco lav.	50,2%	37,0%	13,8%	30,9%	42,0%
	Festivo	59,5%	40,7%	11,3%	33,9%	47,3%
MzSud	Totale	25,0%	46,9%	11,7%	26,3%	31,9%
	Picco	26,0%	56,1%	9,5%	33,4%	35,4%
	Fuori picco lav.	23,3%	38,7%	13,5%	21,5%	28,1%
	Festivo	25,3%	43,3%	12,6%	22,9%	30,9%
MzSicilia	Totale	1,5%	2,4%	72,6%	1,4%	6,8%
	Picco	0,7%	1,5%	81,7%	0,8%	6,0%
	Fuori picco lav.	2,5%	3,4%	63,8%	2,0%	7,1%
	Festivo	1,6%	2,6%	70,8%	1,3%	7,5%
MzSardegna	Totale	2,7%	3,2%	0,8%	30,5%	3,9%
	Picco	2,4%	3,1%	0,5%	27,1%	3,4%
	Fuori picco lav.	2,7%	3,2%	1,1%	31,2%	4,0%
	Festivo	3,4%	3,5%	0,9%	34,0%	4,8%

DOMANDA

Tab.7

MGP - ACQUISTI

MWh		Totale	Media	Struttura	Variazione	
		MWh		%	MWh	Var.%
	Totale	180.998.747	20.606	53,7%	135	0,7%
MzNord	Lavorativo	136.096.426	22.414	54,5%	159	0,7%
	<i>Picco</i>	78.349.021	25.807	55,7%	167	0,7%
	<i>Fuori picco</i>	57.747.404	19.021	52,9%	151	0,8%
	Festivo	44.902.322	16.557	51,5%	118	0,7%
	Totale	115.875.185	13.192	34,4%	120	0,9%
MzSud	Lavorativo	84.640.742	13.940	33,9%	102	0,7%
	<i>Picco</i>	47.557.239	15.664	33,8%	89	0,6%
	<i>Fuori picco</i>	37.083.503	12.215	34,0%	115	0,9%
	Festivo	31.234.443	11.517	35,8%	176	1,6%
	Totale	20.503.706	2.334	6,1%	58	2,5%
MzSicilia	Lavorativo	14.587.568	2.402	5,8%	62	2,6%
	<i>Picco</i>	7.788.088	2.565	5,5%	53	2,1%
	<i>Fuori picco</i>	6.799.480	2.240	6,2%	70	3,2%
	Festivo	5.916.138	2.181	6,8%	51	2,4%
	Totale	12.324.901	1.403	3,7%	-12	-0,9%
MzSardegna	Lavorativo	8.676.780	1.429	3,5%	-13	-0,9%
	<i>Picco</i>	4.534.221	1.493	3,2%	-9	-0,6%
	<i>Fuori picco</i>	4.142.559	1.364	3,8%	-17	-1,2%
	Festivo	3.648.121	1.345	4,2%	-10	-0,7%
	Totale	329.702.540	37.534	97,8%	301	0,8%
Italia	Lavorativo	244.001.516	40.185	97,7%	310	0,8%
	<i>Picco</i>	138.228.569	45.530	98,3%	300	0,7%
	<i>Fuori picco</i>	105.772.947	34.840	97,0%	319	0,9%
	Festivo	85.701.024	31.601	98,2%	334	1,1%
	Totale	7.258.757	826	2,2%	394	91,3%
Estero	Lavorativo	5.706.262	940	2,3%	451	92,3%
	<i>Picco</i>	2.380.159	784	1,7%	392	100,0%
	<i>Fuori picco</i>	3.326.103	1.096	3,0%	510	87,1%
	Festivo	1.552.495	572	1,8%	269	88,5%
	Totale	336.961.297	38.361	100,0%	695	1,8%
Totale	Lavorativo	249.707.778	41.124	100,0%	761	1,9%
	<i>Picco</i>	140.608.728	46.314	100,0%	692	1,5%
	<i>Fuori picco</i>	109.099.050	35.935	100,0%	829	2,4%
	Festivo	87.253.519	32.173	100,0%	603	1,9%

Tab.8

MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE

	Totale	Media	Struttura	Variazione	
	MWh		%	MWh	%
Austria	84.336	10	1,2%	8	571,4%
Corsica	419.041	48	5,8%	1	1,1%
Francia	1.689.237	192	23,3%	154	398,8%
Grecia	1.894.613	216	26,1%	83	62,6%
Slovenia	279.316	32	3,8%	-28	-47,1%
Svizzera	2.767.011	315	38,1%	173	121,7%
Compensazioni e soccorsi	125.204	14	1,7%	4	44,3%
Totale	7.258.757	826	100,0%	394	91,3%

MGP - OFFERTE DI ACQUISTO CON INDICAZIONI DI PREZZO: % SUL TOTALE

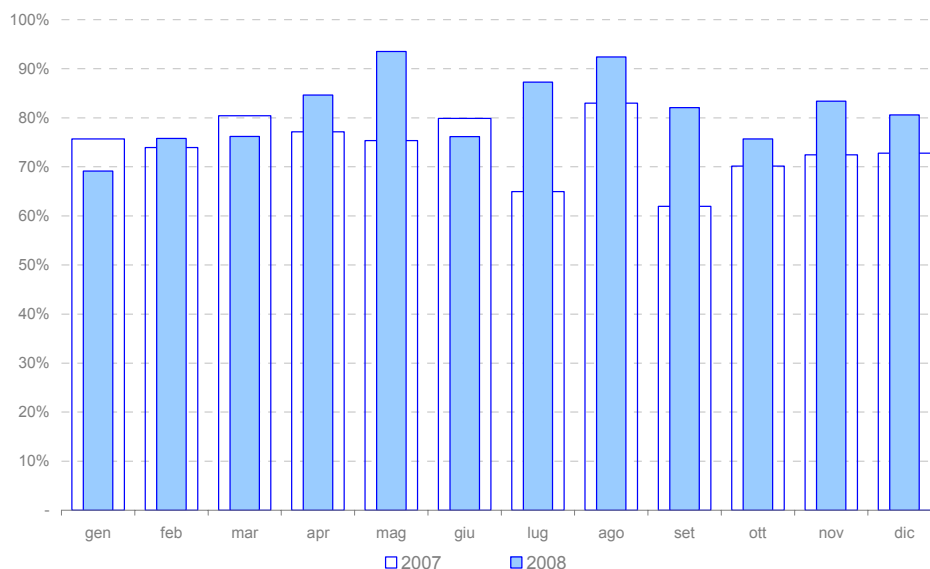
Tab.9

	Con indicazione di prezzo				di cui non accettate			
	complessivi		al netto dei pompaggi		complessivi		al netto dei pompaggi	
	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale
MzNord	874.576 (434.110)	0,5% (0,2%)	703.304 (292.061)	0,4% (0,2%)	623.262 (258.165)	0,3% (0,1%)	567.078 (221.708)	0,3% (0,1%)
MzSud	613.504 (155.870)	0,5% (0,1%)	612.786 (155.870)	0,5% (0,1%)	510.218 (120.576)	0,4% (0,1%)	510.218 (120.576)	0,4% (0,1%)
MzSicilia	315.707 (135.284)	1,5% (0,7%)	315.707 (135.115)	1,5% (0,7%)	269.412 (103.853)	1,3% (0,5%)	269.412 (103.684)	1,3% (0,5%)
MzSardegna	236.124 (80.867)	1,9% (0,6%)	236.124 (80.867)	1,9% (0,6%)	198.078 (63.561)	1,6% (0,5%)	198.078 (63.561)	1,6% (0,5%)
MzEestero	18.756.613 (6.421.860)	81,5% (73,7%)	18.756.613 (6.421.860)	81,5% (73,7%)	15.756.084 (4.929.730)	68,5% (56,6%)	15.756.084 (4.929.730)	68,5% (56,6%)
Totale	20.796.525 (7.227.991)	5,9% (2,2%)	20.624.534 (7.085.773)	5,8% (2,1%)	17.357.054 (5.475.885)	4,9% (1,6%)	17.300.870 (5.439.259)	4,9% (1,6%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP - OFFERTE DI ACQUISTO CON INDICAZIONI DI PREZZO SULLE ZONE ESTERE

Fig.12



MGP - ACQUISTI: CURVE MEDIE ORARIE

Fig.13

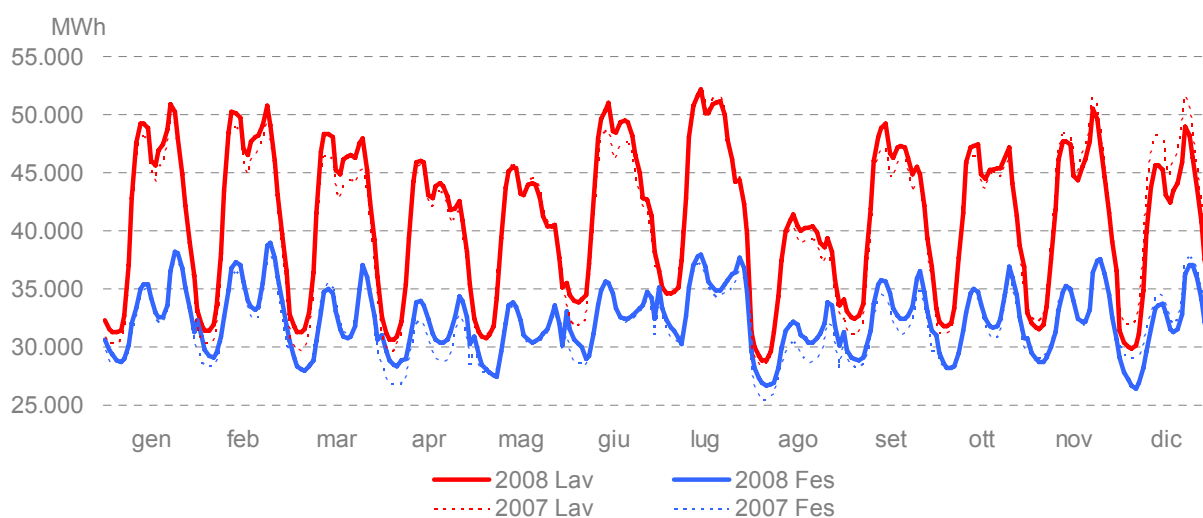
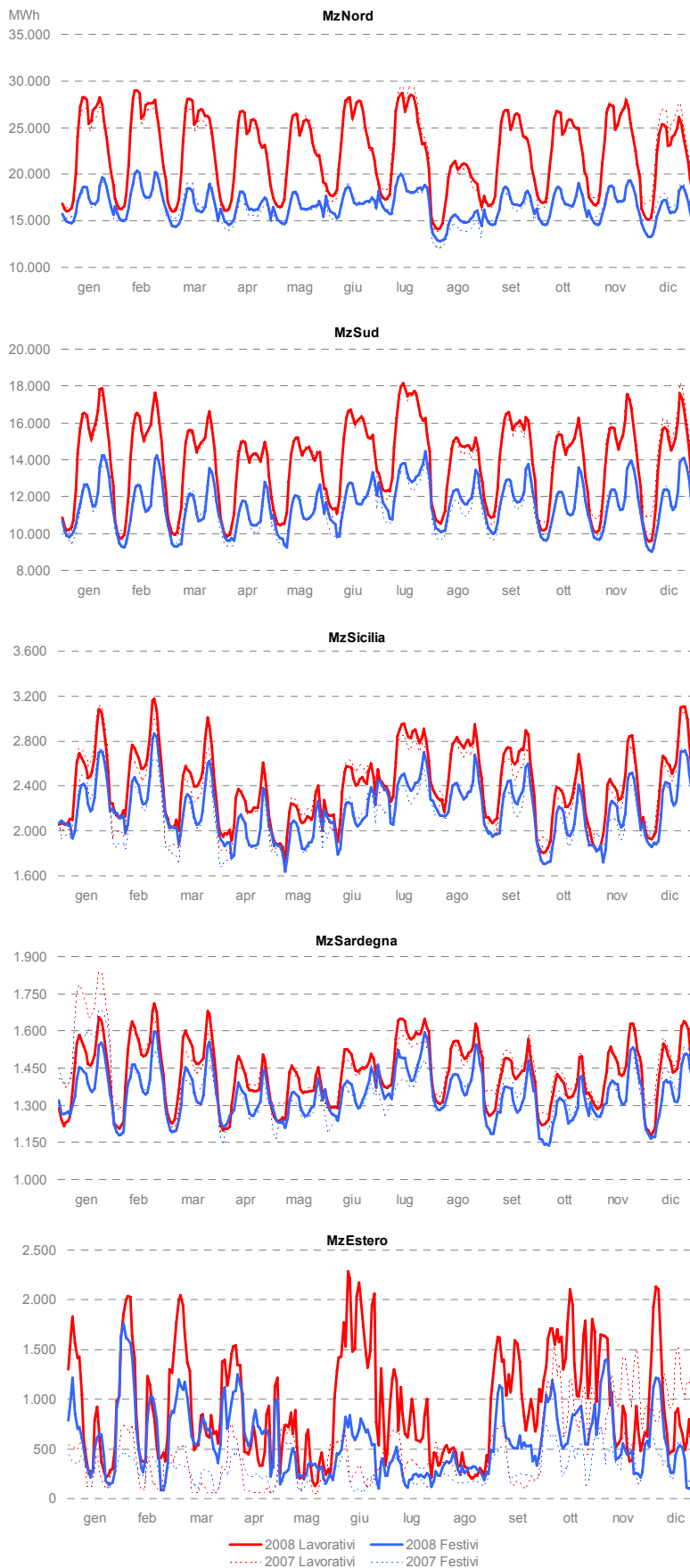


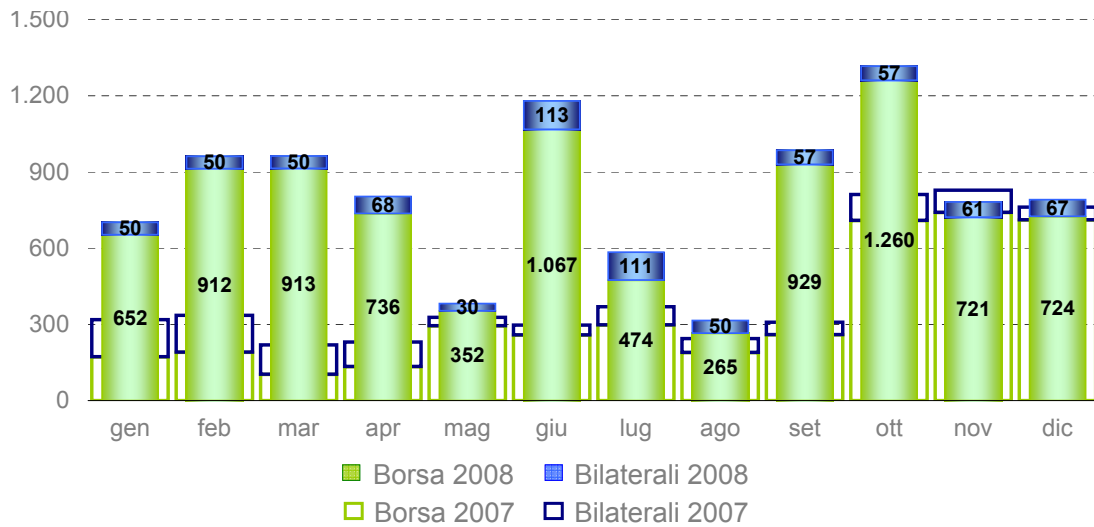
Fig.14

MGP - ACQUISTI PER MACROZONA: CURVE MEDIE ORARIE



MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE

Fig.15



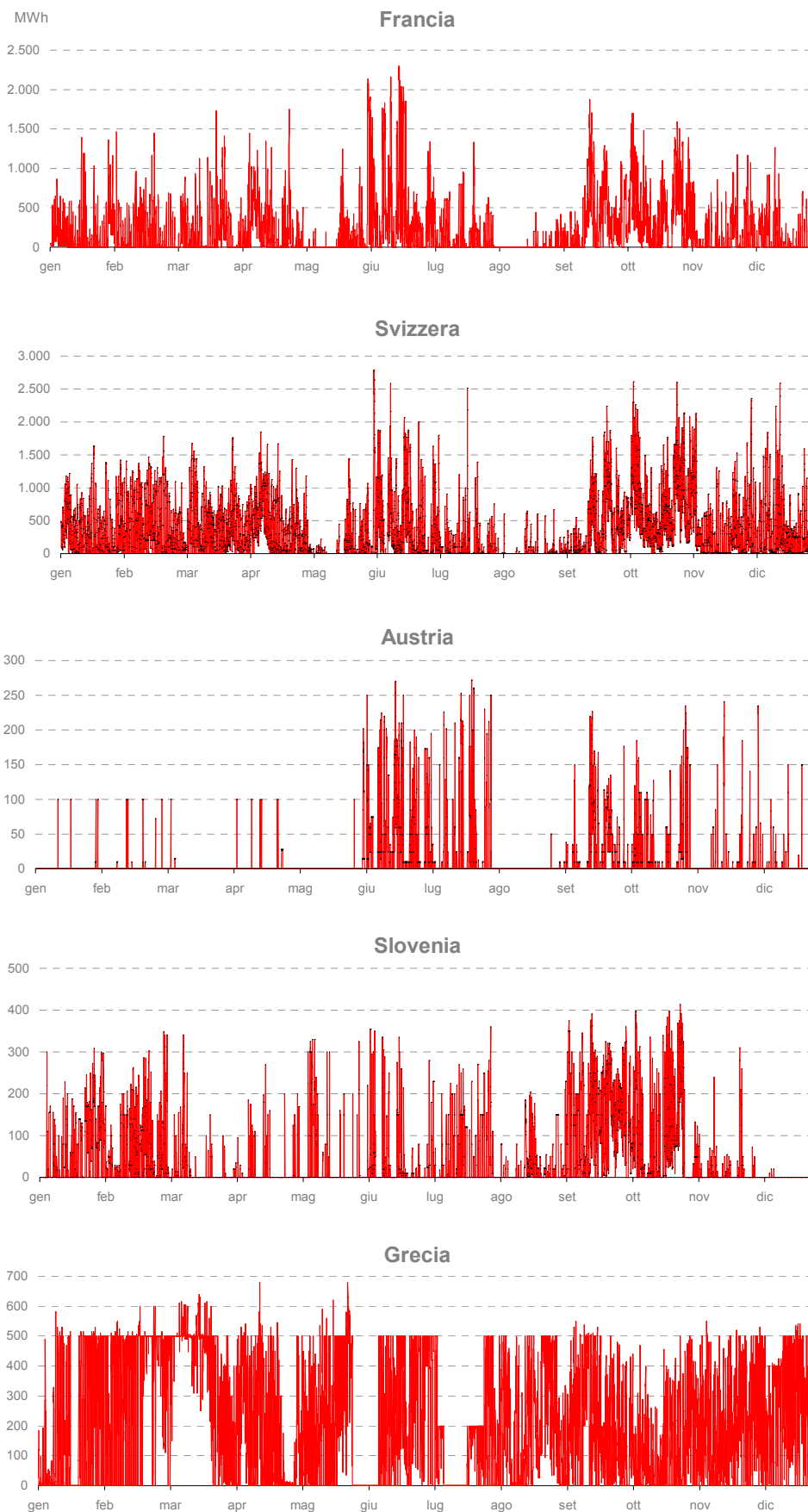
MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE PER FRONTIERA

Fig.16



Fig.17

MGP - ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE PER FRONTIERA: ANDAMENTO ORARIO



MGP - OFFERTE DI VENDITA

Tab.10

		Totale	Media	Struttura	Variazione	
		MWh		%	MWh	Var.%
MzNord	Totale	229.784.604	26.159	46,4%	1.061	4,2%
	Lavorativo	166.642.713	27.444	46,9%	874	3,3%
	<i>Picco</i>	90.377.939	29.769	47,9%	560	1,9%
	<i>Fuori picco</i>	76.264.774	25.120	45,8%	1.188	5,0%
	Festivo	63.141.892	23.282	45,0%	1.511	6,9%
MzSud	Totale	165.214.031	18.809	33,4%	956	5,4%
	Lavorativo	118.922.693	19.585	33,5%	914	4,9%
	<i>Picco</i>	62.576.670	20.612	33,1%	971	4,9%
	<i>Fuori picco</i>	56.346.024	18.559	33,9%	857	4,8%
	Festivo	46.291.338	17.069	33,0%	1.066	6,7%
MzSicilia	Totale	29.683.537	3.379	6,0%	6	0,2%
	Lavorativo	20.706.116	3.410	5,8%	14	0,4%
	<i>Picco</i>	10.477.041	3.451	5,5%	14	0,4%
	<i>Fuori picco</i>	10.229.074	3.369	6,1%	14	0,4%
	Festivo	8.977.421	3.310	6,4%	-13	-0,4%
MzSardegna	Totale	18.119.533	2.063	3,7%	-55	-2,6%
	Lavorativo	12.582.650	2.072	3,5%	-60	-2,8%
	<i>Picco</i>	6.478.722	2.134	3,4%	-82	-3,7%
	<i>Fuori picco</i>	6.103.928	2.011	3,7%	-38	-1,9%
	Festivo	5.536.882	2.042	4,0%	-43	-2,1%
Italia	Totale	442.801.705	50.410	89,4%	1.968	4,1%
	Lavorativo	318.854.172	52.512	89,8%	1.742	3,4%
	<i>Picco</i>	169.910.373	55.965	90,0%	1.462	2,7%
	<i>Fuori picco</i>	148.943.799	49.059	89,5%	2.021	4,3%
	Festivo	123.947.533	45.703	88,4%	2.521	5,8%
Estero	Totale	52.550.366	5.983	10,6%	-395	-6,2%
	Lavorativo	36.329.007	5.983	10,2%	-403	-6,3%
	<i>Picco</i>	18.875.969	6.217	10,0%	-482	-7,2%
	<i>Fuori picco</i>	17.453.038	5.749	10,5%	-325	-5,3%
	Festivo	16.221.359	5.981	11,6%	-377	-5,9%
Totale	Totale	495.352.071	56.393	100,0%	1.573	2,9%
	Lavorativo	355.183.179	58.495	100,0%	1.338	2,3%
	<i>Picco</i>	188.786.342	62.183	100,0%	980	1,6%
	<i>Fuori picco</i>	166.396.837	54.808	100,0%	1.696	3,2%
	Festivo	140.168.892	51.685	100,0%	2.144	4,3%

MGP - OFFERTE DI VENDITA A PREZZO ZERO

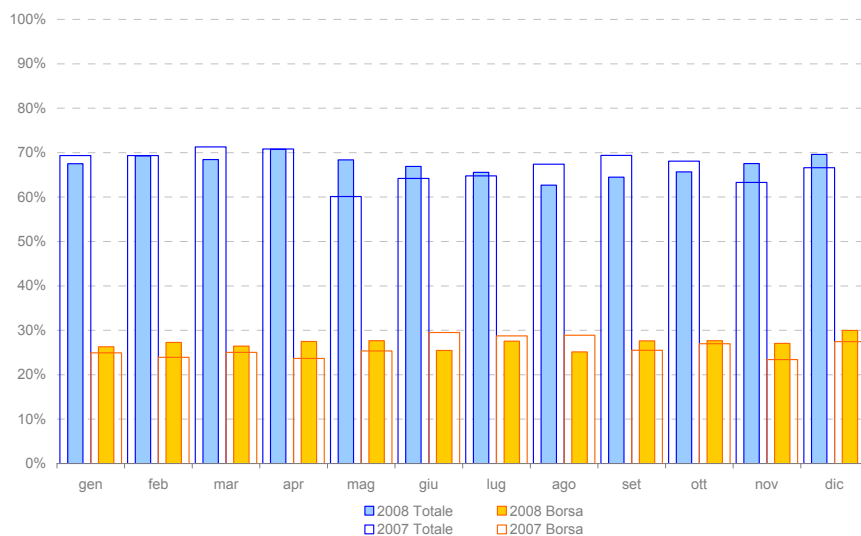
Tab.11

	Quote sul Sistema Italia					Quota su IPEX	Quota su PCE
	Totale	Bilaterali	GSE	Terna	Operatori	Operatori	Operatori
MzNord	65,3%	40,4%	9,1%	2,4%	13,3%	22,8%	96,8%
	(66,6%)	(41,7%)	(9,0%)	(0,8%)	(15,0%)	(27,0%)	(94,2%)
MzSud	63,0%	17,8%	23,4%	2,5%	19,3%	23,4%	100,0%
	(59,1%)	(17,2%)	(23,3%)	(1,4%)	(17,2%)	(20,9%)	(99,2%)
MzSicilia	43,4%	2,1%	24,2%	3,8%	13,2%	13,5%	100,0%
	(39,8%)	(5,0%)	(25,9%)	(2,1%)	(6,8%)	(7,2%)	(100,0%)
MzSardegna	73,0%	24,3%	40,4%	4,1%	4,2%	5,7%	91,9%
	(69,9%)	(27,7%)	(34,5%)	(1,2%)	(6,6%)	(9,1%)	(99,8%)
MzEstero	91,2%	54,4%	0,0%	0,4%	36,4%	81,2%	98,7%
	(93,3%)	(66,8%)	(-)	(0,3%)	(26,2%)	(78,8%)	(100,0%)
Totale	67,2%	32,6%	14,2%	2,3%	18,1%	27,1%	97,7%
	(67,0%)	(35,5%)	(13,9%)	(1,0%)	(16,6%)	(26,2%)	(96,7%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig.18

MGP - OFFERTE DI VENDITA A PREZZO ZERO



Tab.12

MGP - VENDITE

		Totale	Media	Struttura	Variazione	
		MWh	MWh	%	MWh	%
MzNord	Totale	154.242.131	17.559	45,8%	565	3,3%
	Lavorativo	118.435.528	19.505	47,4%	615	3,3%
	<i>Picco</i>	69.159.953	22.780	49,2%	569	2,6%
	<i>Fuori picco</i>	49.275.574	16.230	45,2%	661	4,2%
	Festivo	35.806.603	13.203	41,0%	492	3,9%
MzSud	Totale	102.937.601	11.719	30,5%	561	5,0%
	Lavorativo	75.725.667	12.471	30,3%	591	5,0%
	<i>Picco</i>	41.588.664	13.699	29,6%	566	4,3%
	<i>Fuori picco</i>	34.137.003	11.244	31,3%	615	5,8%
	Festivo	27.211.934	10.034	31,2%	507	5,3%
MzSicilia	Totale	20.112.505	2.290	6,0%	34	1,5%
	Lavorativo	14.313.330	2.357	5,7%	42	1,8%
	<i>Picco</i>	7.635.977	2.515	5,4%	3	0,1%
	<i>Fuori picco</i>	6.677.353	2.199	6,1%	80	3,8%
	Festivo	5.799.175	2.138	6,6%	19	0,9%
MzSardegna	Totale	11.867.205	1.351	3,5%	-134	-9,0%
	Lavorativo	8.363.930	1.377	3,3%	-134	-8,9%
	<i>Picco</i>	4.426.039	1.458	3,1%	-183	-11,2%
	<i>Fuori picco</i>	3.937.890	1.297	3,6%	-86	-6,2%
	Festivo	3.503.276	1.292	4,0%	-133	-9,3%
Italia	Totale	289.159.443	32.919	85,8%	1.026	3,2%
	Lavorativo	216.838.454	35.711	86,8%	1.113	3,2%
	<i>Picco</i>	122.810.634	40.451	87,3%	955	2,4%
	<i>Fuori picco</i>	94.027.820	30.971	86,2%	1.272	4,3%
	Festivo	72.320.989	26.667	82,9%	886	3,4%
Eestero	Totale	47.801.854	5.442	14,2%	-331	-5,7%
	Lavorativo	32.869.324	5.413	13,2%	-352	-6,1%
	<i>Picco</i>	17.798.094	5.862	12,7%	-262	-4,3%
	<i>Fuori picco</i>	15.071.230	4.964	13,8%	-443	-8,2%
	Festivo	14.932.530	5.506	17,1%	-282	-4,9%
Totale	Totale	336.961.297	38.361	100,0%	695	1,8%
	Lavorativo	249.707.778	41.124	100,0%	761	1,9%
	<i>Picco</i>	140.608.728	46.314	100,0%	692	1,5%
	<i>Fuori picco</i>	109.099.050	35.935	100,0%	829	2,4%
	Festivo	87.253.519	32.173	100,0%	603	1,9%

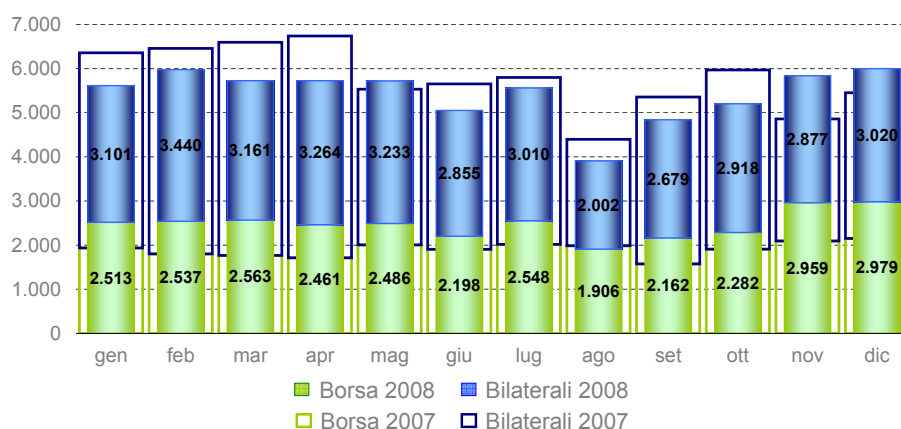
MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE

Tab.13

	Totale		Struttura		Variazione	
	MWh	Media	%	MWh	%	
Austria	1.726.063	197	3,6%	8	4,4%	
Corsica	-	-	-	-	-	
Francia	19.559.506	2.227	40,9%	-113	-4,8%	
Grecia	298.681	34	0,6%	11	49,2%	
Slovenia	3.066.150	349	6,4%	89	34,5%	
Svizzera	23.027.536	2.622	48,2%	-328	-11,1%	
<i>Compesazioni e soccorsi</i>	123.919	14	0,3%	1	8,5%	
Totale	47.801.854	5.442	100,0%	-331	-5,7%	

MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE: MEDIA ORARIA

Fig.19



MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE PER FRONTIERA

Fig.20

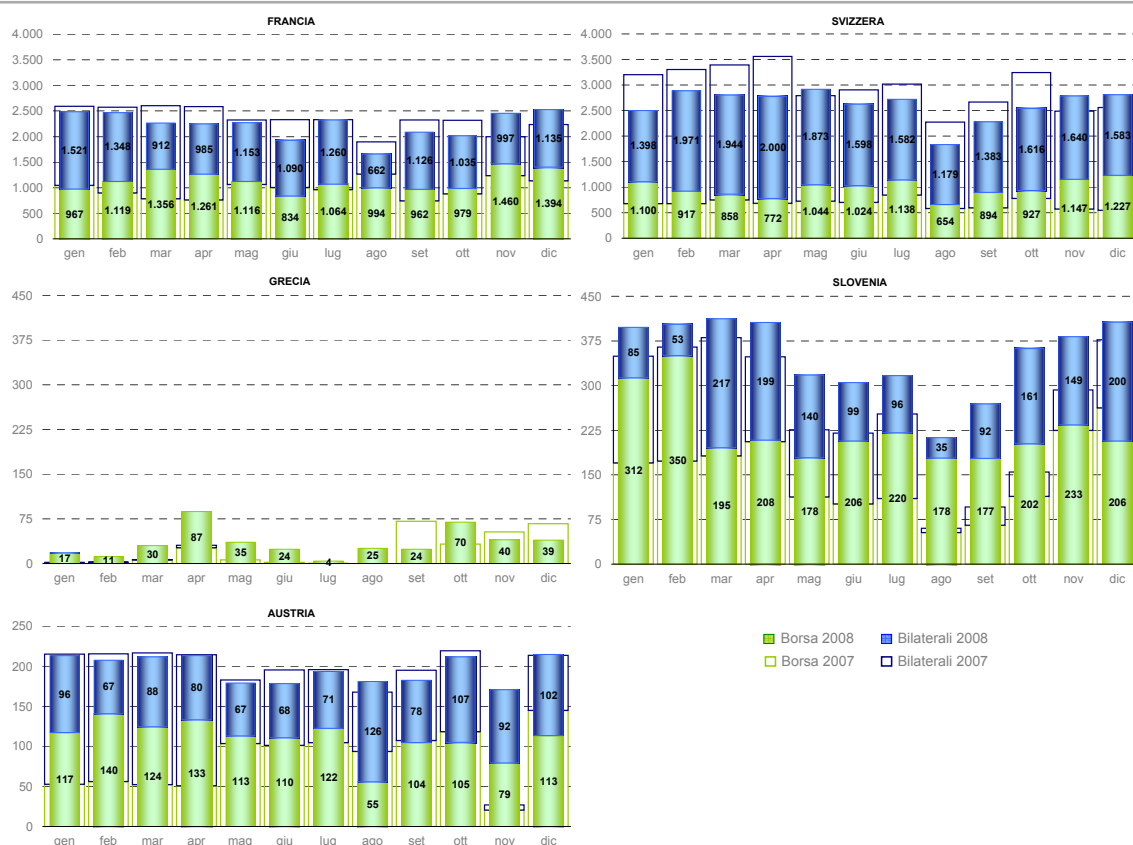
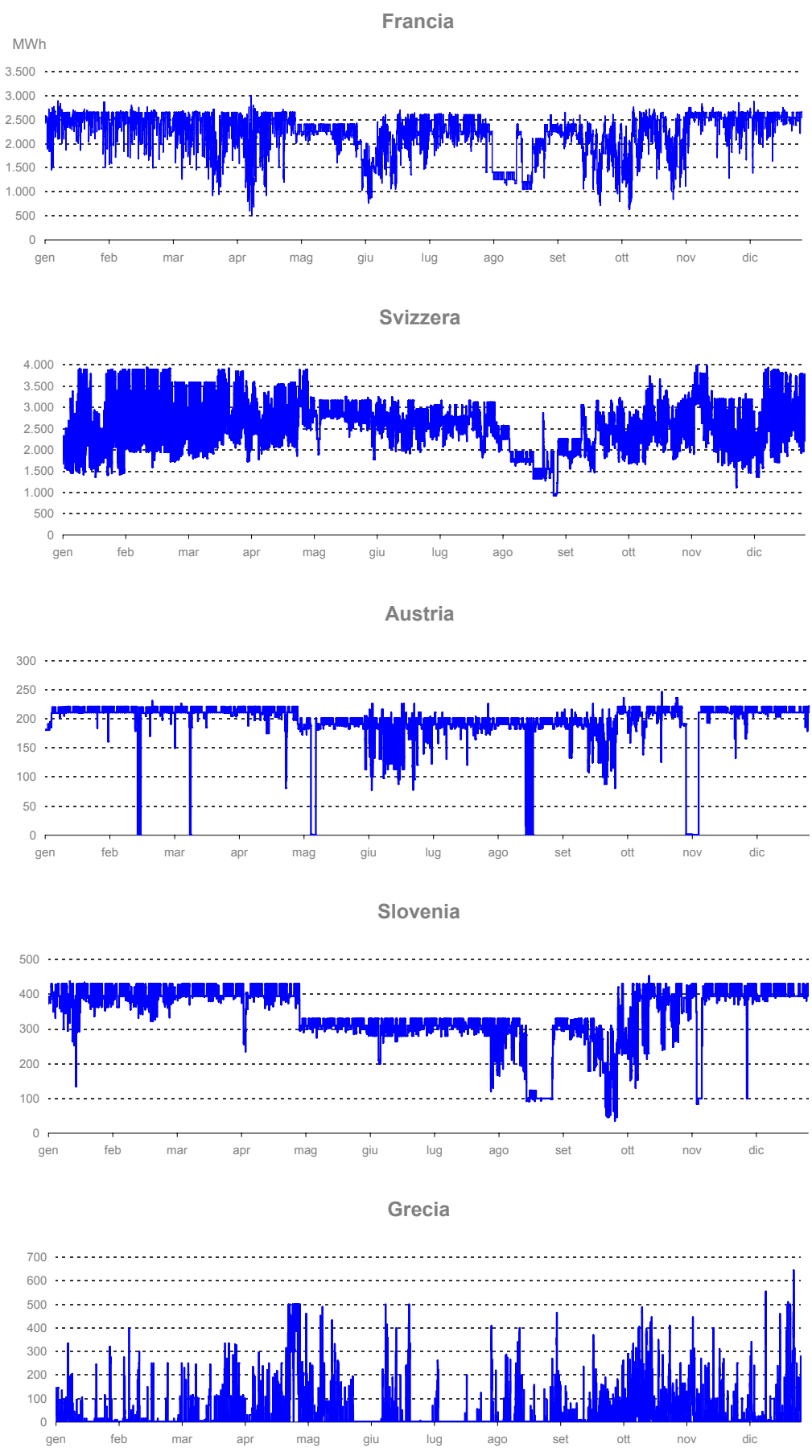


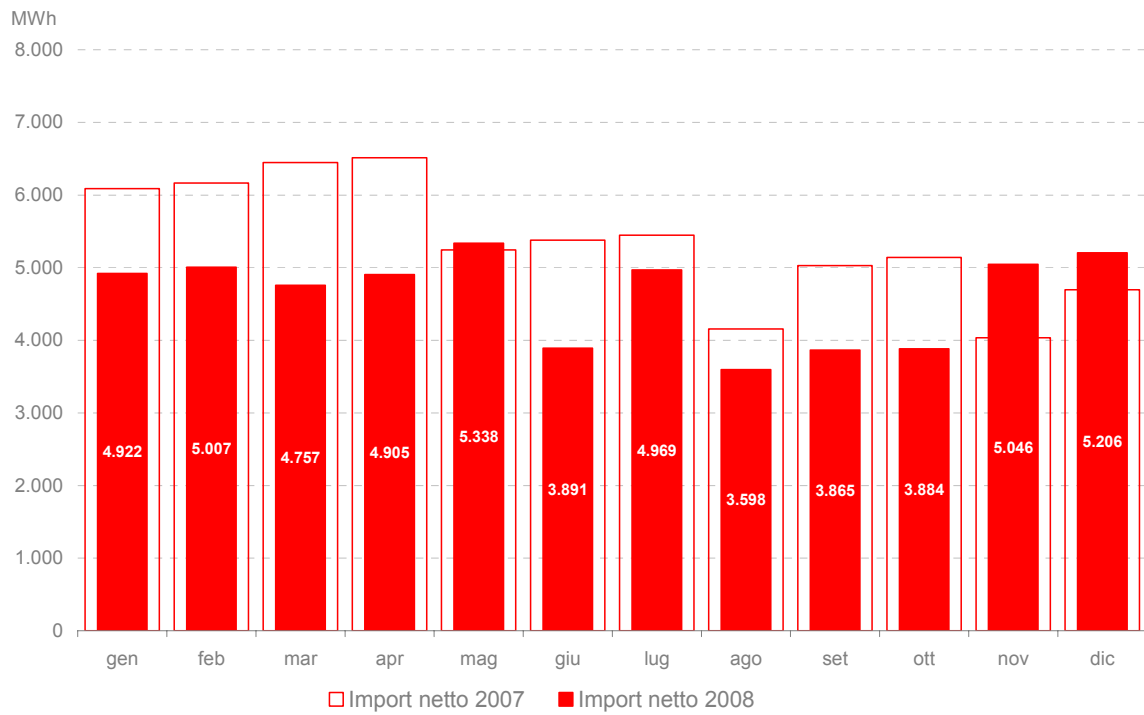
Fig.21

MGP - VENDITE SULLE ZONE ESTERE PER MACROZONA: ANDAMENTO ORARIO



MGP - SALDO VENDITE/ACQUISTI SULLE ZONE ESTERE: MEDIA ORARIA

Fig.22



Tab.14 MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO - TOTALE NAZIONALE

Impianto di produzione	Volumi. MWh						% Successo			Struttura		
	2008		2007		Variazione		2008	2007	Delta PP	2008	2007	Delta PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%						
Termoelettrico	236.875.799	26.967	243.135.239	27.755	-788	-2,8%	68,6%	69,5%	-0,9	84,1%	88,0%	-3,9
Ciclo combinato	145.891.724	16.609	140.367.880	16.024	585	3,7%	84,6%	85,9%	-1,3	51,8%	50,8%	1,0
Carbone	22.698.171	2.584	24.066.453	2.747	-163	-5,9%	88,2%	92,2%	-4,0	8,1%	8,7%	-0,7
Olio e policombustibili	26.066.211	2.967	30.015.784	3.426	-459	-13,4%	39,0%	41,1%	-2,1	9,3%	10,9%	-1,6
Geotermico	5.197.930	592	5.263.553	601	-9	-1,5%	99,9%	100,0%	-0,1	1,8%	1,9%	-0,1
Turbogas	95.501	11	1.396.814	159	-149	-93,2%	0,7%	8,8%	-8,1	0,0%	0,5%	-0,5
Autoproduzione	22.035.926	2.509	23.977.572	2.737	-229	-8,3%	99,5%	99,6%	-0,1	7,8%	8,7%	-0,9
Altro	14.890.336	1.695	18.047.183	2.060	-365	-17,7%	38,3%	42,9%	-4,5	5,3%	6,5%	-1,2
Idroelettrico	39.603.863	4.509	30.892.091	3.526	982	27,9%	46,6%	44,6%	2,0	14,1%	11,2%	2,9
Serbatoio e bacino	13.653.897	1.554	11.633.122	1.328	226	17,1%	57,0%	57,4%	-0,4	4,8%	4,2%	0,6
Acqua fluente	19.515.473	2.222	14.469.675	1.652	570	34,5%	79,4%	74,8%	4,6	6,9%	5,2%	1,7
Pompaggio	6.434.493	733	4.789.294	547	186	34,0%	17,7%	16,2%	1,5	2,3%	1,7%	0,6
Eolico	5.057.575	576	2.195.082	251	325	129,8%	100,0%	100,0%	0,0	1,8%	0,8%	1,0
Totale impianti	281.537.237	32.051	276.222.412	31.532	519	1,6%	64,7%	65,6%	-0,9	100,0%	100,0%	0,0
Offerte Integrative	7.622.206	868	3.157.605	360	507	140,7%	100,0%	100,0%	0,0			
TOTALE VENDITE	289.159.443	32.919	279.380.017	31.893	1.026	3,2%	65,3%	65,8%	-0,5			

Fig.23 MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - TOTALE NAZIONALE

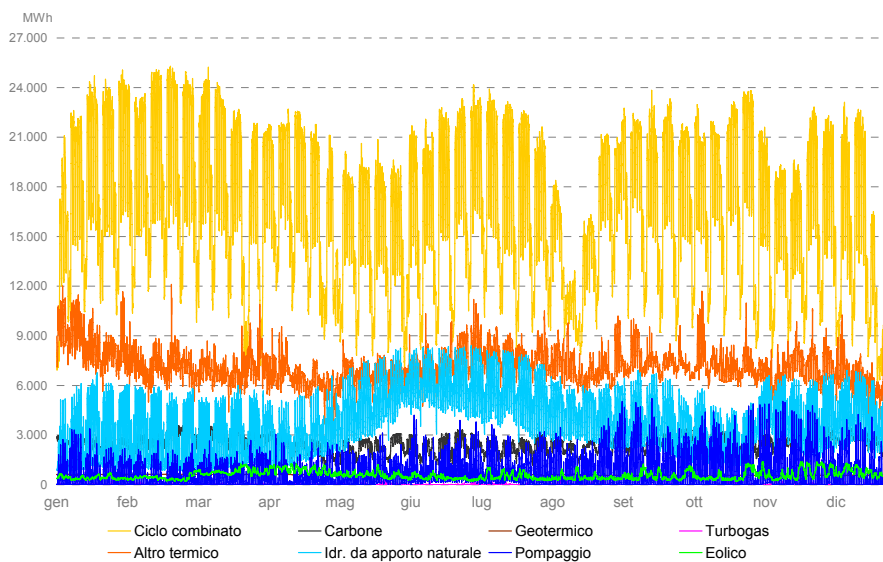
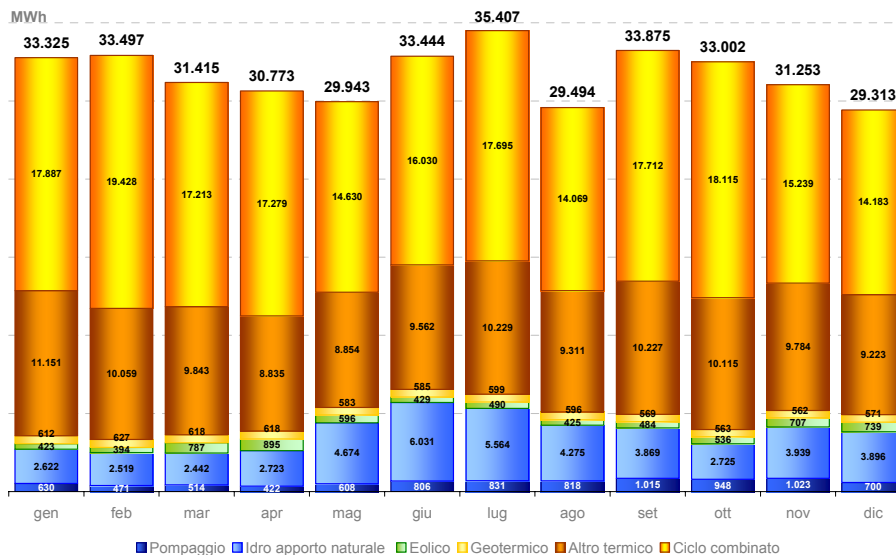


Fig.24 MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA - TOTALE NAZIONALE



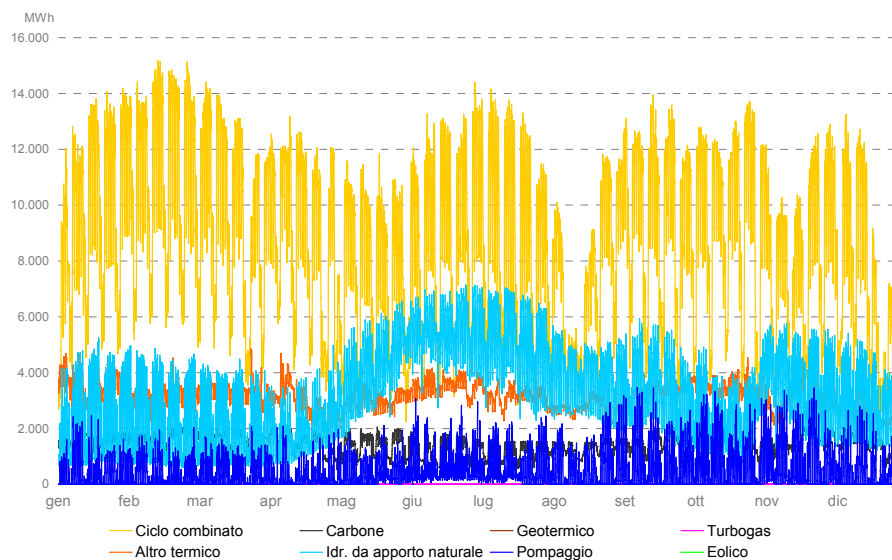
MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO - MZNORD

Tab.15

Impianto di produzione	Volumi. MWh						% Successo			Struttura		
	2008		2007		Variazione		2008	2007	Delta PP	2008	2007	Delta PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%						
Termoelettrico	118.211.695	13.458	122.825.652	14.021	-564	-4,0%	74,6%	75,4%	-0,9	78,6%	83,2%	-4,6
Ciclo combinato	76.683.136	8.730	76.187.823	8.697	33	0,4%	80,5%	81,1%	-0,6	51,0%	51,6%	-0,7
Carbone	13.319.214	1.516	13.067.859	1.492	25	1,6%	89,0%	91,6%	-2,6	8,9%	8,9%	0,0
Olio e policombustibili	4.737.496	539	7.376.702	842	-303	-36,0%	21,2%	28,8%	-7,6	3,1%	5,0%	-1,8
Geotermico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-
Turbogas	10.222	1	1.300.298	148	-147	-99,2%	0,4%	32,8%	-32,4	0,0%	0,9%	-0,9
Autoproduzione	15.762.425	1.794	16.120.887	1.840	-46	-2,5%	99,8%	99,7%	0,1	10,5%	10,9%	-0,4
Altro	7.699.201	877	8.772.083	1.001	-125	-12,5%	99,3%	99,0%	0,3	5,1%	5,9%	-0,8
Idroelettrico	32.267.710	3.673	24.796.237	2.831	843	29,8%	47,8%	44,5%	3,3	21,4%	16,8%	4,6
Seratoio e bacino	10.941.768	1.246	9.207.285	1.051	195	18,5%	53,3%	52,6%	0,7	7,3%	6,2%	1,0
Acqua fluente	16.957.255	1.930	12.931.408	1.476	454	30,8%	78,1%	73,1%	5,0	11,3%	8,8%	2,5
Pompaggio	4.368.687	497	2.657.544	303	194	63,9%	17,3%	12,9%	4,4	2,9%	1,8%	1,1
Eolico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-
Totale impianti	150.479.405	17.131	147.621.889	16.852	279	1,7%	66,6%	67,5%	-0,9	100,0%	100,0%	-
Offerte Integrative	3.762.726	428	1.247.392	142	286	200,8%	100,0%	100,0%	0,0	-	-	-
TOTALE VENDITE	154.242.131	17.559	148.869.281	16.994	565	3,3%	67,1%	67,7%	-0,6			

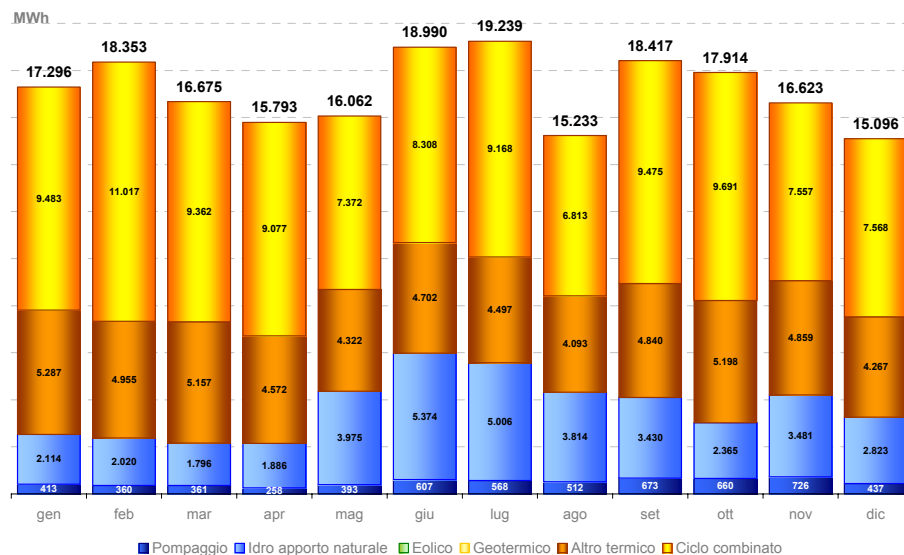
MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - MZNORD

Fig.25



MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA - MZNORD

Fig.26



Tab.16

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO - MZSUD

Impianto di produzione	Volumi. MWh						% Successo			Struttura		
	2008		2007		Variazione		2008	2007	Delta PP	2008	2007	Delta PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%						
Termoelettrico	90.527.995	10.306	90.000.372	10.274	32	0,3%	62,9%	63,2%	-0,3	90,2%	93,4%	-3,1
Ciclo combinato	51.519.869	5.865	47.312.902	5.401	464	8,6%	88,0%	91,2%	-3,2	51,4%	49,1%	2,3
Carbone	3.542.754	403	3.964.526	453	-49	-10,9%	99,9%	99,3%	0,6	3,5%	4,1%	-0,6
Oljo e polibombustibili	17.997.551	2.049	17.686.450	2.019	30	1,5%	55,0%	53,0%	2,0	17,9%	18,3%	-0,4
Geotermico	5.197.930	592	5.263.553	601	-9	-1,5%	99,9%	100,0%	-0,1	5,2%	5,5%	-0,3
Turbogas	35.669	4	60.603	7	-3	-41,3%	0,4%	0,7%	-0,3	0,0%	0,1%	0,0
Autoproduzione	6.273.501	714	7.856.685	897	-183	-20,4%	98,9%	99,3%	-0,4	6,3%	8,1%	-1,9
Altro	5.960.721	679	7.855.653	897	-218	-24,3%	20,2%	25,0%	-4,8	5,9%	8,1%	-2,2
Idroelettrico	6.234.735	710	5.021.683	573	137	23,8%	41,1%	44,7%	-3,6	6,2%	5,2%	1,0
Serbatoio e bacino	2.536.821	289	2.198.222	251	38	15,1%	79,7%	87,7%	-8,0	2,5%	2,3%	0,2
Acqua fluente	2.404.371	274	1.451.663	166	108	65,2%	90,1%	94,1%	-3,9	2,4%	1,5%	0,9
Pompaggio	1.293.543	147	1.371.798	157	-9	-6,0%	13,9%	19,1%	-5,2	1,3%	1,4%	-0,1
Eolico	3.560.647	405	1.388.070	158	247	155,8%	100,0%	100,0%	0,0	3,5%	1,4%	2,1
Totale impianti	100.323.376	11.421	96.410.125	11.006	415	3,8%	61,7%	62,2%	-0,5	100,0%	100,0%	
Offerte Integrative	2.614.225	298	1.335.524	152	145	95,2%	100,0%	100,0%	0,0			
TOTALE VENDITE	102.937.601	11.719	97.745.650	11.158	561	5,0%	62,3%	62,5%	-0,2			

Fig.27

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - MZSUD

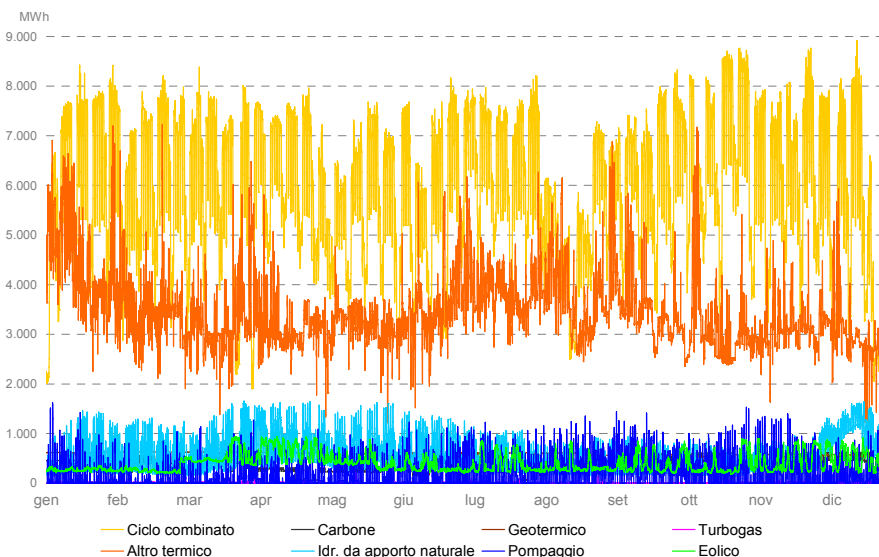
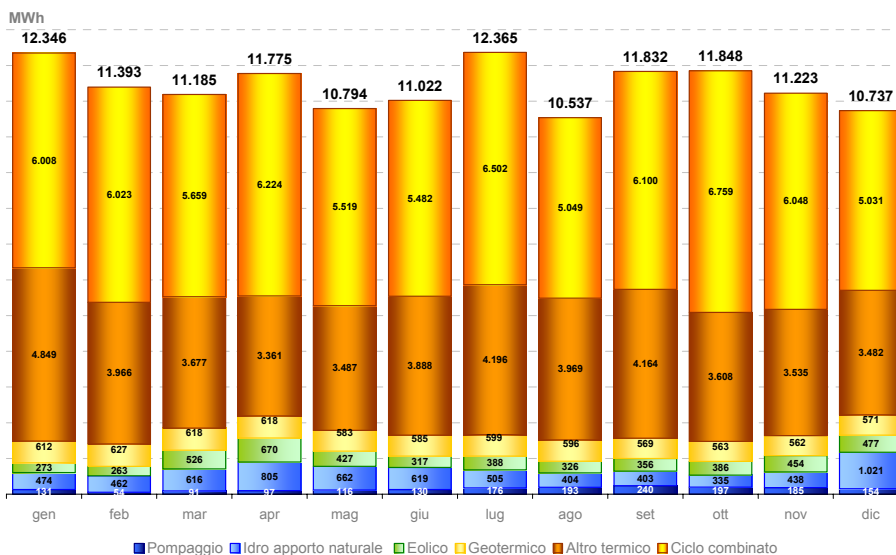


Fig.28

MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA - MZSUD



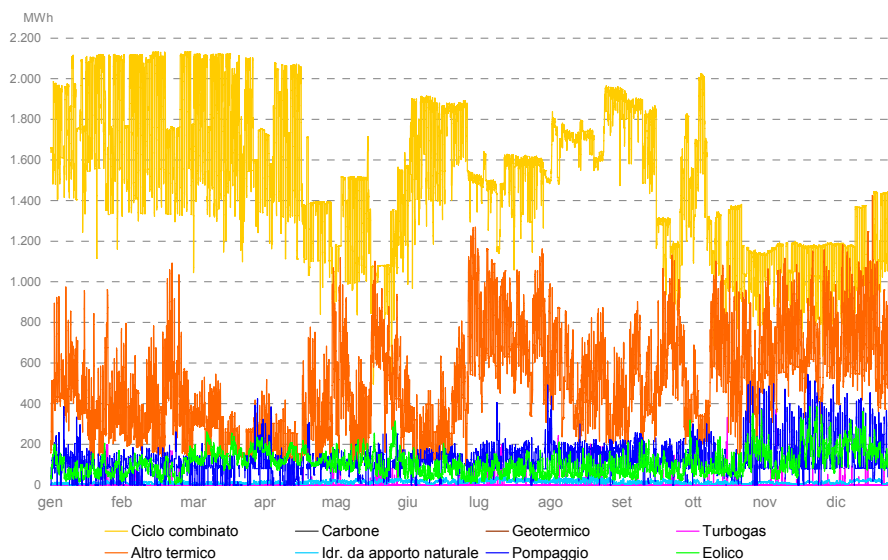
MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO - MZSICILIA

Tab.17

Impianto di produzione	Volumi. MWh						% Successo			Struttura		
	2008		2007		Variazione		2008	2007	Delta PP	2008	2007	Delta PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%						
Termoelettrico	17.730.927	2.019	18.311.515	2.090	-72	-3,4%	65,2%	65,5%	-0,3	91,6%	94,7%	-3,1
Ciclo combinato	13.363.776	1.521	12.436.594	1.420	102	7,2%	94,2%	95,3%	-1,1	69,1%	64,3%	4,7
Carbone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-
Olivo e policombustibili	3.267.622	372	4.749.062	542	-170	-31,4%	34,0%	40,5%	-6,5	16,9%	24,6%	-7,7
Geotermico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-
Turbogas	39.594	5	24.397	3	2	61,8%	1,7%	1,2%	0,5	0,2%	0,1%	0,1
Autoproduzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-
Altro	1.059.936	121	1.101.462	126	-5	-4,0%	99,9%	100,0%	-0,1	5,5%	5,7%	-0,2
Idroelettrico	668.335	76	629.924	72	4	5,8%	87,0%	81,7%	5,3	3,5%	3,3%	0,2
Serbatoio e bacino	-	-	37.429	4	-4	-100,0%	-	70,8%	-	-	0,2%	-
Acqua fluente	117.239	13	43.689	5	8	167,6%	74,3%	67,4%	6,9	0,6%	0,2%	0,4
Pompaggio	551.096	63	548.805	63	0	0,1%	90,2%	84,0%	6,3	2,8%	2,8%	0,0
Eolico	950.475	108	390.716	45	64	142,6%	100,0%	100,0%	0,0	4,9%	2,0%	2,9
Totale impianti	19.349.737	2.203	19.332.154	2.207	-4	-0,2%	66,9%	66,4%	0,5	100,0%	100,0%	
Offerte Integrative	762.768	87	424.460	48	38	79,2%	100,0%	100,0%	0,0			
TOTALE VENDITE	20.112.505	2.290	19.756.615	2.255	34	1,5%	67,8%	66,8%	0,9			

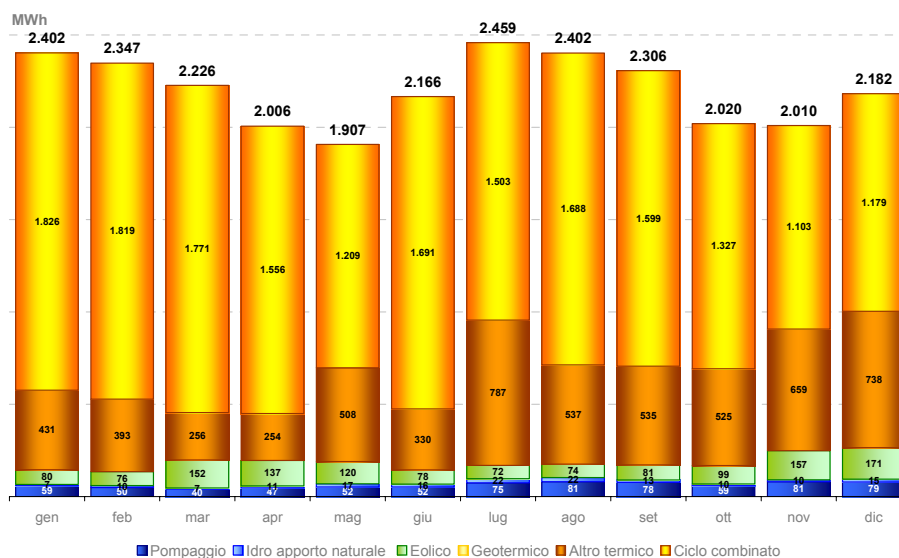
MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - MZSICILIA

Fig.29



MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA - MZSICILIA

Fig.30



Tab.18 MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO - MZ SARDEGNA

Impianto di produzione	Volumi. MWh						% Successo			Struttura		
	2008		2007		Variazione		2008	2007	Delta PP	2008	2007	Delta PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%						
Termoelettrico	10.405.182	1.185	11.997.700	1.370	-185	-13,5%	66,9%	72,5%	-5,6	91,4%	93,3%	-1,9
Ciclo combinato	4.324.942	492	4.430.562	506	-13	-2,7%	100,0%	100,0%	0,0	38,0%	34,5%	3,5
Carbone	5.836.203	664	7.034.067	803	-139	-17,3%	80,8%	89,7%	-8,9	51,3%	54,7%	-3,4
Olio e policombustibili	63.542	7	203.570	23	-16	-68,9%	2,9%	8,6%	-5,7	0,6%	1,6%	-1,0
Geotermico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-
Turbogas	10.016	1	11.517	1	0,17	-13,3%	0,8%	0,9%	-0,2	0,1%	0,1%	0,0
Autoproduzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	-
Altro	170.478	19	317.985	36	-17	-46,5%	35,6%	48,5%	-12,9	1,5%	2,5%	-1,0
Idroelettrico	433.083	49	444.247	51	-1	-2,8%	28,1%	30,7%	-2,6	3,8%	3,5%	0,3
Serbatoio e bacino	175.309	20	190.186	22	-2	-8,1%	66,9%	91,4%	-24,4	1,5%	1,5%	0,1
Acqua fluente	36.608	4	42.914	5	-1	-14,9%	100,0%	100,0%	0,0	0,3%	0,3%	0,0
Pompaggio	221.167	25	211.146	24	1	4,5%	17,8%	17,7%	0,2	1,9%	1,6%	0,3
Eolico	546.453	62	416.297	48	15	30,9%	100,0%	100,0%	0,0	4,8%	3,2%	1,6
Totale impianti	11.384.718	1.296	12.858.243	1.468	-172	-11,7%	64,6%	69,9%	-5,3	100,0%	100,0%	
Offerte Integrative	482.488	55	150.228	17	38	220,3%	100,0%	100,0%	0,0			
TOTALE VENDITE	11.867.205	1.351	13.008.471	1.485	-134	-9,0%	65,5%	70,1%	-4,6			

Fig.31 MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: ANDAMENTO ORARIO - MZ SARDEGNA

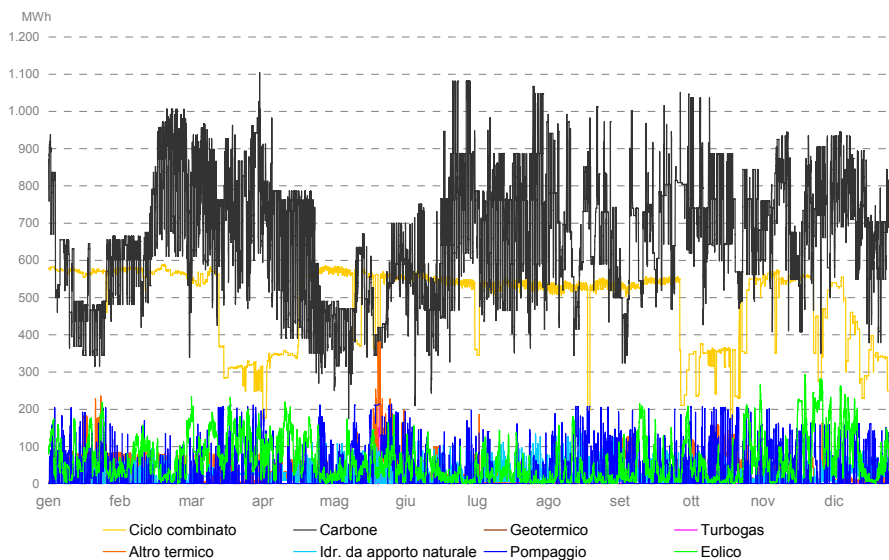
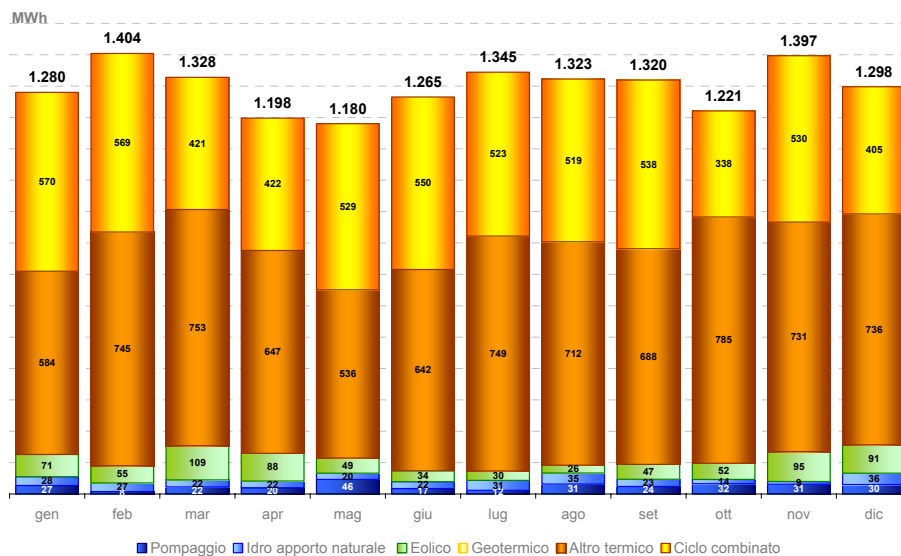


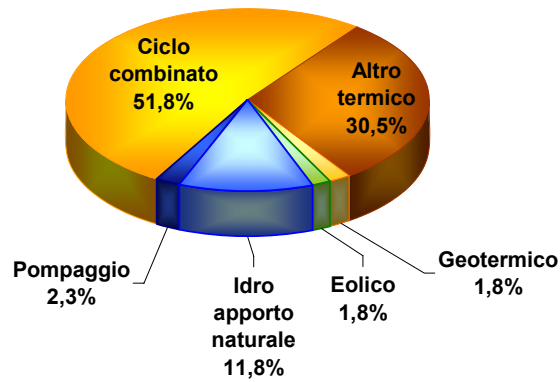
Fig.32 MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA - MZ SARDEGNA



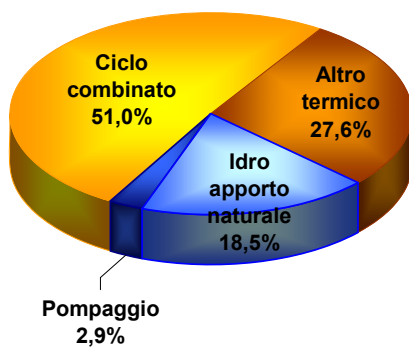
MGP - VENDITE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

Fig.33

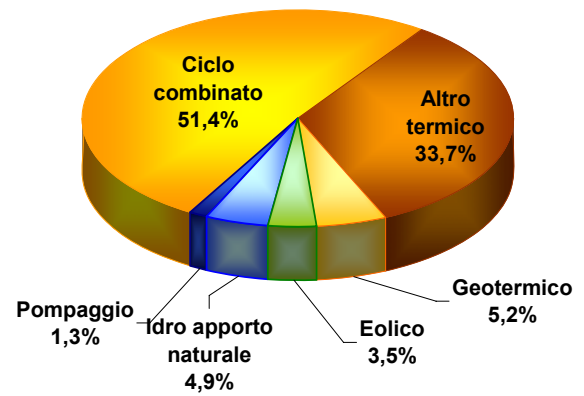
Produzione nazionale



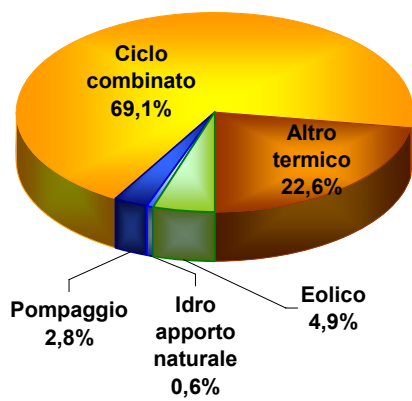
MzNord



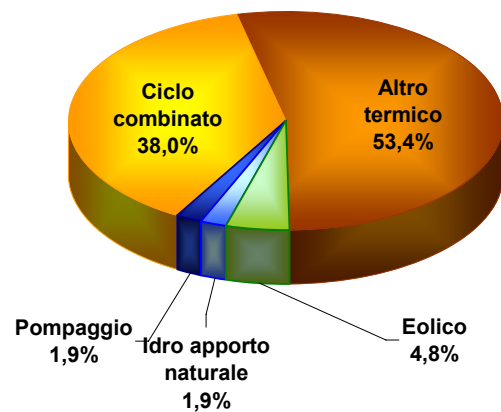
MzSud



MzSicilia



MzSardegna



Tab.19

MGP - VOLUMI NON VENDUTI

		Totale	Media	Struttura	non venduto / venduto		Variazione	
		MWh		%	2008	2007	MWh	Var.%
MzNord	Totale	75.542.473	8.600	47,7%	49,0%	47,7%	496	6,1%
	Lavorativo	48.207.185	7.939	45,7%	40,7%	40,7%	259	3,4%
	Picco	21.217.986	6.989	44,0%	30,7%	31,5%	-9	-0,1%
	Fuori picco	26.989.199	8.890	47,1%	54,8%	53,7%	527	6,3%
	Festivo	27.335.288	10.079	51,7%	76,3%	71,3%	1.019	11,2%
MzSud	Totale	62.276.430	7.090	39,3%	60,5%	60,0%	395	5,9%
	Lavorativo	43.197.027	7.114	41,0%	57,0%	57,2%	323	4,8%
	Picco	20.988.006	6.913	43,6%	50,5%	49,6%	405	6,2%
	Fuori picco	22.209.021	7.315	38,8%	65,1%	66,5%	242	3,4%
	Festivo	19.079.403	7.035	36,1%	70,1%	68,0%	559	8,6%
MzSicilia	Totale	9.571.032	1.090	6,0%	47,6%	49,6%	-29	-2,6%
	Lavorativo	6.392.786	1.053	6,1%	44,7%	46,7%	-28	-2,6%
	Picco	2.841.064	936	5,9%	37,2%	36,8%	11	1,2%
	Fuori picco	3.551.721	1.170	6,2%	53,2%	58,3%	-66	-5,4%
	Festivo	3.178.246	1.172	6,0%	54,8%	56,8%	-32	-2,7%
MzSardegna	Totale	6.252.327	712	3,9%	52,7%	42,6%	79	12,5%
	Lavorativo	4.218.721	695	4,0%	50,4%	41,1%	74	11,9%
	Picco	2.052.683	676	4,3%	46,4%	35,1%	101	17,5%
	Fuori picco	2.166.037	713	3,8%	55,0%	48,2%	47	7,1%
	Festivo	2.033.607	750	3,8%	58,0%	46,3%	90	13,6%
Italia	Totale	153.642.263	17.491	97,0%	53,1%	51,9%	942	5,7%
	Lavorativo	102.015.718	16.801	96,7%	47,0%	46,7%	628	3,9%
	Picco	47.099.739	15.514	97,8%	38,4%	38,0%	507	3,4%
	Fuori picco	54.915.979	18.088	95,8%	58,4%	58,4%	749	4,3%
	Festivo	51.626.544	19.036	97,6%	71,4%	67,5%	1.635	9,4%
Estero	Totale	4.748.512	541	3,0%	9,9%	10,5%	-64	-10,7%
	Lavorativo	3.459.683	570	3,3%	10,5%	10,8%	-51	-8,2%
	Picco	1.077.875	355	2,2%	6,1%	9,4%	-220	-38,2%
	Fuori picco	2.381.808	785	4,2%	15,8%	12,3%	118	17,7%
	Festivo	1.288.829	475	2,4%	8,6%	9,8%	-95	-16,6%
Totale	Totale	158.390.774	18.032	100,0%	47,0%	45,5%	877	5,1%
	Lavorativo	105.475.401	17.371	100,0%	42,2%	41,6%	578	3,4%
	Picco	48.177.614	15.869	100,0%	34,3%	34,2%	288	1,8%
	Fuori picco	57.297.787	18.873	100,0%	52,5%	51,3%	868	4,8%
	Festivo	52.915.373	19.512	100,0%	60,6%	56,9%	1.540	8,6%

Fig.34

MGP - OFFERTE NEL SISTEMA ITALIA: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO LAVORATIVO

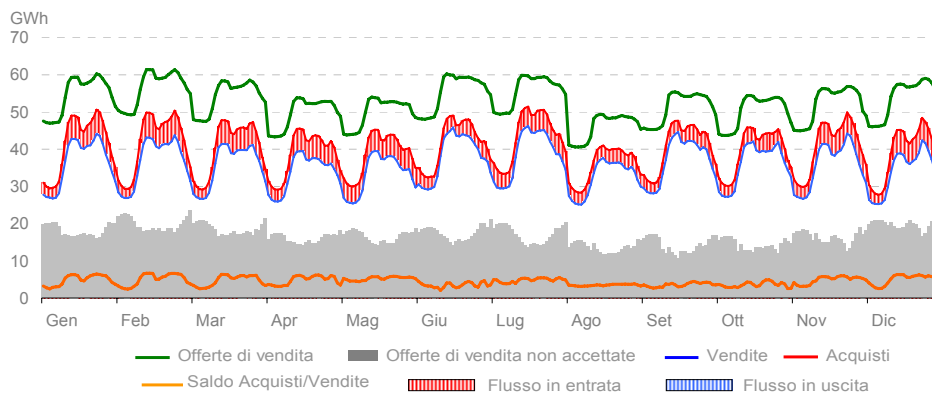
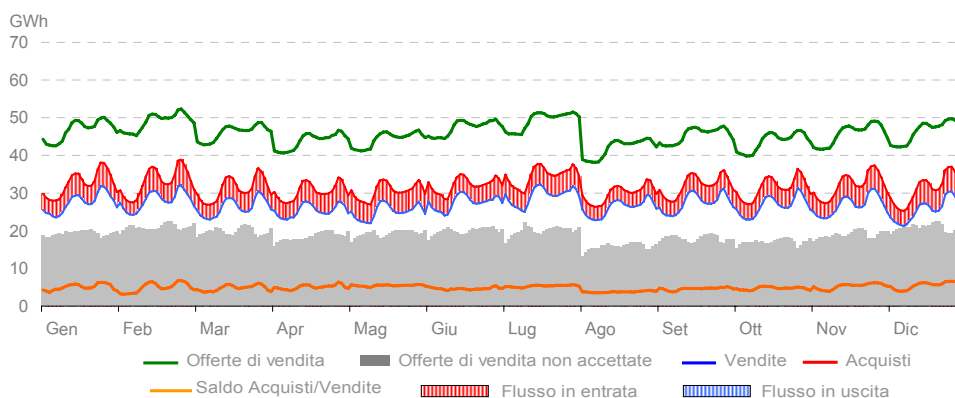


Fig.35

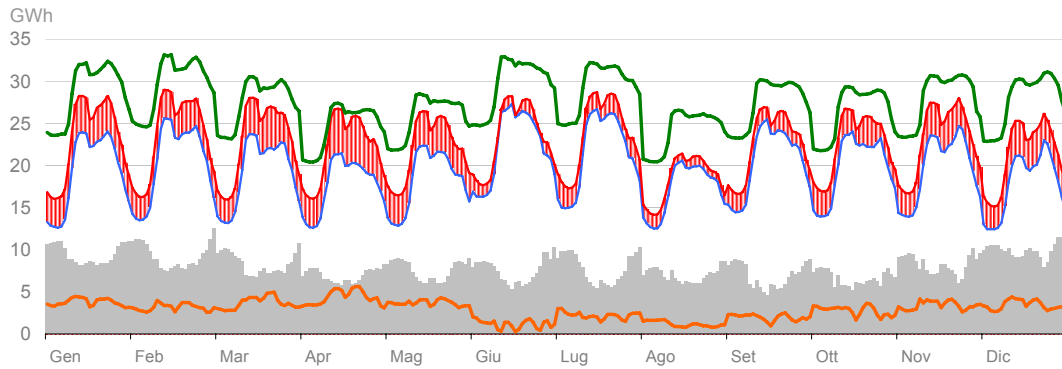
MGP - OFFERTE NEL SISTEMA ITALIA: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO FESTIVO



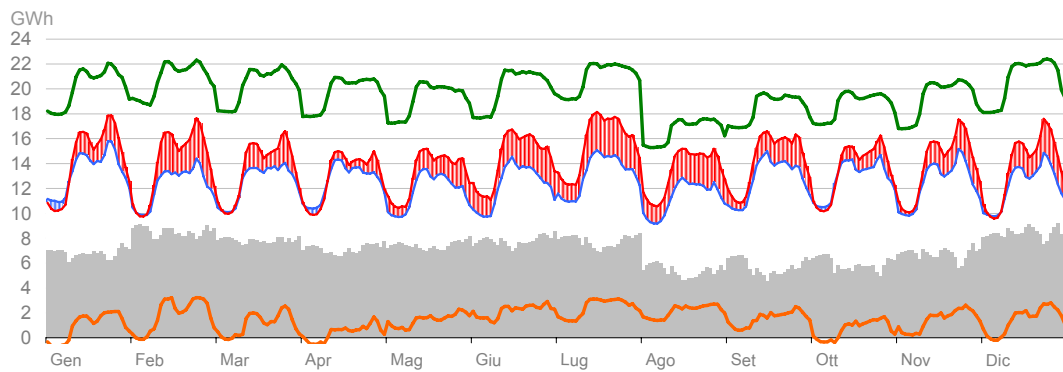
MGP - OFFERTE NELLE MACROZONE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO LAVORATIVO

Fig.36

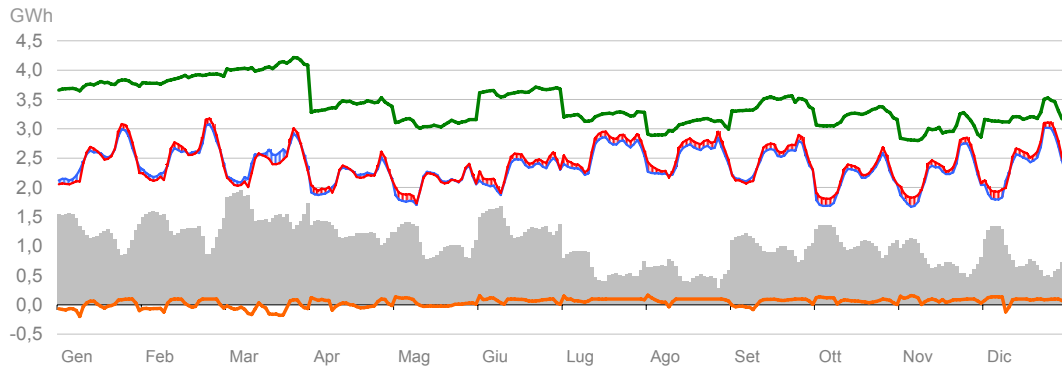
MZ NORD



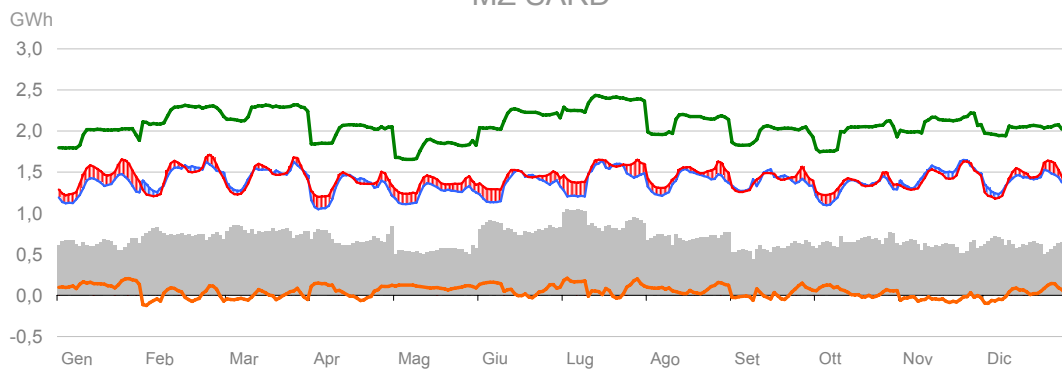
MZ SUD



MZ SICI



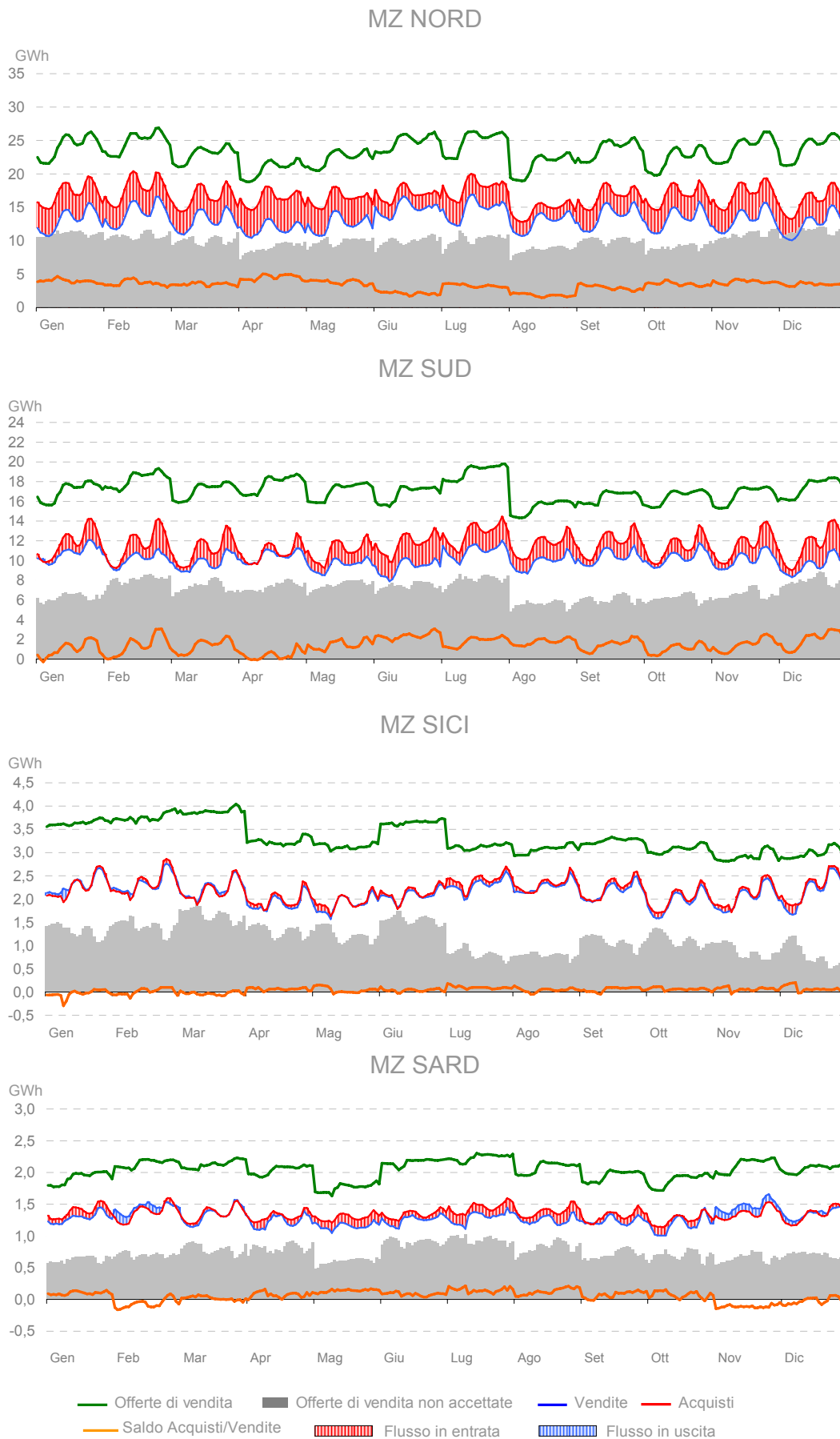
MZ SARD



— Offerte di vendita
 Offerte di vendita non accettate
 — Vendite
 — Acquisti
— Saldo Acquisti/Vendite
 Flusso in entrata
 Flusso in uscita

Fig.37

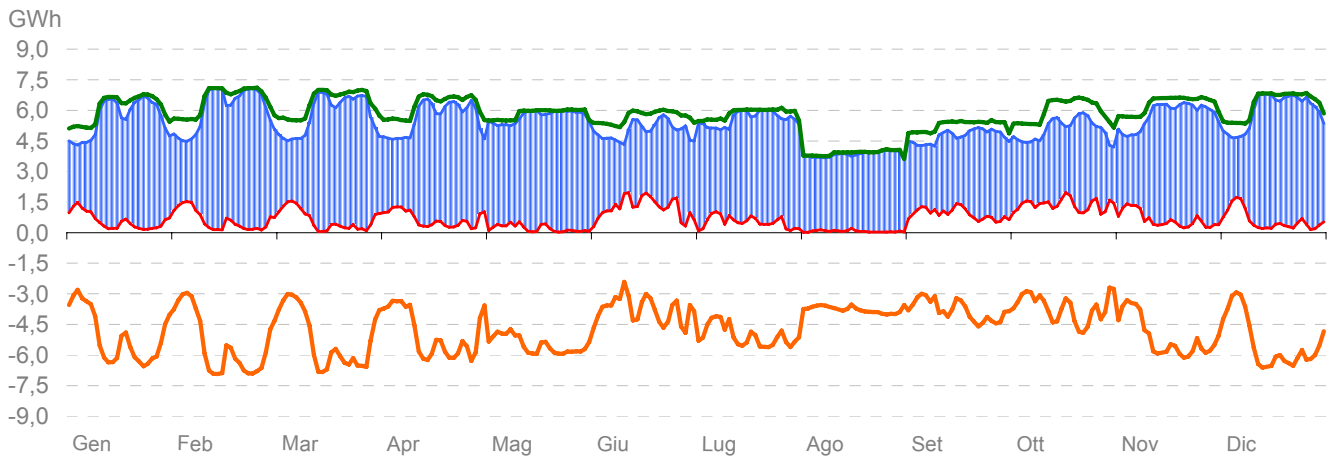
MGP - OFFERTE NELLE MACROZONE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO FESTIVO



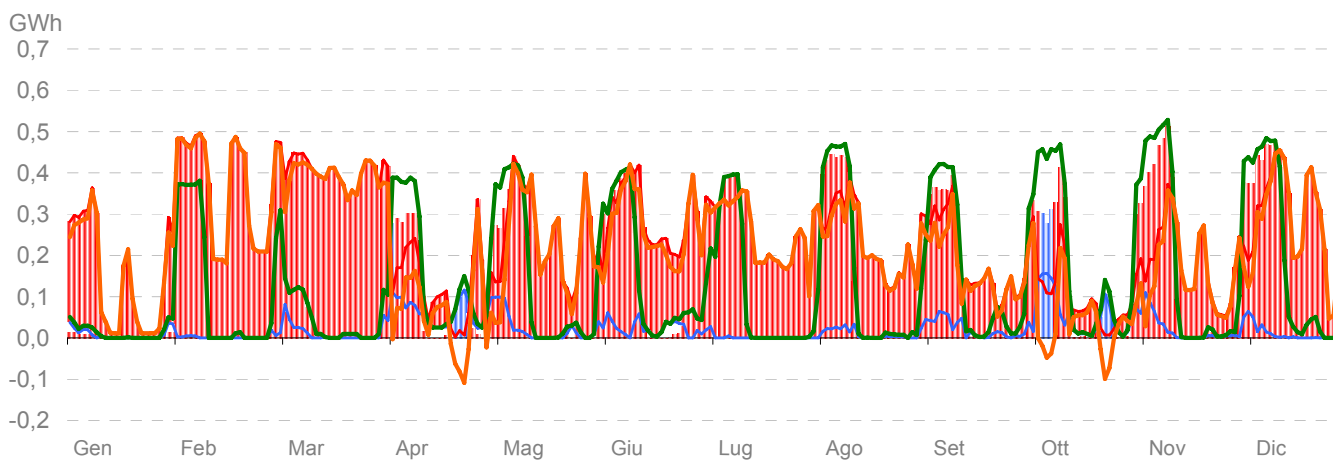
MGP - OFFERTE NELLE ZONE ESTERE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO LAVORATIVO

Fig.38

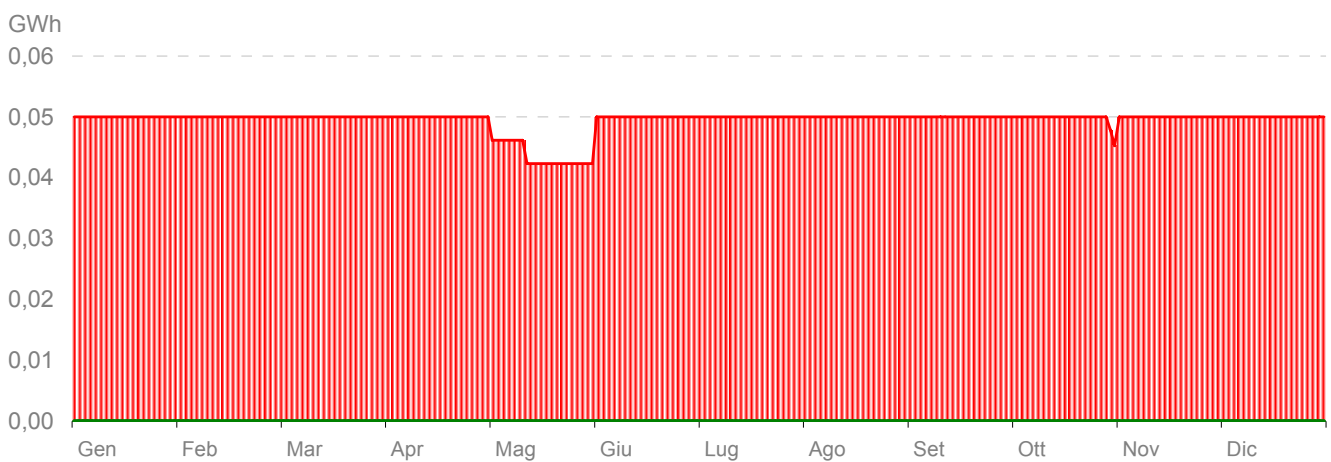
Estero Nord



Estero Sud



Estero Corsica

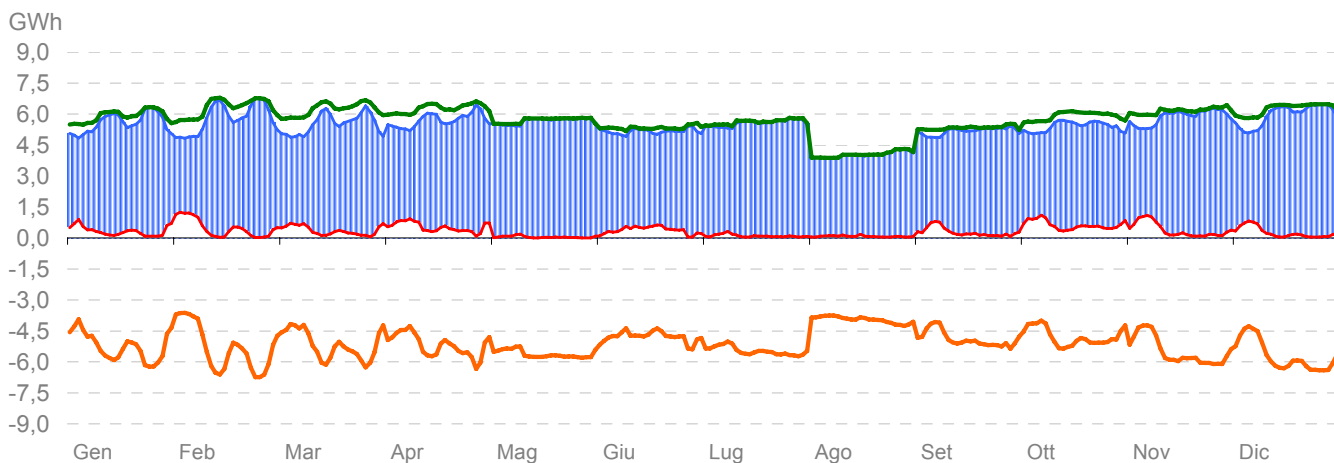


— Offerte di vendita — Vendite — Acquisti — Saldo Acquisti/Vendite
▨ Flusso in entrata ▨ Flusso in uscita

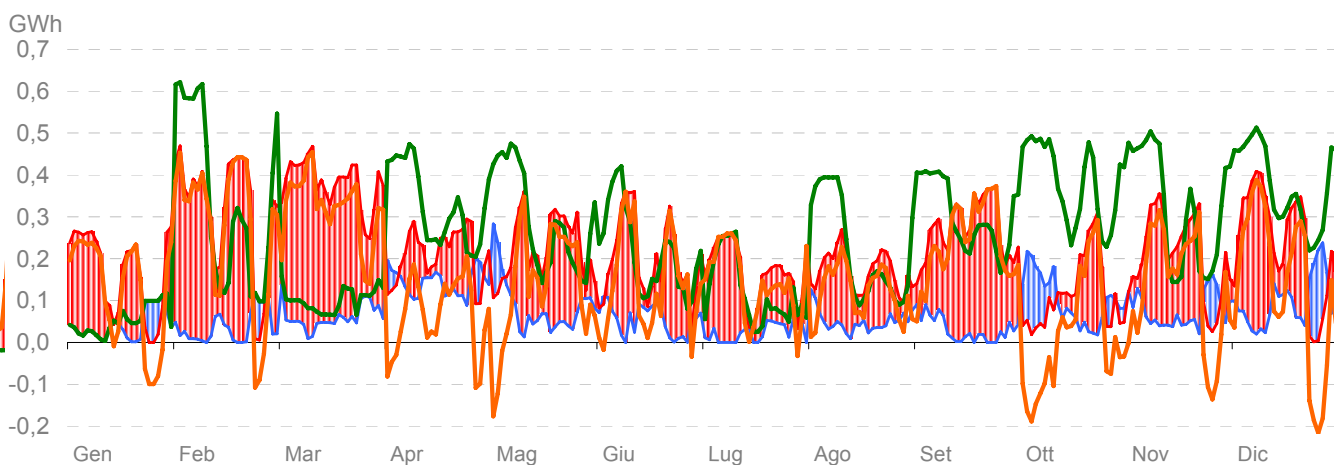
Fig.39

MGP - OFFERTE NELLE ZONE ESTERE: CURVE MEDIE ORARIE GIORNO FESTIVO

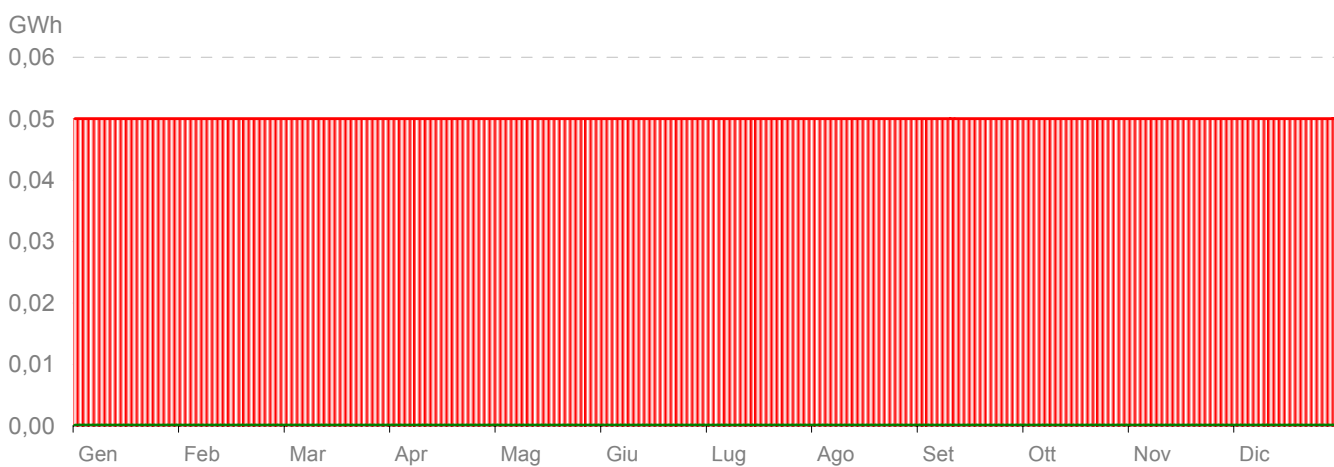
Estero Nord



Estero Sud



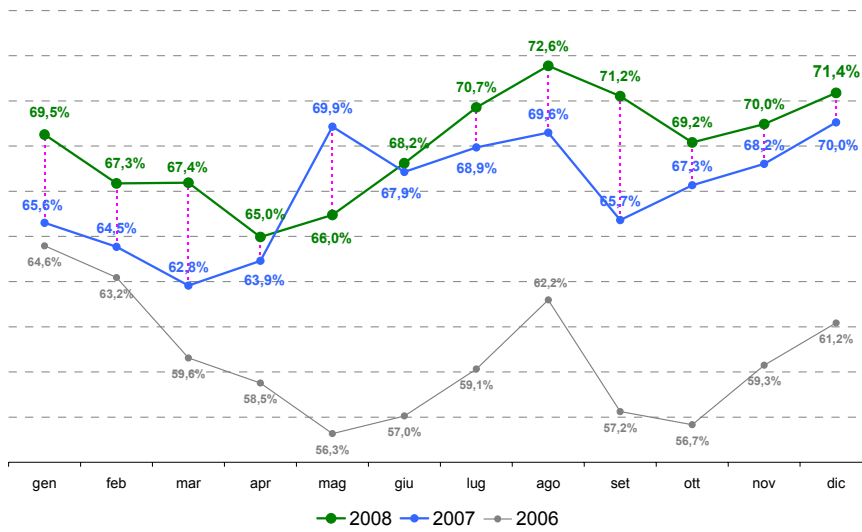
Estero Corsica



— Offerte di vendita — Vendite — Acquisti — Saldo Acquisti/Vendite
▨ Flusso in entrata ▨ Flusso in uscita

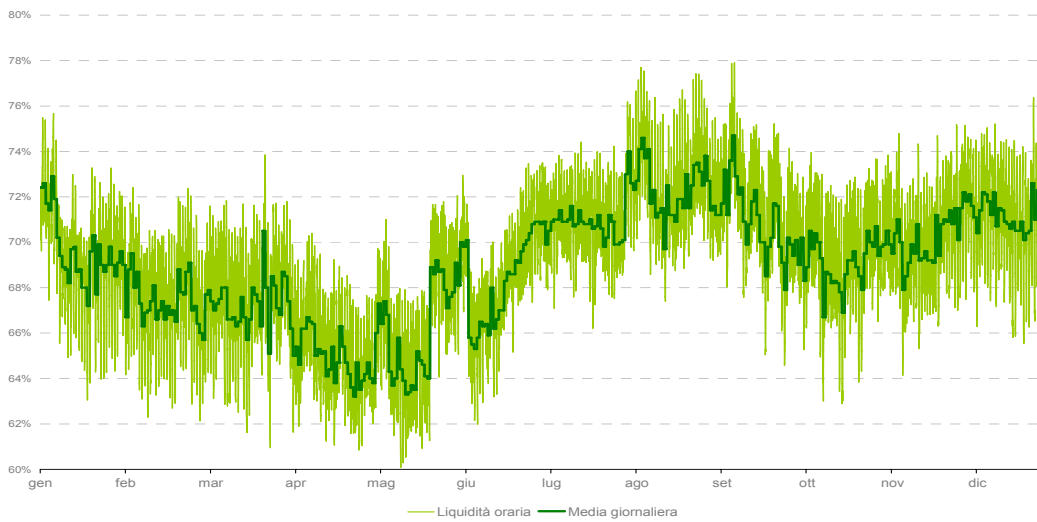
MGP - LIQUIDITÀ

Fig.40



MGP - LIQUIDITÀ: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA

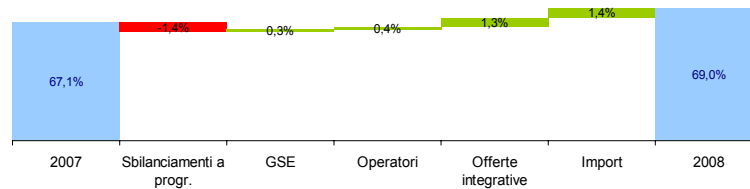
Fig.41



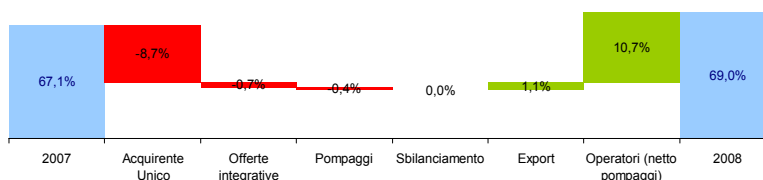
MGP - LIQUIDITÀ: EVOLUZIONE STRUTTURALE

Fig.42

Offerta



Domanda



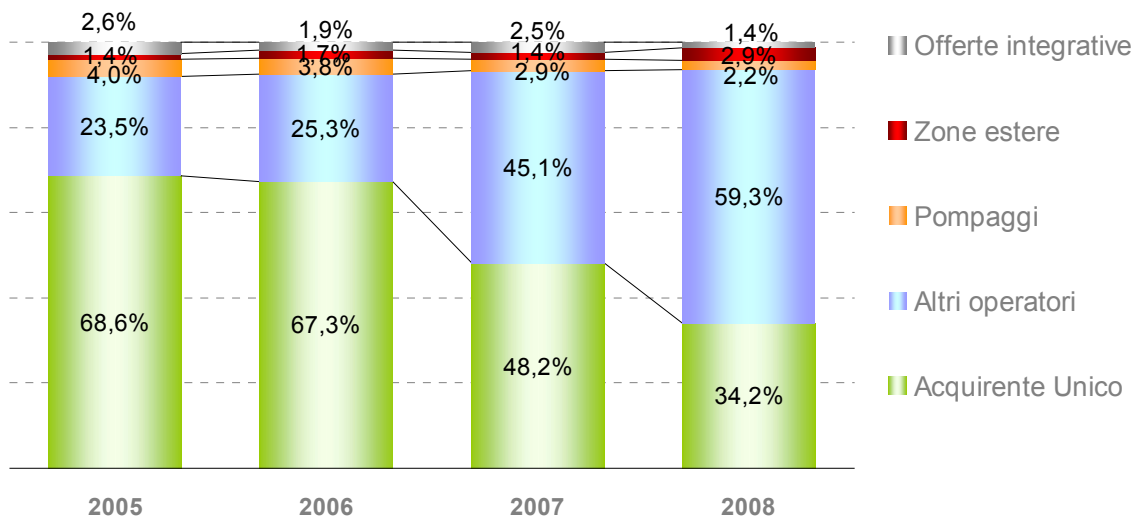
Tab.20

MGP - DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

	Totale volumi <i>MWh</i>	Media oraria <i>MWh</i>	Variazione %	Struttura %
Borsa	232.643.731	26.485	4,8%	69,0%
<i>Acquirente Unico</i>	79.448.673	9.045	-25,7%	23,6%
<i>Altri operatori</i>	137.922.614	15.702	37,9%	40,9%
<i>Pompaggi</i>	5.108.149	582	-19,6%	1,5%
<i>Zone estere</i>	6.699.056	763	118,5%	2,0%
<i>Saldo programmi PCE</i>	91.994	10	-	0,0%
<i>Offerte integrative</i>	3.373.245	384	-39,6%	1,0%
PCE (incluso MTE)	104.317.565	11.876	-4,3%	31,0%
<i>Zone estere</i>	559.701	64	-23,2%	0,2%
<i>Zone nazionali AU</i>	19.502.059	2.220	20,3%	5,8%
<i>Zone nazionali altri operatori</i>	84.347.800	9.602	-8,3%	25,0%
<i>Saldo programmi PCE</i>	-91.994	-10	-	0,0%
VOLUMI ACQUISTATI	336.961.297	38.361	1,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	17.357.054	1.976	216,1%	
DOMANDA TOTALE	354.318.351	40.337	5,3%	

Fig.43

MGP - ACQUISTI: STRUTTURA DELLA BORSA



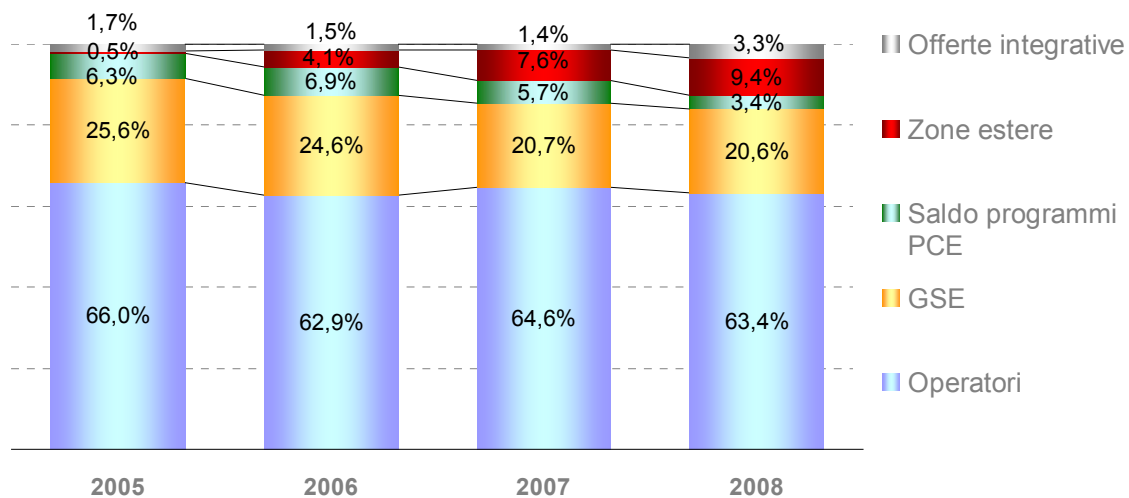
MGP - OFFERTA DI ENERGIA ELETTRICA

Tab.21

	Totale volumi	Media oraria	Variazione	Struttura
	MWh	MWh	%	%
Borsa	232.643.731	26.485	4,8%	69,0%
Operatori	147.438.784	16.785	2,8%	43,8%
GSE	47.808.312	5.443	4,0%	14,2%
Zone estere	21.788.559	2.480	29,4%	6,5%
Saldo programmi PCE	7.985.871	909	-36,4%	2,4%
Offerte integrative	7.622.206	868	140,7%	2,3%
PCE (incluso MTE)	104.317.565	11.876	-4,3%	31,0%
Zone estere	26.013.295	2.961	-23,2%	7,7%
Zone nazionali	86.290.141	9.824	-1,5%	25,6%
Saldo programmi PCE	-7.985.871	-909	-36,4%	-2,4%
VOLUMI VENDUTI	336.961.297	38.361	1,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	158.390.774	18.032	5,1%	
OFFERTA TOTALE	495.352.071	56.393	2,9%	

MGP - VENDITE: STRUTTURA DELLA BORSA

Fig.44



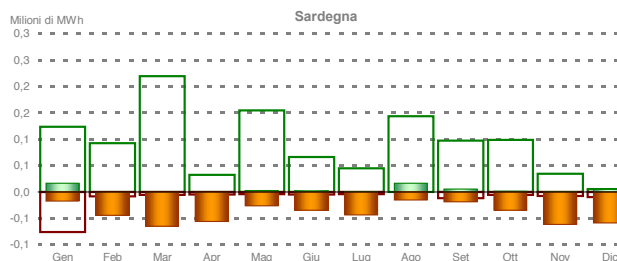
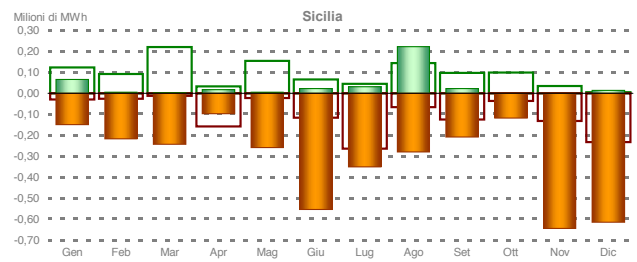
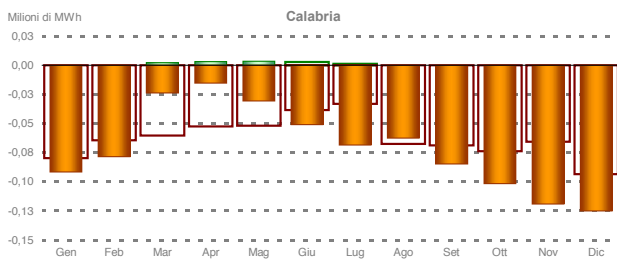
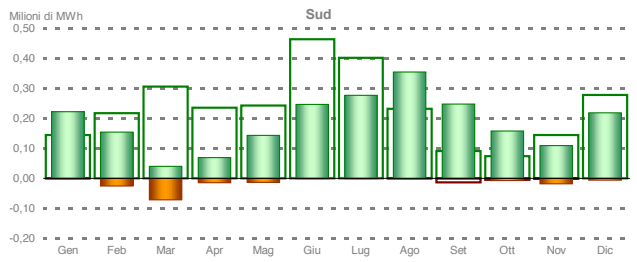
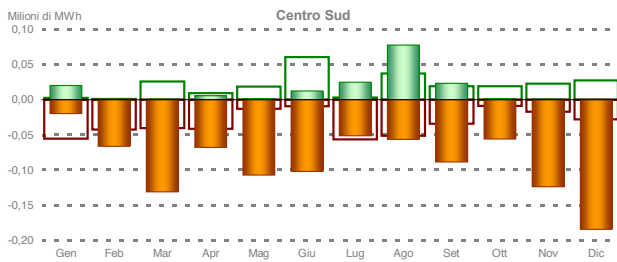
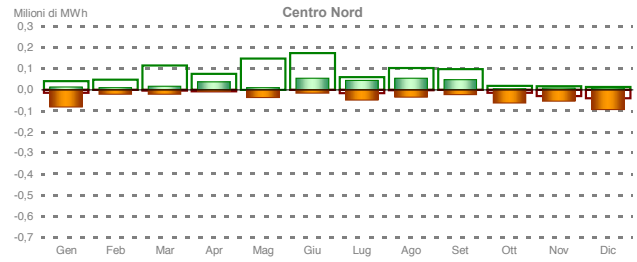
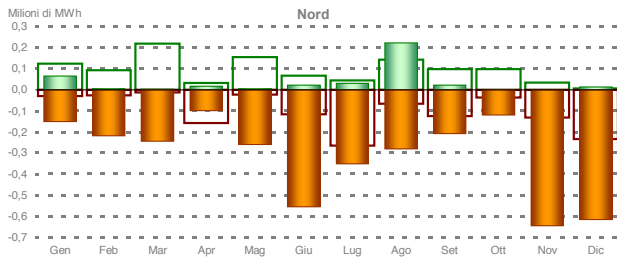
MGP - OFFERTE INTEGRATIVE

Tab.22

MWh	ACQUISTI				VENDITE			
	Totale	Media	Var %	% su totale	Totale	Media	Var %	% su totale
NORD	403.683	46	-63,8%	12,0%	3.762.726	428	200,8%	49,4%
CENTRO NORD	308.638	35	-66,3%	9,1%	522.169	59	247,8%	6,9%
CENTRO SUD	170.290	19	-31,3%	5,0%	1.060.879	121	161,9%	13,9%
SUD	2.241.160	255	-21,2%	66,4%	175.080	20	505,3%	2,3%
CALABRIA	9.103	1	126,4%	0,3%	856.096	97	13,4%	11,2%
SICILIA	190.096	22	-48,5%	5,6%	762.768	87	79,2%	10,0%
SARDEGNA	50.274	6	-42,3%	1,5%	482.488	55	220,3%	6,3%
TOTALE	3.373.245	384	-39,6%	100,0%	7.622.206	868	140,7%	100,0%

Fig.45

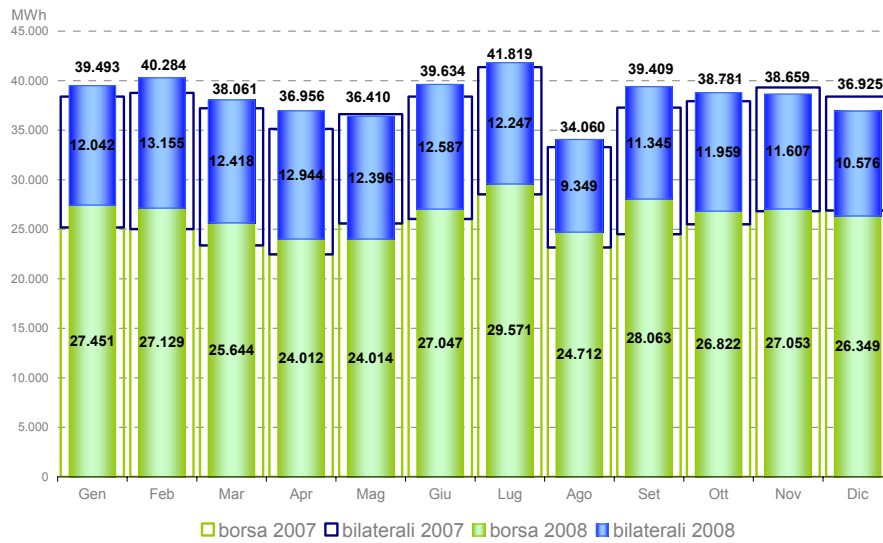
MGP - OFFERTE INTEGRATIVE



■ Acquisti 2007 ■ Vendite 2007
■ Acquisti 2008 ■ Vendite 2008

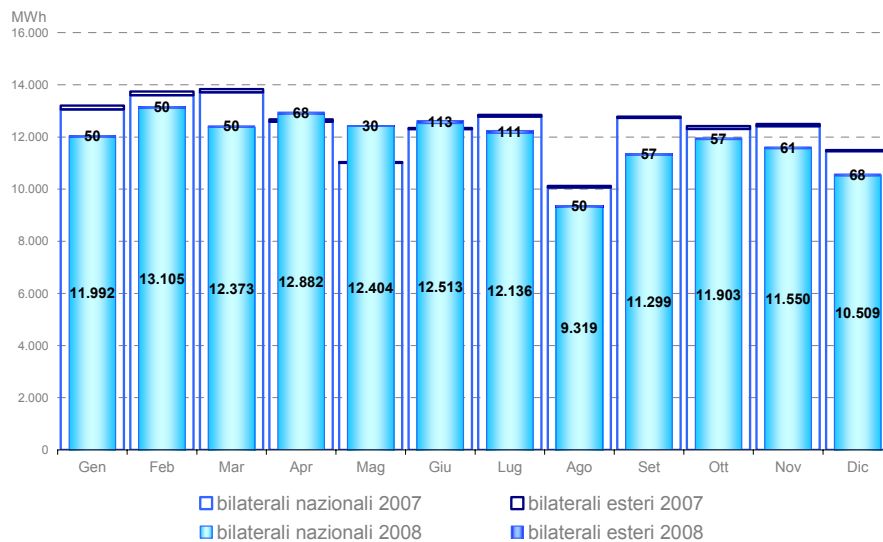
MGP - VOLUMI SCAMBIATI: MEDIA ORARIA

Fig.46



MGP - ACQUISTI BILATERALI: MEDIA ORARIA

Fig.47



MGP - VENDITE BILATERALI: MEDIA ORARIA

Fig.48

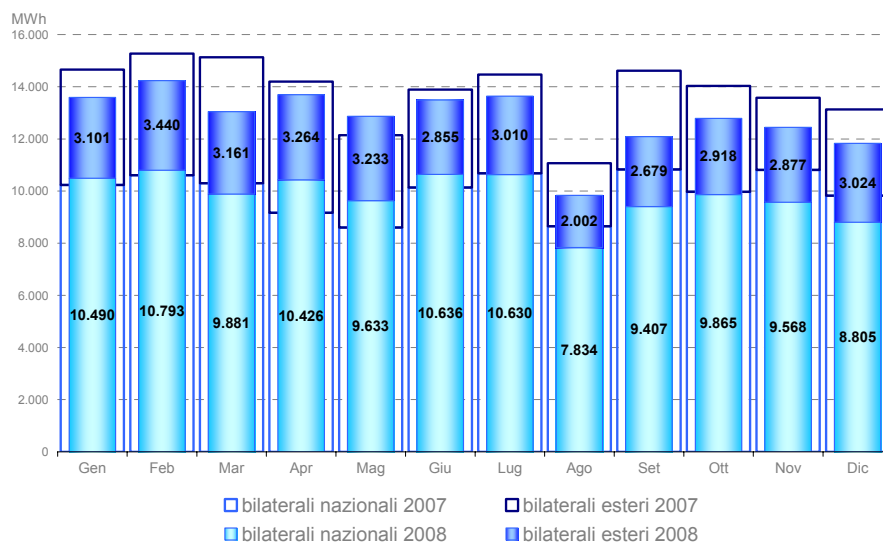


Fig.49

MGP - SBILANCIAMENTO A PROGRAMMA: MEDIA ORARIA

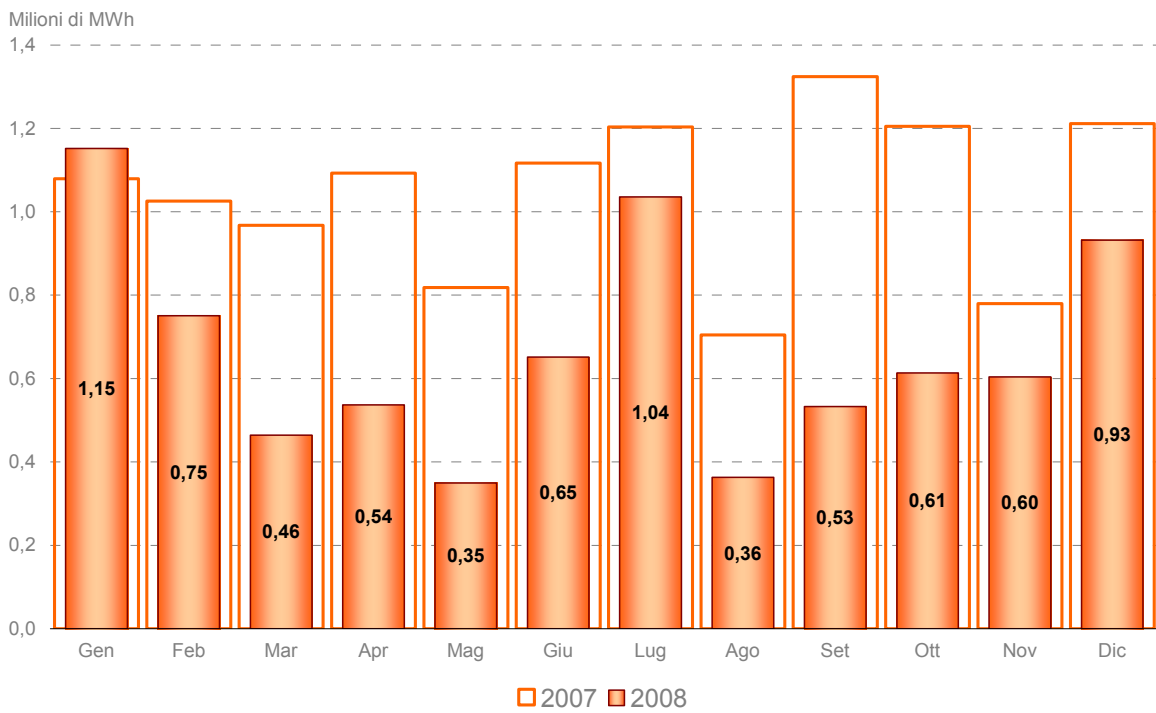
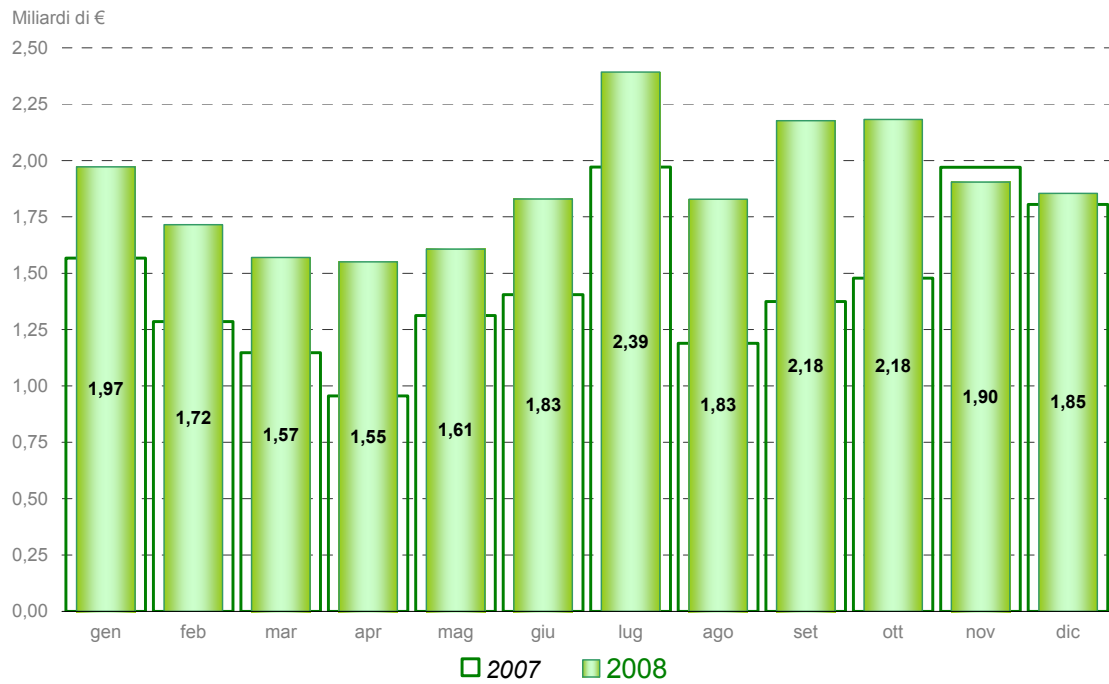


Fig.50

MGP - VALORE DELLE TRANSAZIONI



CONFIGURAZIONI ZONALI

MGP - NUMERO DI ZONE DI MERCATO

Tab.23

Area	N° medio	% ore in cui l'area si è divisa in:					Totale
		1	2	3	4	5	
Tutte le zone	2,52 (3,43)	17% (9%)	38% (20%)	26% (25%)	15% (22%)	3% (14%)	99% (91%)
Zone nazionali e poli	2,44 (2,59)	18% (19%)	40% (34%)	27% (26%)	14% (15%)	2% (6%)	100% (99%)
Zone continentali e relativi poli	1,35 (1,51)	69% (55%)	27% (40%)	4% (5%)	0% (0%)	0% (-)	100% (100%)

() valori dell'anno precedente

MGP - CORRISPETTIVI UNITARI DI ASSEGNAZIONE DEI DIRITTI DI TRANSITO (CCT)

Tab.24

€/MWh		Media		Volatilità (IVA)	
		2008	2007	2008	2007
	Totale	4,07	2,51	3,96	3,14
	NORD				
	Lavorativo	4,01	2,94	3,95	3,63
	Picco	5,44	4,46	5,11	5,55
	Fuori picco	2,58	1,42	2,79	1,71
	Festivo	4,22	1,56	3,99	2,04
	CENTRO NORD				
	Totale	2,00	-1,81	4,50	3,90
	Lavorativo	1,31	-2,49	4,73	4,66
	Picco	1,09	-4,51	6,31	7,33
	Fuori picco	1,54	-0,46	3,15	2,00
	Festivo	3,55	-0,29	4,00	2,18
	CENTRO SUD				
	Totale	-0,63	-2,06	5,73	4,03
	Lavorativo	-0,70	-2,73	5,64	4,79
	Picco	-1,09	-4,91	7,32	7,54
	Fuori picco	-0,31	-0,55	3,95	2,05
	Festivo	-0,49	-0,55	5,94	2,31
	SUD				
	Totale	-0,40	-2,06	5,93	4,03
	Lavorativo	-0,36	-2,72	5,93	4,80
	Picco	-0,45	-4,90	7,82	7,54
	Fuori picco	-0,26	-0,55	4,05	2,05
	Festivo	-0,48	-0,55	5,94	2,31
	CALABRIA				
	Totale	-1,00	-2,24	7,90	4,43
	Lavorativo	-0,90	-2,78	7,88	5,04
	Picco	-1,28	-5,05	10,08	7,96
	Fuori picco	-0,51	-0,51	5,68	2,11
	Festivo	-1,24	-1,01	7,95	3,07
	SICILIA				
	Totale	-32,64	-8,52	28,76	10,80
	Lavorativo	-33,04	-8,91	27,68	11,27
	Picco	-47,19	-12,06	31,76	14,13
	Fuori picco	-18,90	-5,76	23,60	8,41
	Festivo	-31,72	-7,64	31,18	9,74
	SARDEGNA				
	Totale	-4,84	-4,01	16,06	10,95
	Lavorativo	-4,93	-4,84	15,70	11,77
	Picco	-3,82	-4,35	16,52	13,49
	Fuori picco	-6,04	-5,33	14,89	10,05
	Festivo	-4,65	-2,14	16,85	9,11

Tab.25

MGP - LIMITE MEDIO DI TRANSITO

Transito		2008											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Estero NordOvest	Nord	7.644	7.719	7.579	7.554	6.787	6.599	6.684	5.054	6.317	7.786	7.283	7.421
Nord	Estero NordOvest	2.573	2.569	2.578	2.574	2.168	2.177	2.160	2.175	2.161	2.567	2.600	2.584
Estero NordEst	Nord	830	823	826	830	700	714	716	613	716	831	760	824
Nord	Estero NordEst	261	258	261	262	205	212	210	208	210	261	244	263
Monfalcone	Nord	1.730	1.730	1.730	1.730	1.607	1.721	1.703	1.235	1.730	1.730	1.730	1.715
Nord	Monfalcone	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Nord	Centro Nord	2.567	3.522	3.448	3.134	3.224	3.480	3.481	3.461	3.331	2.535	2.858	3.555
Centro Nord	Nord	1.440	1.729	1.754	1.535	1.572	1.696	1.638	1.706	1.552	1.346	1.586	1.819
Centro Nord	Corsica	300	263	191	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Corsica	Centro Nord	250	213	144	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Corsica	Sardegna	∞	7.610	2.708	∞	9.822	7.466	∞	∞	∞	∞	9.129	8.978
Sardegna	Corsica	300	264	194	300	296	568	300	300	300	300	300	300
Sardegna	Estero Corsica	50	50	50	50	50	50	50	50	51	53	79	84
Estero Corsica	Sardegna	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	72
Estero Corsica	Corsica CA	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Corsica CA	Estero Corsica	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Centro Nord	Centro Sud	1.782	1.751	1.799	1.577	1.923	1.409	756	1.649	1.544	1.899	1.794	1.863
Centro Sud	Centro Nord	2.300	2.286	2.224	1.941	2.244	1.724	1.164	1.948	1.956	2.300	2.199	2.300
Centro Sud	Sud	2.169	2.243	2.136	2.238	2.028	2.062	2.120	2.137	2.064	2.094	2.063	2.145
Sud	Centro Sud	3.623	3.772	3.545	3.741	3.475	3.564	3.757	3.758	3.614	3.685	3.566	3.755
Foggia	Sud	1.200	1.200	1.200	1.200	1.156	1.200	1.265	1.600	1.600	1.597	1.600	1.961
Sud	Foggia	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Rossano	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Rossano	Sud	5.152	5.162	5.120	5.120	4.962	4.927	5.072	5.106	5.167	5.170	5.127	5.087
Rossano	Calabria	9.588	∞	∞	∞	8.342	9.671	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Calabria	Rossano	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Calabria	Sicilia	150	150	150	150	154	150	150	150	150	150	150	150
Sicilia	Calabria	463	272	181	183	305	186	200	200	172	192	192	200
Priolo	Sicilia	815	810	813	797	806	803	808	811	809	790	794	810
Sicilia	Priolo	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Rossano	Brindisi	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Brindisi	Rossano	5.200	5.200	5.098	4.623	4.972	5.200	5.150	4.842	5.038	5.196	5.136	5.200
Brindisi	Estero Sud	500	500	500	500	500	500	335	500	500	500	500	479
Estero Sud	Brindisi	500	500	500	500	500	500	365	500	500	500	500	479

Tab.26

MGP - DIREZIONE DEI FLUSSI DI TRANSITO

Transito		2008											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Estero NordOvest	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	97,8%	100,0%	100,0%	99,0%	99,6%	100,0%	100,0%
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	2,2%	-	-	1,0%	0,4%	-	-
Estero NordEst	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,6%	98,1%	99,5%	99,5%	91,5%	99,7%	100,0%	100,0%
Nord	Estero NordEst	-	-	-	-	0,4%	1,9%	0,5%	0,5%	8,5%	0,3%	-	-
Monfalcone	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	95,4%	100,0%	100,0%	100,0%	92,1%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	81,5%	95,0%	90,3%	76,5%	99,7%	100,0%	100,0%	100,0%	96,4%	81,9%	95,6%	90,9%
Centro Nord	Nord	18,5%	5,0%	9,7%	23,5%	0,3%	-	-	-	3,6%	18,1%	4,4%	9,1%
Centro Nord	Corsica	89,7%	55,5%	65,5%	78,2%	58,7%	68,6%	87,6%	84,8%	70,3%	73,3%	47,1%	60,9%
Corsica	Centro Nord	10,3%	43,7%	34,5%	21,8%	0,4%	9,2%	12,4%	15,2%	29,7%	26,7%	49,6%	39,1%
Corsica	Sardegna	84,0%	45,0%	53,2%	66,9%	57,9%	64,3%	81,2%	75,1%	60,0%	64,2%	26,0%	52,4%
Sardegna	Corsica	16,0%	55,0%	44,4%	33,1%	1,2%	22,4%	18,8%	24,9%	40,0%	34,4%	63,8%	47,3%
Sardegna	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	37,0%	66,5%	54,2%	23,2%	45,0%	81,5%	93,7%	93,8%	60,6%	39,6%	61,3%	63,3%
Centro Sud	Centro Nord	63,0%	33,5%	45,8%	76,8%	55,0%	18,5%	6,3%	6,0%	39,4%	60,4%	38,8%	36,7%
Centro Sud	Sud	-	-	2,0%	0,1%	0,3%	3,2%	0,5%	9,7%	-	0,1%	2,1%	9,0%
Sud	Centro Sud	100,0%	100,0%	98,0%	99,9%	99,7%	96,8%	99,5%	90,3%	100,0%	99,9%	97,9%	91,0%
Foggia	Sud	99,6%	100,0%	93,5%	100,0%	92,5%	93,2%	100,0%	100,0%	100,0%	98,9%	96,0%	100,0%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Rossano	Calabria	84,8%	95,1%	82,0%	77,5%	55,6%	99,0%	100,0%	98,1%	97,9%	98,0%	93,8%	94,4%
Calabria	Rossano	15,2%	4,9%	18,0%	22,5%	44,4%	1,0%	-	1,9%	2,1%	2,0%	6,3%	5,6%
Calabria	Sicilia	57,1%	62,2%	36,1%	65,8%	47,2%	76,3%	90,2%	82,7%	73,9%	78,5%	81,7%	85,2%
Sicilia	Calabria	42,9%	37,8%	63,9%	34,2%	18,3%	23,8%	9,8%	17,3%	26,1%	21,5%	18,3%	14,8%
Priolo	Sicilia	97,3%	98,6%	97,8%	94,0%	99,2%	99,9%	99,5%	98,4%	100,0%	90,9%	78,1%	79,4%
Sicilia	Priolo	2,7%	1,4%	2,2%	6,0%	0,8%	0,1%	0,5%	1,6%	-	9,1%	21,9%	20,6%
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Brindisi	Estero Sud	46,8%	78,7%	91,0%	54,9%	65,6%	59,7%	55,6%	75,7%	73,5%	45,1%	74,2%	82,8%
Estero Sud	Brindisi	12,2%	3,0%	5,9%	27,5%	10,5%	10,1%	1,9%	12,1%	10,3%	31,4%	14,9%	10,9%

MGP - UTILIZZO MEDIO DEI TRANSITI

Tab.27

Transito		2008											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Esterio NordOvest	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Esterio NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esterio NordEst	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Esterio NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	0,1%	3,9%	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	23,4%	17,2%	4,6%	0,6%	12,0%	17,9%	16,5%	5,2%	4,0%	9,1%	16,7%	11,2%
Centro Nord	Nord	1,1%	0,1%	1,3%	1,3%	-	-	-	-	0,1%	1,3%	-	-
Centro Nord	Corsica	25,4%	3,9%	28,3%	15,6%	25,1%	11,7%	21,4%	22,7%	9,0%	16,0%	0,3%	18,5%
Corsica	Centro Nord	1,3%	12,6%	16,7%	1,7%	-	0,4%	0,5%	0,3%	1,8%	0,8%	3,5%	8,7%
Corsica	Sardegna	-	0,6%	23,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	4,3%
Sardegna	Corsica	1,3%	12,6%	16,7%	1,7%	-	9,3%	0,5%	0,3%	1,8%	0,8%	3,5%	8,7%
Sardegna	Esterio Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esterio Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esterio Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Esterio Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	0,7%	3,3%	5,0%	1,7%	-	25,6%	60,1%	45,8%	11,3%	0,1%	1,7%	7,1%
Centro Sud	Centro Nord	0,4%	-	2,7%	5,8%	0,3%	0,1%	-	-	0,8%	2,1%	0,4%	0,1%
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	5,5%	-	0,4%	-	4,3%	0,3%	0,7%	-	2,9%	3,5%	2,8%	0,9%
Foggia	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	5,2%	2,7%	0,5%	-	5,2%	6,1%	8,1%	2,0%	8,2%	1,9%	0,4%	0,4%
Rossano	Calabria	2,7%	-	-	-	13,6%	2,5%	-	-	-	-	-	-
Calabria	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	40,6%	51,1%	23,8%	44,9%	36,2%	58,2%	71,6%	62,6%	58,2%	55,6%	60,8%	64,8%
Sicilia	Calabria	14,8%	20,4%	38,9%	12,4%	1,2%	6,1%	2,3%	5,2%	11,0%	9,1%	6,3%	7,1%
Priolo	Sicilia	18,1%	17,5%	1,3%	1,1%	0,4%	2,1%	-	1,1%	0,1%	-	0,3%	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	-	-	-	-	3,6%	-	-	-	-	-	0,1%	-
Brindisi	Esterio Sud	-	-	-	-	-	0,4%	3,9%	1,5%	-	-	-	2,2%
Esterio Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	0,1%	-	-	-	-	-

MGP - PERCENTUALE DI SATURAZIONE DEI TRANSITI

Tab.28

Transito		2008											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Esterio NordOvest	Nord	59,2%	62,1%	59,8%	57,9%	74,5%	56,3%	70,4%	68,2%	60,3%	44,9%	64,6%	65,3%
Nord	Esterio NordOvest	-	-	-	-	-	0,9%	-	-	0,1%	0,0%	-	-
Esterio NordEst	Nord	68,0%	69,2%	74,5%	73,8%	67,6%	60,0%	63,8%	59,6%	45,3%	56,9%	69,7%	74,9%
Nord	Esterio NordEst	-	-	-	-	0,1%	0,4%	0,0%	0,3%	2,6%	0,0%	-	-
Monfalcone	Nord	48,6%	50,1%	46,2%	45,7%	44,0%	39,4%	38,1%	40,1%	38,6%	32,8%	44,1%	32,5%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	38,9%	50,5%	43,2%	24,2%	52,6%	69,4%	71,7%	67,8%	54,1%	36,8%	54,3%	52,7%
Centro Nord	Nord	5,8%	0,7%	2,5%	7,0%	0,0%	-	-	-	0,6%	4,5%	0,9%	2,1%
Centro Nord	Corsica	50,2%	23,9%	23,6%	35,8%	30,6%	36,4%	46,6%	39,1%	31,6%	32,0%	13,6%	24,7%
Corsica	Centro Nord	3,4%	14,9%	9,7%	7,0%	0,0%	3,2%	4,6%	5,2%	10,2%	9,0%	18,8%	13,2%
Corsica	Sardegna	1,5%	1,6%	9,1%	1,0%	1,1%	2,7%	1,3%	1,2%	0,8%	0,9%	1,7%	3,4%
Sardegna	Corsica	4,8%	20,6%	14,3%	10,2%	0,1%	4,9%	6,4%	7,6%	14,2%	12,6%	25,2%	17,4%
Sardegna	Esterio Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esterio Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esterio Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Esterio Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	13,4%	30,6%	22,3%	7,4%	12,2%	38,8%	50,6%	53,4%	23,7%	11,5%	22,0%	32,7%
Centro Sud	Centro Nord	19,5%	7,1%	12,7%	31,1%	15,1%	5,0%	2,1%	1,0%	11,3%	20,2%	10,0%	12,2%
Centro Sud	Sud	-	-	0,4%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	1,3%	-	0,0%	0,2%	1,1%
Sud	Centro Sud	53,5%	47,4%	47,6%	52,4%	51,2%	37,9%	43,7%	25,4%	54,4%	58,4%	47,9%	39,3%
Foggia	Sud	54,9%	52,5%	62,9%	80,1%	60,4%	70,2%	76,3%	34,8%	55,5%	58,2%	51,7%	40,3%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	86,7%	81,2%	68,8%	66,7%	77,5%	76,6%	86,1%	73,8%	83,7%	79,6%	78,1%	69,5%
Rossano	Calabria	2,7%	2,8%	1,4%	1,5%	1,5%	3,7%	3,8%	3,5%	2,9%	2,7%	2,6%	2,9%
Calabria	Rossano	0,1%	0,0%	0,3%	0,1%	1,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Calabria	Sicilia	13,5%	8,5%	7,2%	18,6%	9,8%	18,3%	30,7%	23,8%	15,2%	30,0%	27,7%	29,1%
Sicilia	Calabria	12,7%	8,2%	19,5%	11,6%	6,5%	7,1%	2,6%	5,9%	7,7%	6,0%	5,3%	3,9%
Priolo	Sicilia	65,0%	68,9%	64,8%	66,1%	70,5%	76,5%	75,4%	73,1%	73,8%	58,4%	42,0%	42,0%
Sicilia	Priolo	0,3%	0,0%	0,1%	1,3%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	-	1,3%	3,0%	2,9%
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	70,5%	63,8%	56,0%	61,8%	63,3%	62,2%	64,3%	64,7%	66,6%	58,2%	58,2%	54,3%
Brindisi	Esterio Sud	29,5%	68,8%	74,5%	27,6%	37,1%	38,6%	42,9%	39,9%	38,9%	15,6%	33,8%	53,8%
Esterio Sud	Brindisi	2,2%	1,2%	1,5%	15,2%	3,1%	3,5%	0,7%	3,1%	1,8%	9,5%	3,6%	4,9%

Tab.29

MGP - PERCENTUALE DI INIBIZIONE DEI TRANSITI

Transito		2008											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Esterio NordOvest	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Esterio NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esterio NordEst	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Esterio NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Corsica	-	0,9%	-	-	40,9%	22,2%	-	-	-	-	3,3%	-
Corsica	Centro Nord	-	0,9%	2,4%	-	40,9%	22,2%	-	-	-	4,3%	11,7%	6,7%
Corsica	Sardegna	-	-	2,4%	-	39,8%	-	-	-	-	-	6,7%	-
Sardegna	Corsica	-	-	2,4%	-	39,8%	-	-	-	-	4,3%	15,0%	6,7%
Sardegna	Esterio Corsica	-	-	-	-	-	-	2,0%	-	7,6%	-	-	-
Esterio Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Esterio Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Esterio Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	0,1%	-	-	-	-
Centro Sud	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	0,1%	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	Sud	-	-	3,4%	-	2,7%	0,6%	-	-	-	1,1%	1,1%	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	-	-	-	-	34,5%	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Calabria	-	-	-	-	34,4%	-	-	-	-	-	-	-
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Esterio Sud	8,6%	-	-	-	15,1%	25,4%	35,5%	-	1,1%	-	-	1,2%
Esterio Sud	Brindisi	8,6%	-	-	-	15,1%	25,4%	35,5%	-	1,1%	-	-	1,2%

MGP - CONFIGURAZIONI DI MERCATO PIÙ FREQUENTI

Fig.51

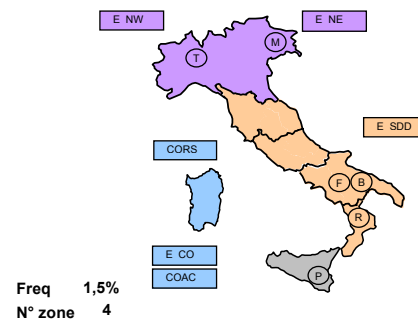
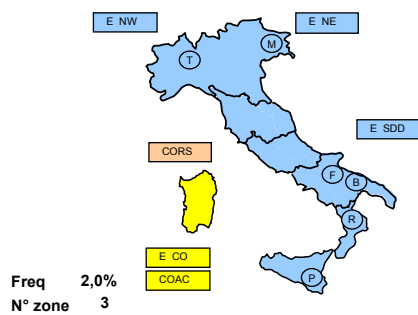
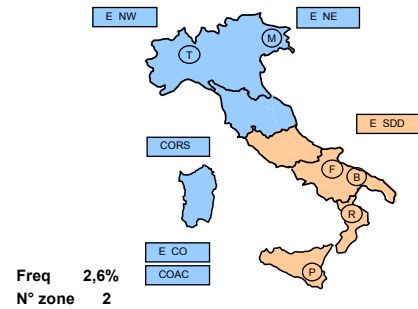
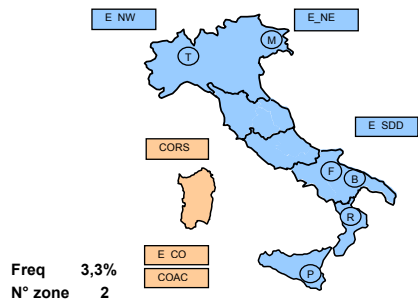
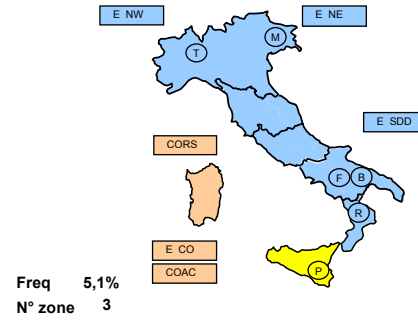
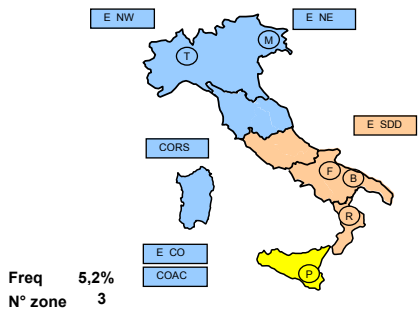
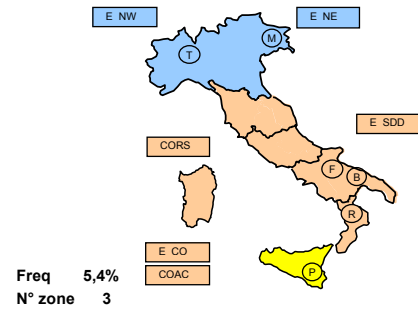
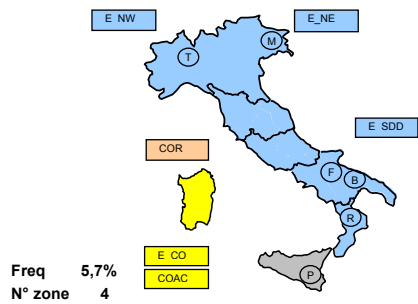
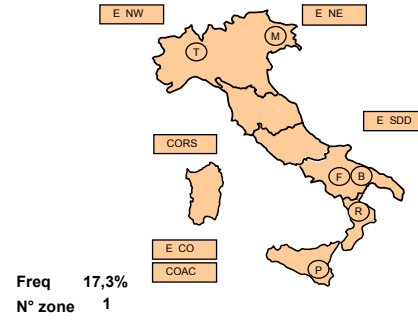
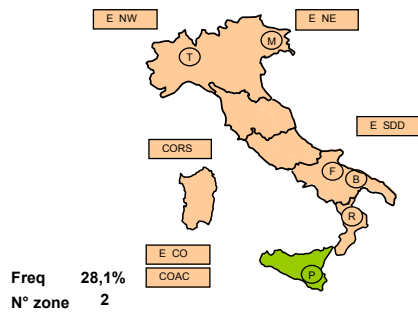


Fig.52

MGP - NUMERO MEDIO DI ZONE DI MERCATO

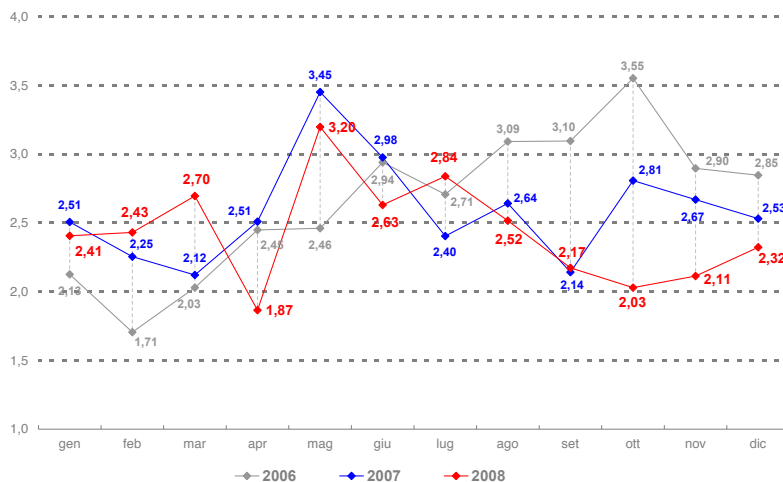
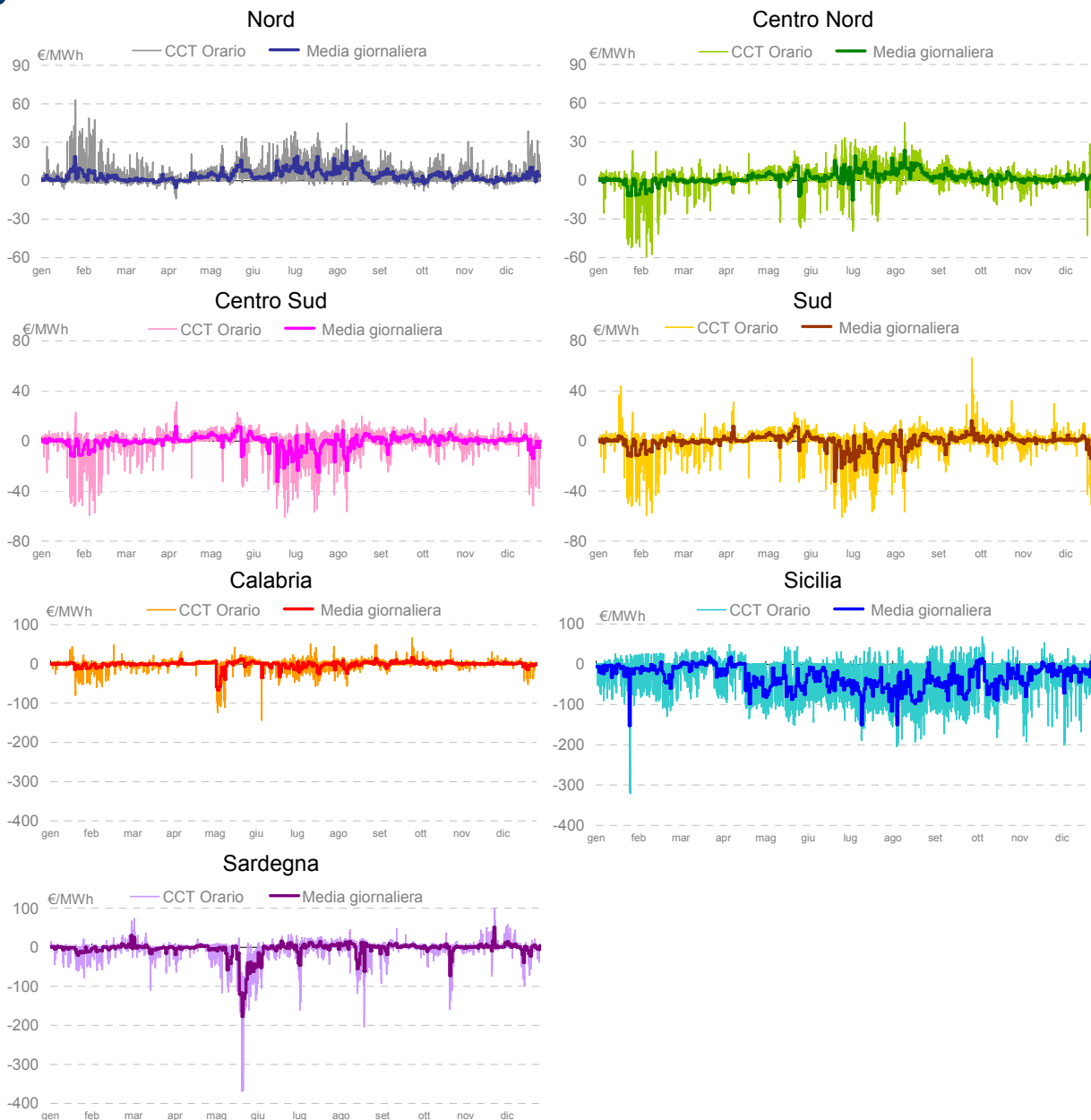


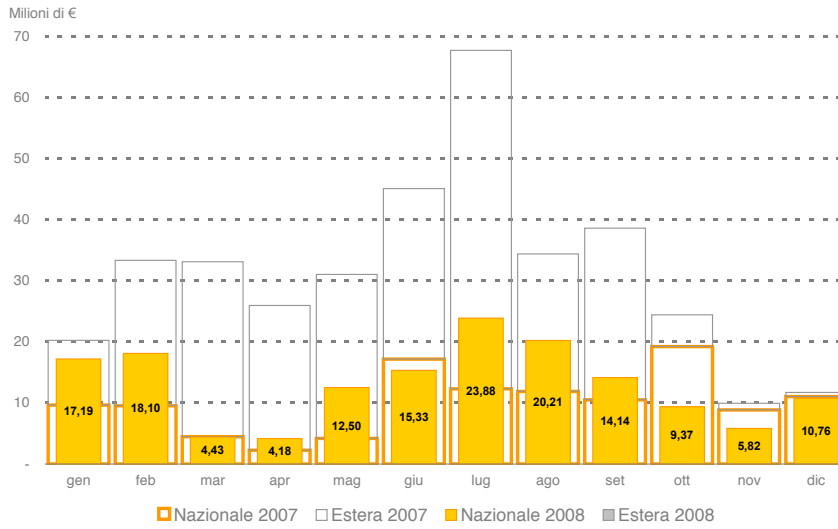
Fig.53

MGP - CCT: ANDAMENTO ORARIO E MEDIA GIORNALIERA



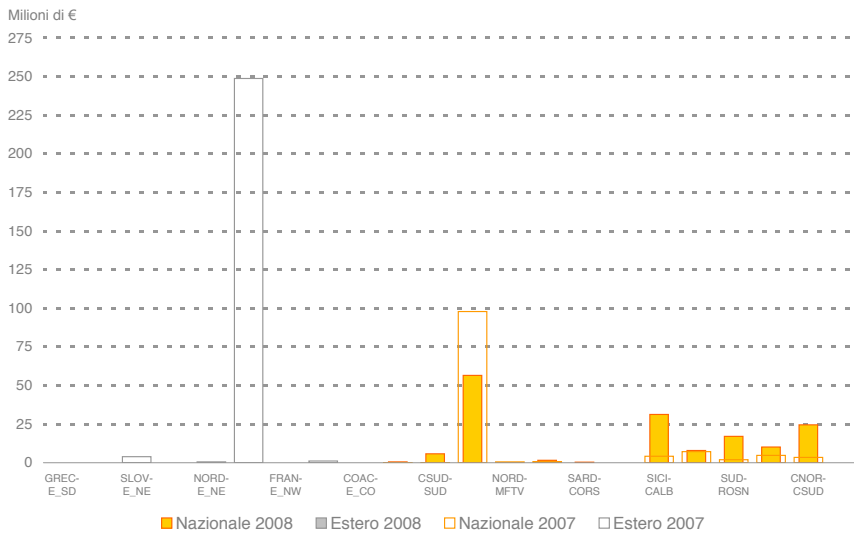
MGP - RENDITA DA CONGESTIONE

Fig.54



MGP - RENDITA DA CONGESTIONE PER TRANSITO

Fig.55



MGP - RENDITA UNITARIA DA CONGESTIONE PER TRANSITO

Fig.56

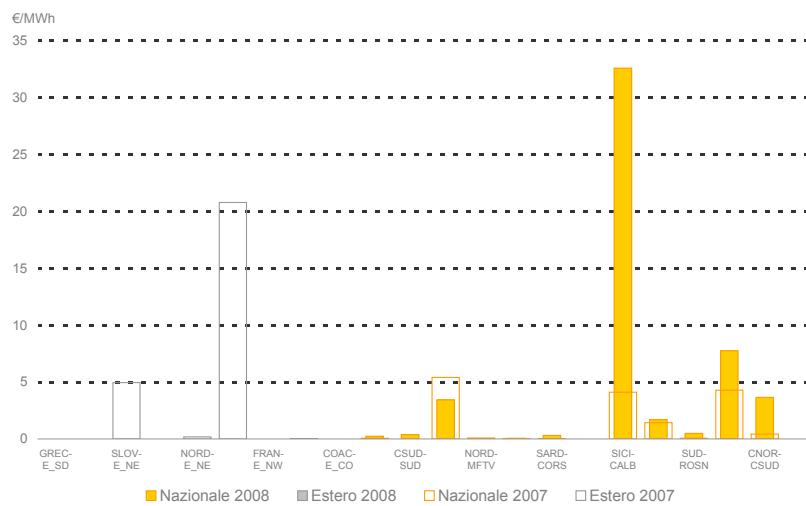
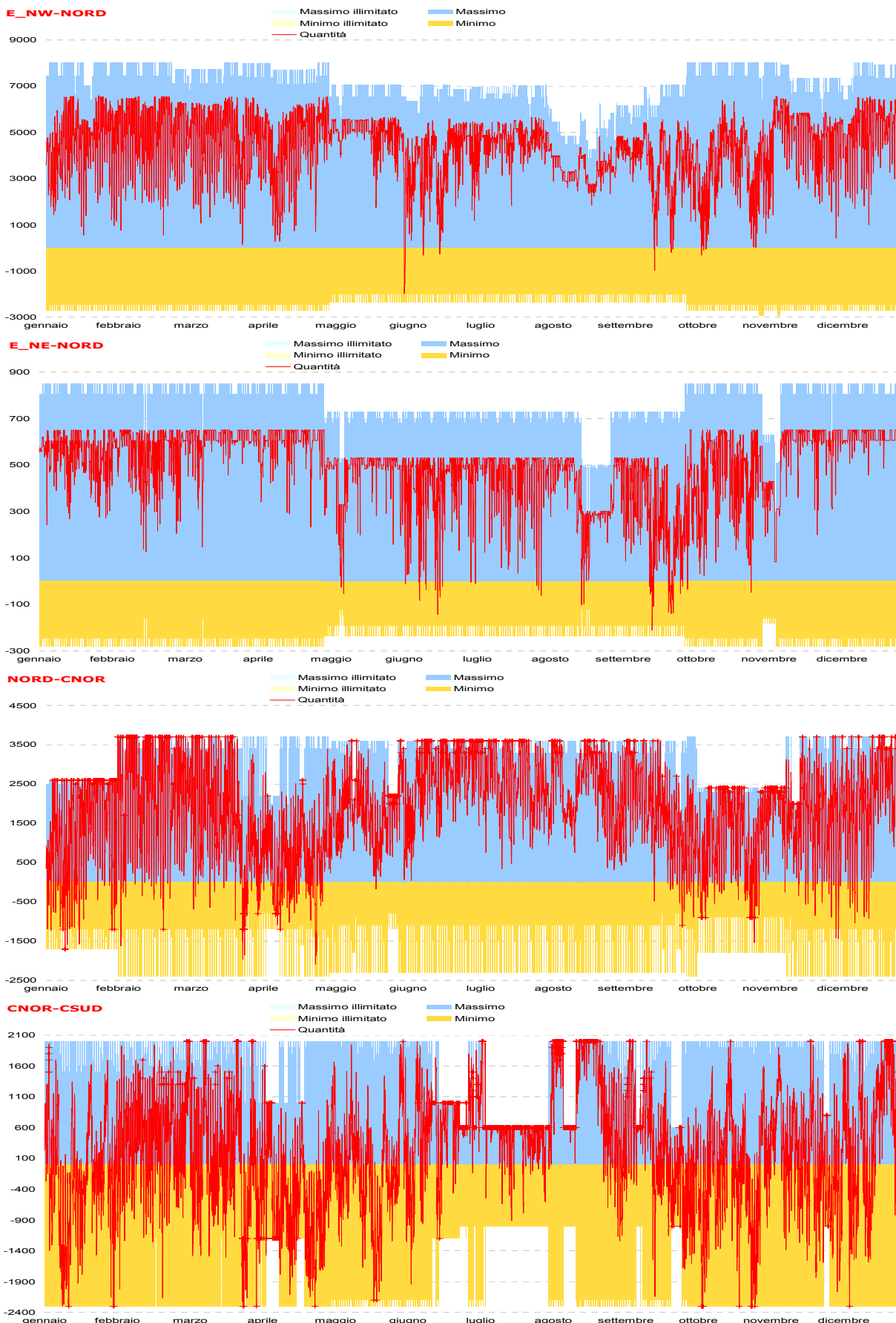


Fig.57

MGP - TRANSITI: MINIMO, MASSIMO ED EFFETTIVO



(CONTINUA) MGP - TRANSITI: MINIMO, MASSIMO ED EFFETTIVO

Fig.57

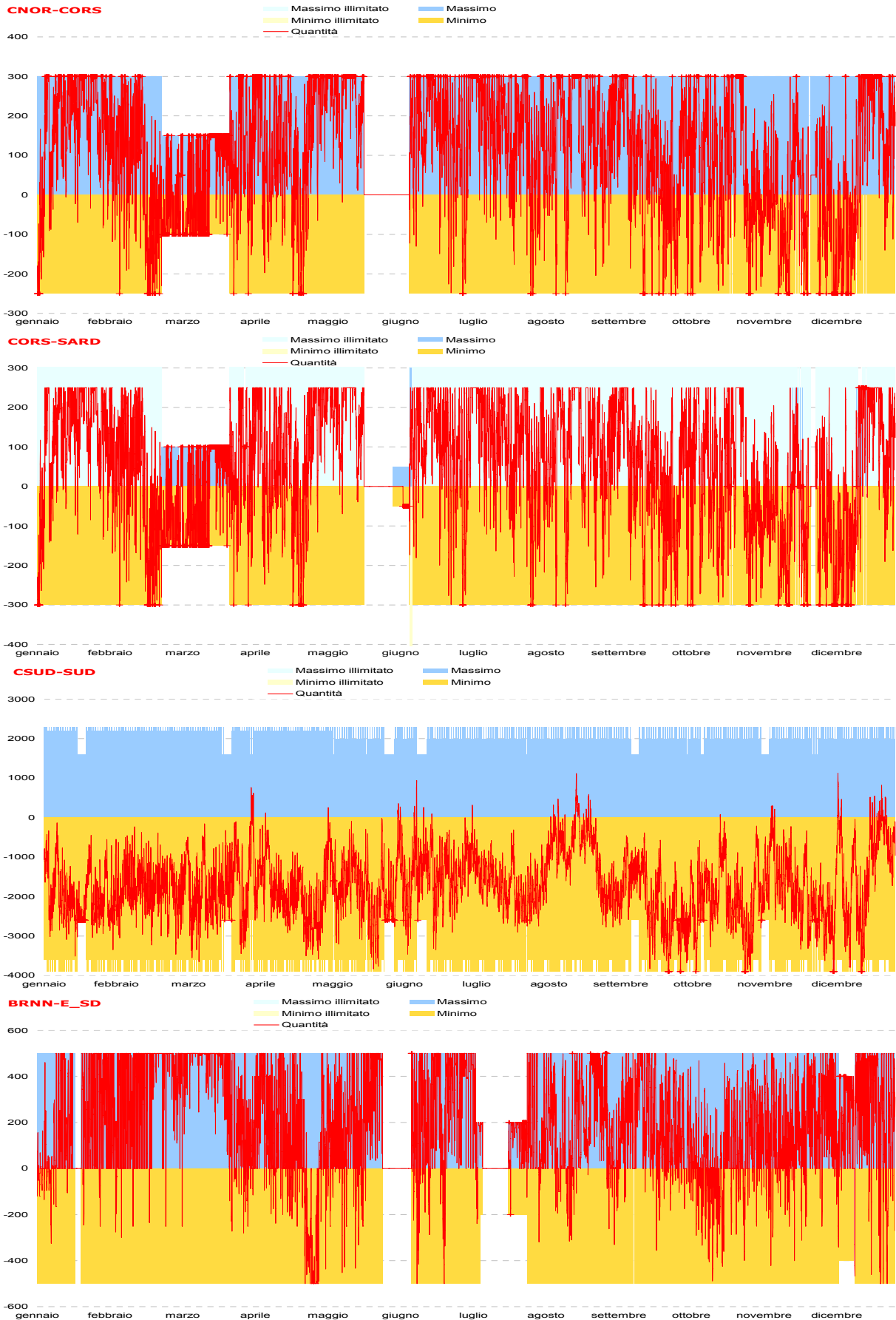
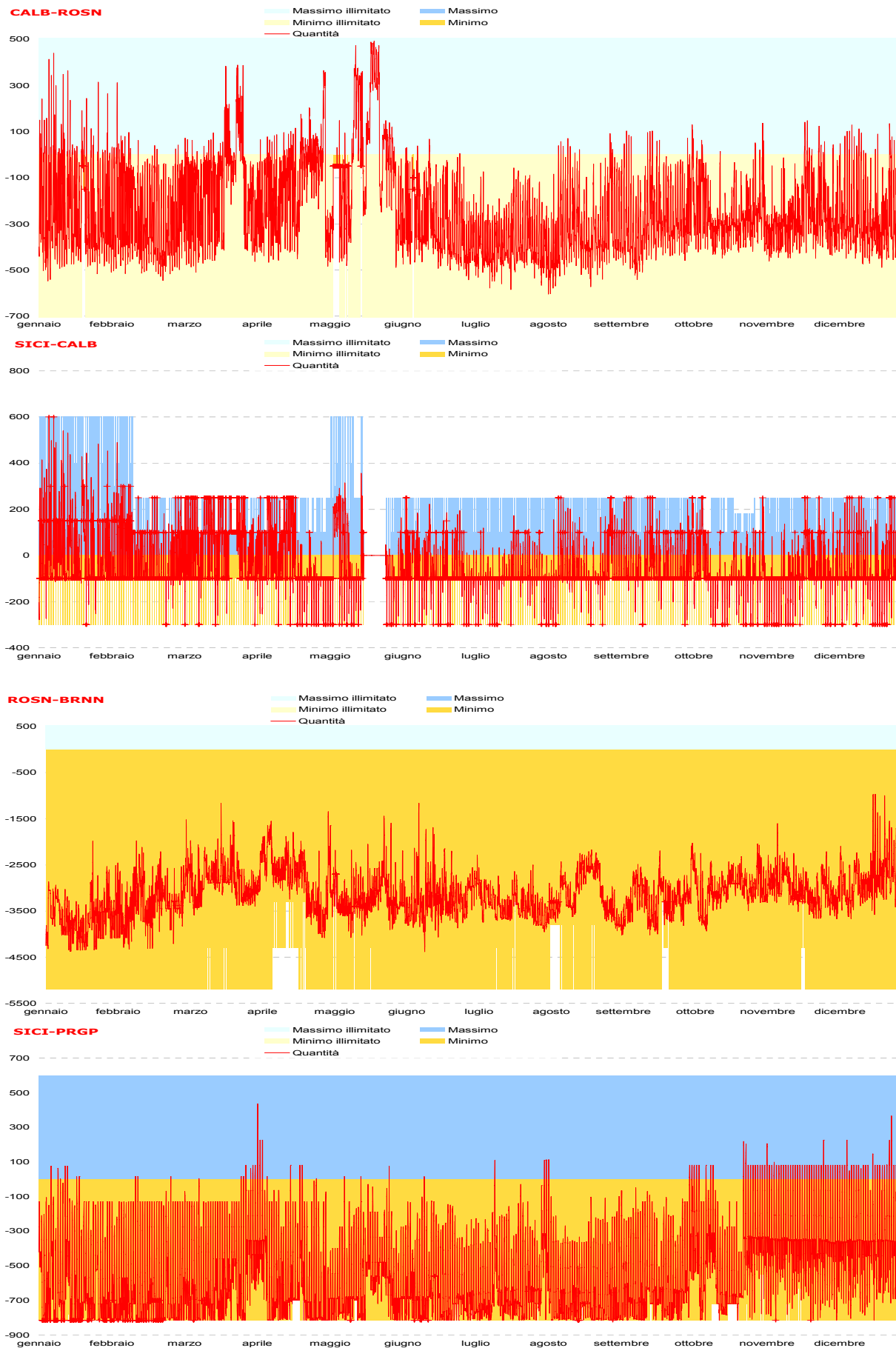


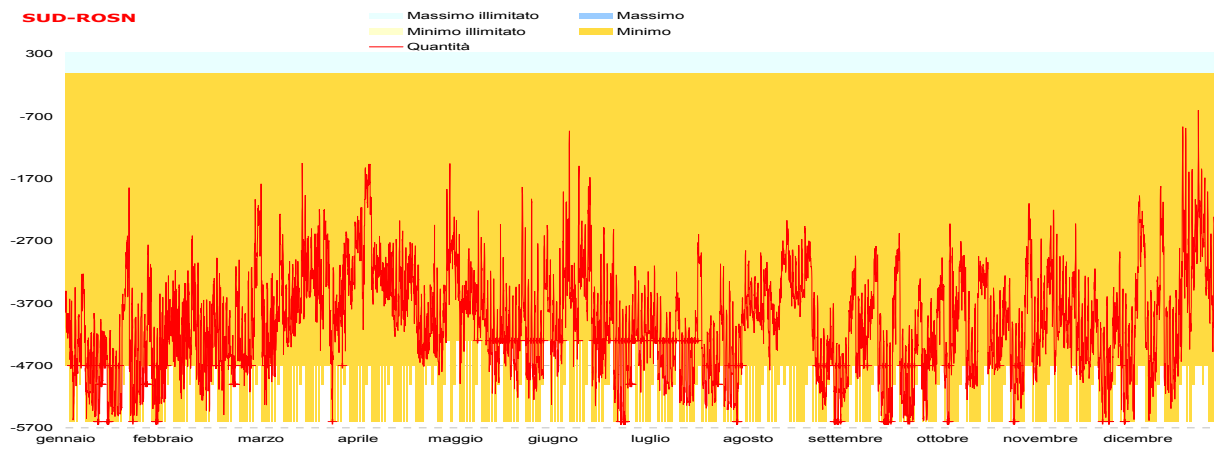
Fig.57

(CONTINUA) MGP - TRANSITI: MINIMO, MASSIMO ED EFFETTIVO



(CONTINUA) MGP - TRANSITI: MINIMO, MASSIMO ED EFFETTIVO

Fig.57



CONCENTRAZIONE

Tab.30

MGP - QUOTE DI MERCATO

Operatore		Totale	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale	31,1% (31,1%)	28,9% (26,9%)	30,6% (34,1%)	53,0% (52,3%)	25,7% (26,0%)
	Lavorativo Picco	31,4% (30,5%)	30,0% (27,3%)	29,9% (32,4%)	54,9% (51,0%)	27,6% (26,8%)
	Lavorativo F Picco	29,6% (29,8%)	27,5% (25,6%)	29,3% (32,2%)	50,1% (51,1%)	24,6% (26,1%)
	Festivo	32,3% (34,0%)	28,8% (27,8%)	33,4% (38,9%)	53,8% (55,4%)	24,4% (24,9%)
B	Totale	7,1% (7,8%)	9,8% (11,0%)	1,9% (1,2%)	1,2% (0,2%)	28,6% (33,9%)
	Lavorativo Picco	7,8% (8,7%)	10,4% (11,6%)	2,4% (1,9%)	1,2% (0,3%)	29,5% (35,6%)
	Lavorativo F Picco	7,5% (8,1%)	11,0% (12,3%)	1,3% (0,4%)	1,2% (0,1%)	28,4% (31,9%)
	Festivo	5,5% (6,1%)	6,7% (7,8%)	1,9% (1,0%)	1,3% (0,1%)	27,8% (33,8%)
C	Totale	11,0% (11,2%)	12,4% (13,1%)	11,2% (10,6%)	6,1% (7,0%)	- (-)
	Lavorativo Picco	12,0% (12,3%)	13,1% (14,1%)	12,4% (11,2%)	6,7% (9,4%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	10,8% (10,9%)	12,0% (12,6%)	11,2% (10,8%)	6,6% (6,2%)	- (-)
	Festivo	9,7% (9,6%)	11,5% (11,7%)	9,5% (9,5%)	4,8% (4,6%)	- (-)
GSE	Totale	16,5% (16,4%)	9,1% (9,0%)	23,4% (23,3%)	24,2% (25,9%)	40,4% (34,5%)
	Lavorativo Picco	14,1% (14,2%)	7,5% (7,9%)	21,1% (21,2%)	22,2% (23,3%)	37,2% (31,0%)
	Lavorativo F Picco	17,6% (18,0%)	9,8% (10,2%)	24,5% (25,0%)	25,2% (27,8%)	42,0% (37,0%)
	Festivo	19,3% (18,1%)	11,2% (9,7%)	25,6% (24,6%)	25,8% (27,2%)	42,8% (36,3%)
Altri	Totale	34,2% (33,4%)	39,8% (40,0%)	32,8% (30,8%)	15,5% (14,7%)	5,3% (5,6%)
	Lavorativo Picco	34,7% (34,3%)	39,0% (39,0%)	34,3% (33,3%)	15,1% (16,1%)	5,6% (6,6%)
	Lavorativo F Picco	34,5% (33,2%)	39,7% (39,3%)	33,7% (31,6%)	17,0% (14,8%)	5,0% (4,9%)
	Festivo	33,2% (32,2%)	41,7% (43,1%)	29,6% (26,0%)	14,3% (12,8%)	5,1% (5,0%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab.31

MGP - INDICE DI HIRSCHMAN-HERFINDAHL (HHI)

		Offerte		Vendite			
		HHI	Variazione	HHI	Variazione		
MzNord	Totale	2.241	(2.104)	6,5%	1.460	(1.369)	6,6%
	Lavorativo Picco	2.106	(2.033)	3,6%	1.471	(1.358)	8,3%
	Lavorativo F Picco	2.095	(1.956)	7,1%	1.403	(1.336)	5,0%
	Festivo	2.556	(2.351)	8,7%	1.510	(1.420)	6,3%
MzSud	Totale	3.363	(3.615)	-7,0%	1.882	(2.091)	-10,0%
	Lavorativo Picco	3.154	(3.308)	-4,7%	1.734	(1.868)	-7,2%
	Lavorativo F Picco	3.145	(3.410)	-7,8%	1.827	(2.014)	-9,3%
	Festivo	3.841	(4.192)	-8,4%	2.110	(2.431)	-13,2%
MzSicilia	Totale	2.701	(2.718)	-0,6%	3.696	(3.668)	0,8%
	Lavorativo Picco	2.770	(2.773)	-0,1%	3.792	(3.407)	11,3%
	Lavorativo F Picco	2.648	(2.662)	-0,5%	3.453	(3.604)	-4,2%
	Festivo	2.683	(2.719)	-1,3%	3.860	(4.035)	-4,3%
MzSardegna	Totale	3.166	(3.164)	0,1%	3.384	(3.207)	5,5%
	Lavorativo Picco	3.169	(3.144)	0,8%	3.233	(3.088)	4,7%
	Lavorativo F Picco	3.157	(3.175)	-0,5%	3.431	(3.274)	4,8%
	Festivo	3.173	(3.174)	0,0%	3.500	(3.266)	7,2%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP - INDICE DI FISSAZIONE DEL PREZZO (IOM)

Tab.32

Operatore	Totale	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale 50,9% (80,2%)	47,5% (72,2%)	57,0% (92,1%)	44,8% (79,0%)	53,2% (83,4%)
	Lavorativo Picco 52,8% (77,6%)	47,9% (67,0%)	63,5% (94,7%)	35,6% (76,8%)	59,4% (85,0%)
	Lavorativo F Picco 42,8% (81,4%)	39,7% (75,4%)	45,8% (89,7%)	50,7% (83,9%)	42,8% (80,3%)
	Festivo 58,1% (83,0%)	57,3% (78,0%)	61,2% (91,0%)	49,9% (76,5%)	57,1% (84,7%)
B	Totale 5,3% (2,2%)	5,1% (2,3%)	4,7% (1,4%)	4,1% (1,1%)	15,2% (9,0%)
	Lavorativo Picco 2,6% (1,6%)	2,5% (1,6%)	1,9% (0,8%)	3,9% (1,8%)	9,6% (8,4%)
	Lavorativo F Picco 9,1% (3,1%)	9,2% (3,5%)	8,3% (2,0%)	5,4% (0,9%)	21,1% (10,9%)
	Festivo 4,9% (2,2%)	4,5% (2,3%)	4,4% (1,7%)	2,9% (0,6%)	15,6% (7,8%)
C	Totale 12,2% (7,0%)	12,2% (9,9%)	10,3% (2,3%)	24,6% (11,7%)	6,9% (1,7%)
	Lavorativo Picco 16,8% (9,2%)	16,9% (13,6%)	13,8% (1,9%)	35,2% (13,8%)	10,2% (1,3%)
	Lavorativo F Picco 8,6% (4,9%)	8,2% (6,6%)	8,0% (2,1%)	15,6% (7,9%)	5,1% (1,7%)
	Festivo 9,2% (6,0%)	8,7% (7,5%)	7,9% (3,0%)	20,9% (13,4%)	4,9% (2,3%)
D	Totale 1,9% (1,0%)	1,7% (1,3%)	1,3% (0,3%)	7,1% (3,2%)	0,9% (0,2%)
	Lavorativo Picco 1,5% (1,1%)	1,4% (1,5%)	0,6% (0,1%)	8,4% (3,0%)	0,5% (0,1%)
	Lavorativo F Picco 2,3% (1,0%)	2,2% (1,3%)	1,9% (0,3%)	5,9% (3,0%)	1,4% (0,3%)
	Festivo 2,0% (0,9%)	1,5% (0,8%)	1,8% (0,5%)	6,9% (3,7%)	1,0% (0,3%)
E	Totale 5,9% (3,5%)	6,8% (5,5%)	4,4% (1,0%)	8,4% (2,7%)	3,8% (0,8%)
	Lavorativo Picco 6,7% (3,8%)	7,7% (6,0%)	4,6% (0,7%)	11,0% (3,1%)	3,9% (0,5%)
	Lavorativo F Picco 5,1% (3,3%)	5,9% (5,2%)	4,0% (1,1%)	5,5% (2,0%)	3,4% (0,9%)
	Festivo 5,7% (3,1%)	6,5% (4,8%)	4,4% (1,2%)	8,1% (3,1%)	4,0% (1,3%)
F	Totale 1,5% (1,0%)	1,6% (1,4%)	1,1% (0,3%)	3,2% (1,6%)	1,0% (0,2%)
	Lavorativo Picco 1,4% (1,1%)	1,5% (1,7%)	0,9% (0,1%)	3,6% (1,3%)	0,8% (0,1%)
	Lavorativo F Picco 1,6% (0,9%)	1,8% (1,3%)	1,2% (0,3%)	2,5% (1,4%)	1,3% (0,2%)
	Festivo 1,6% (0,9%)	1,6% (1,1%)	1,1% (0,4%)	3,5% (2,1%)	1,0% (0,3%)
G	Totale 0,3% (0,2%)	0,2% (0,0%)	0,2% (0,1%)	- (0,0%)	1,9% (2,6%)
	Lavorativo Picco 0,5% (0,2%)	0,4% (0,0%)	0,5% (0,1%)	- (-)	2,3% (3,5%)
	Lavorativo F Picco 0,1% (0,2%)	- (0,0%)	0,1% (0,1%)	- (-)	1,9% (2,6%)
	Festivo 0,2% (0,2%)	0,1% (0,1%)	0,1% (0,2%)	- (0,0%)	1,4% (1,5%)
Altri	Totale 22,0% (4,9%)	24,8% (7,2%)	21,0% (2,7%)	7,9% (0,6%)	17,0% (2,0%)
	Lavorativo Picco 17,7% (5,4%)	21,7% (8,5%)	14,2% (1,7%)	2,3% (0,3%)	13,4% (1,2%)
	Lavorativo F Picco 30,4% (5,2%)	32,9% (6,7%)	30,7% (4,3%)	14,4% (1,0%)	23,0% (3,2%)
	Festivo 18,3% (3,7%)	19,8% (5,5%)	19,0% (2,2%)	7,7% (0,6%)	14,9% (1,9%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tab.33

MGP - INDICE DI FISSAZIONE DEL PREZZO PER TECNOLOGIA (ITM)

Tipo Impianto		Totale	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
Carbone	Totale	6,5% (4,9%)	6,3% (5,1%)	5,8% (4,0%)	1,5% (1,4%)	24,0% (14,2%)
	Lavorativo Picco	3,4% (2,8%)	3,1% (3,1%)	3,2% (1,9%)	0,5% (0,5%)	15,5% (10,9%)
	Lavorativo F Picco	7,8% (6,5%)	7,5% (6,7%)	6,8% (6,0%)	2,3% (2,0%)	29,4% (14,8%)
	Festivo	10,2% (6,4%)	10,7% (7,0%)	8,8% (4,9%)	2,0% (2,1%)	29,2% (17,7%)
Olio	Totale	13,5% (20,8%)	8,4% (16,4%)	13,5% (22,6%)	50,3% (44,6%)	9,2% (19,7%)
	Lavorativo Picco	13,3% (19,5%)	7,1% (14,5%)	13,4% (22,7%)	64,9% (45,7%)	9,6% (19,9%)
	Lavorativo F Picco	13,6% (23,9%)	9,9% (20,9%)	14,4% (24,5%)	35,2% (42,3%)	9,4% (22,8%)
	Festivo	13,7% (18,9%)	9,2% (13,9%)	12,6% (20,0%)	47,4% (45,7%)	8,6% (16,1%)
Gas Naturale	Totale	11,9% (17,0%)	8,6% (11,1%)	18,6% (27,1%)	3,9% (11,2%)	8,6% (17,6%)
	Lavorativo Picco	15,0% (15,8%)	10,8% (8,7%)	24,1% (28,1%)	4,1% (11,9%)	11,8% (16,4%)
	Lavorativo F Picco	8,5% (15,8%)	6,7% (12,3%)	12,6% (22,3%)	3,2% (8,4%)	5,9% (15,6%)
	Festivo	10,4% (20,8%)	6,9% (14,0%)	16,8% (31,4%)	4,3% (13,3%)	7,2% (21,5%)
CCGT	Totale	44,5% (29,3%)	48,6% (33,4%)	42,5% (24,6%)	32,8% (27,7%)	32,2% (20,9%)
	Lavorativo Picco	38,2% (20,6%)	43,6% (24,1%)	35,0% (15,6%)	16,2% (20,8%)	29,5% (12,6%)
	Lavorativo F Picco	52,5% (37,4%)	55,4% (41,0%)	51,1% (33,5%)	50,0% (36,6%)	36,2% (28,1%)
	Festivo	45,7% (33,8%)	49,8% (40,9%)	44,4% (27,4%)	36,3% (27,0%)	31,4% (24,0%)
TurboGas	Totale	0,3% (0,1%)	- (-)	0,0% (0,1%)	3,4% (1,3%)	0,5% (0,4%)
	Lavorativo Picco	0,4% (0,3%)	- (-)	0,0% (0,2%)	5,5% (2,7%)	0,5% (0,7%)
	Lavorativo F Picco	0,2% (0,1%)	- (-)	- (0,0%)	2,1% (0,6%)	0,5% (0,5%)
	Festivo	0,2% (0,0%)	- (-)	- (0,0%)	1,9% (0,2%)	0,6% (-)
Id. Fluente	Totale	3,5% (3,0%)	4,7% (4,6%)	2,4% (1,3%)	1,2% (0,8%)	2,1% (1,1%)
	Lavorativo Picco	4,8% (3,9%)	6,4% (6,1%)	3,1% (1,4%)	1,6% (0,6%)	3,0% (0,9%)
	Lavorativo F Picco	2,4% (2,2%)	3,3% (3,2%)	1,8% (1,1%)	0,6% (1,0%)	1,2% (0,9%)
	Festivo	2,6% (2,6%)	3,4% (3,9%)	1,9% (1,5%)	1,4% (0,9%)	1,8% (1,5%)
Id. Modulazione	Totale	6,0% (8,8%)	7,9% (12,1%)	4,4% (5,6%)	0,8% (2,8%)	4,3% (5,3%)
	Lavorativo Picco	7,6% (10,0%)	9,8% (14,3%)	5,6% (5,1%)	0,7% (2,2%)	5,6% (5,1%)
	Lavorativo F Picco	4,6% (7,1%)	6,0% (9,3%)	3,6% (5,1%)	0,9% (2,6%)	3,5% (4,3%)
	Festivo	4,8% (9,0%)	6,6% (11,7%)	3,6% (7,0%)	0,7% (3,7%)	3,7% (6,6%)
Id. Pompaggio	Totale	11,1% (15,6%)	12,5% (16,9%)	10,0% (14,5%)	5,1% (10,1%)	14,9% (18,0%)
	Lavorativo Picco	15,4% (26,6%)	17,1% (28,8%)	13,9% (24,8%)	6,4% (15,5%)	20,8% (29,9%)
	Lavorativo F Picco	5,5% (6,7%)	6,2% (6,2%)	4,6% (7,2%)	3,3% (6,4%)	7,8% (10,2%)
	Festivo	10,5% (8,3%)	11,4% (8,6%)	9,9% (7,7%)	5,4% (7,1%)	14,6% (11,1%)
Altro	Totale	2,8% (0,4%)	3,0% (0,3%)	2,8% (0,2%)	1,0% (0,1%)	4,3% (2,7%)
	Lavorativo Picco	1,9% (0,5%)	2,1% (0,5%)	1,7% (0,2%)	0,2% (0,1%)	3,6% (3,5%)
	Lavorativo F Picco	4,9% (0,4%)	5,0% (0,3%)	5,0% (0,3%)	2,3% (0,1%)	6,2% (2,8%)
	Festivo	1,9% (0,2%)	2,0% (0,1%)	1,9% (0,2%)	0,6% (0,0%)	3,0% (1,6%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

N.B I valori del 2007 sono diversi rispetto a quelli calcolati per l'annuale 2007 per via dell'aggiornamento dei dati di tecnologia di alcuni impianti

MGP - ORE CON ALMENO UN OPERATORE NECESSARIO (IORh): % SUL TOTALE

Tab.34

Operatore		MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale	80,5% (76,7%)	100,0% (100,0%)	82,1% (86,9%)	44,2% (59,8%)
	Lavorativo Picco	98,6% (99,3%)	100,0% (100,0%)	96,9% (99,8%)	70,2% (91,8%)
	Lavorativo F Picco	72,8% (62,9%)	100,0% (99,9%)	75,0% (77,5%)	30,0% (39,2%)
	Festivo	68,9% (66,7%)	100,0% (100,0%)	73,5% (83,1%)	31,0% (46,9%)
B	Totale	0,0% (0,1%)	- (-)	0,4% (0,4%)	55,2% (92,7%)
	Lavorativo Picco	0,1% (0,2%)	- (-)	0,7% (1,0%)	62,8% (96,3%)
	Lavorativo F Picco	- (-)	- (-)	0,2% (0,2%)	56,3% (91,0%)
	Festivo	- (-)	- (-)	0,1% (-)	45,5% (90,6%)
C	Totale	0,1% (0,4%)	- (0,0%)	5,3% (3,4%)	- (-)
	Lavorativo Picco	0,4% (1,0%)	- (0,1%)	10,8% (7,5%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	- (-)	- (-)	3,3% (1,6%)	- (-)
	Festivo	- (-)	- (-)	1,4% (0,9%)	- (-)
GSE	Totale	- (-)	0,1% (0,7%)	11,2% (5,9%)	21,7% (22,4%)
	Lavorativo Picco	- (-)	0,3% (1,9%)	18,0% (12,6%)	23,9% (29,0%)
	Lavorativo F Picco	- (-)	- (0,2%)	9,3% (2,6%)	21,8% (18,1%)
	Festivo	- (-)	- (0,0%)	5,6% (2,0%)	19,0% (19,7%)
Altri	Totale	- (-)	- (0,0%)	0,7% (0,7%)	0,0% (0,0%)
	Lavorativo Picco	- (-)	- (0,1%)	1,5% (1,8%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	- (-)	- (-)	0,5% (0,3%)	0,0% (0,1%)
	Festivo	- (-)	- (-)	0,1% (-)	- (-)
Totale	Totale	80,5% (76,7%)	100,0% (100,0%)	82,1% (86,9%)	72,3% (95,2%)
	Lavorativo Picco	98,6% (99,3%)	100,0% (100,0%)	96,9% (99,8%)	86,9% (99,3%)
	Lavorativo F Picco	72,8% (62,9%)	100,0% (99,9%)	75,0% (77,5%)	68,0% (92,6%)
	Festivo	68,9% (66,7%)	100,0% (100,0%)	73,5% (83,1%)	60,8% (93,6%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP - VENDITE IN ASSENZA DI CONCORRENZA (IORq): % SUL TOTALE

Tab.35

Operatore		Totale	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna
A	Totale	61,4% (62,7%)	51,9% (49,9%)	87,0% (89,8%)	38,8% (37,1%)	16,4% (25,7%)
	Lavorativo Picco	78,0% (80,3%)	76,3% (77,1%)	96,3% (97,4%)	47,8% (52,0%)	25,0% (42,9%)
	Lavorativo F Picco	47,1% (46,8%)	34,0% (28,7%)	72,7% (77,1%)	34,2% (28,1%)	10,6% (14,1%)
	Festivo	51,2% (53,4%)	26,2% (24,0%)	90,1% (93,0%)	31,7% (28,1%)	10,4% (14,9%)
B	Totale	3,5% (7,9%)	0,0% (0,0%)	- (-)	0,7% (8,1%)	21,1% (39,4%)
	Lavorativo Picco	3,0% (7,4%)	0,0% (0,0%)	- (-)	1,2% (10,9%)	22,0% (42,9%)
	Lavorativo F Picco	3,6% (7,0%)	- (-)	- (-)	0,5% (4,8%)	22,5% (38,0%)
	Festivo	4,4% (11,0%)	- (-)	- (-)	0,2% (-)	18,1% (35,9%)
C	Totale	0,2% (0,2%)	0,0% (0,1%)	- (0,0%)	4,5% (3,5%)	- (-)
	Lavorativo Picco	0,3% (0,4%)	0,0% (0,2%)	- (0,0%)	7,8% (5,4%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	0,1% (0,1%)	- (-)	- (-)	2,7% (1,7%)	- (-)
	Festivo	0,0% (0,0%)	- (-)	- (-)	1,1% (1,0%)	- (-)
GSE	Totale	0,8% (0,6%)	- (-)	0,0% (0,2%)	3,6% (1,3%)	4,1% (3,8%)
	Lavorativo Picco	1,1% (1,0%)	- (-)	0,0% (0,5%)	7,0% (3,0%)	3,8% (5,1%)
	Lavorativo F Picco	0,7% (0,3%)	- (-)	- (0,0%)	2,6% (0,6%)	4,1% (2,6%)
	Festivo	0,6% (0,4%)	- (-)	- (0,0%)	1,0% (0,3%)	4,4% (3,8%)
Altri	Totale	0,0% (0,0%)	- (-)	- (0,0%)	0,3% (0,4%)	0,0% (0,0%)
	Lavorativo Picco	0,0% (0,0%)	- (-)	- (0,0%)	0,7% (0,9%)	- (-)
	Lavorativo F Picco	0,0% (0,0%)	- (-)	- (-)	0,2% (0,1%)	0,0% (0,0%)
	Festivo	0,0% (-)	- (-)	- (-)	0,0% (-)	- (-)
Totale	Totale	19,5% (20,3%)	15,0% (13,4%)	26,7% (30,6%)	21,8% (20,1%)	11,9% (21,3%)
	Lavorativo Picco	24,9% (25,3%)	22,9% (21,1%)	28,8% (31,7%)	28,4% (27,9%)	14,8% (28,4%)
	Lavorativo F Picco	14,4% (14,6%)	9,3% (7,4%)	21,3% (24,9%)	18,0% (14,6%)	10,7% (16,8%)
	Festivo	16,9% (18,9%)	7,6% (7%)	30,1% (36,2%)	17,4% (15,7%)	9,4% (17,2%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Fig.58

MGP - HHI SULLE VENDITE

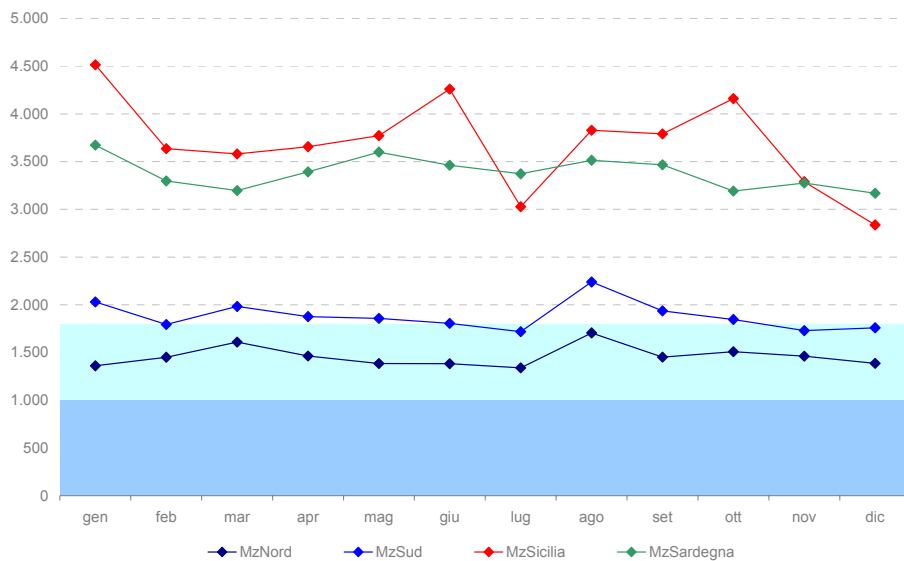
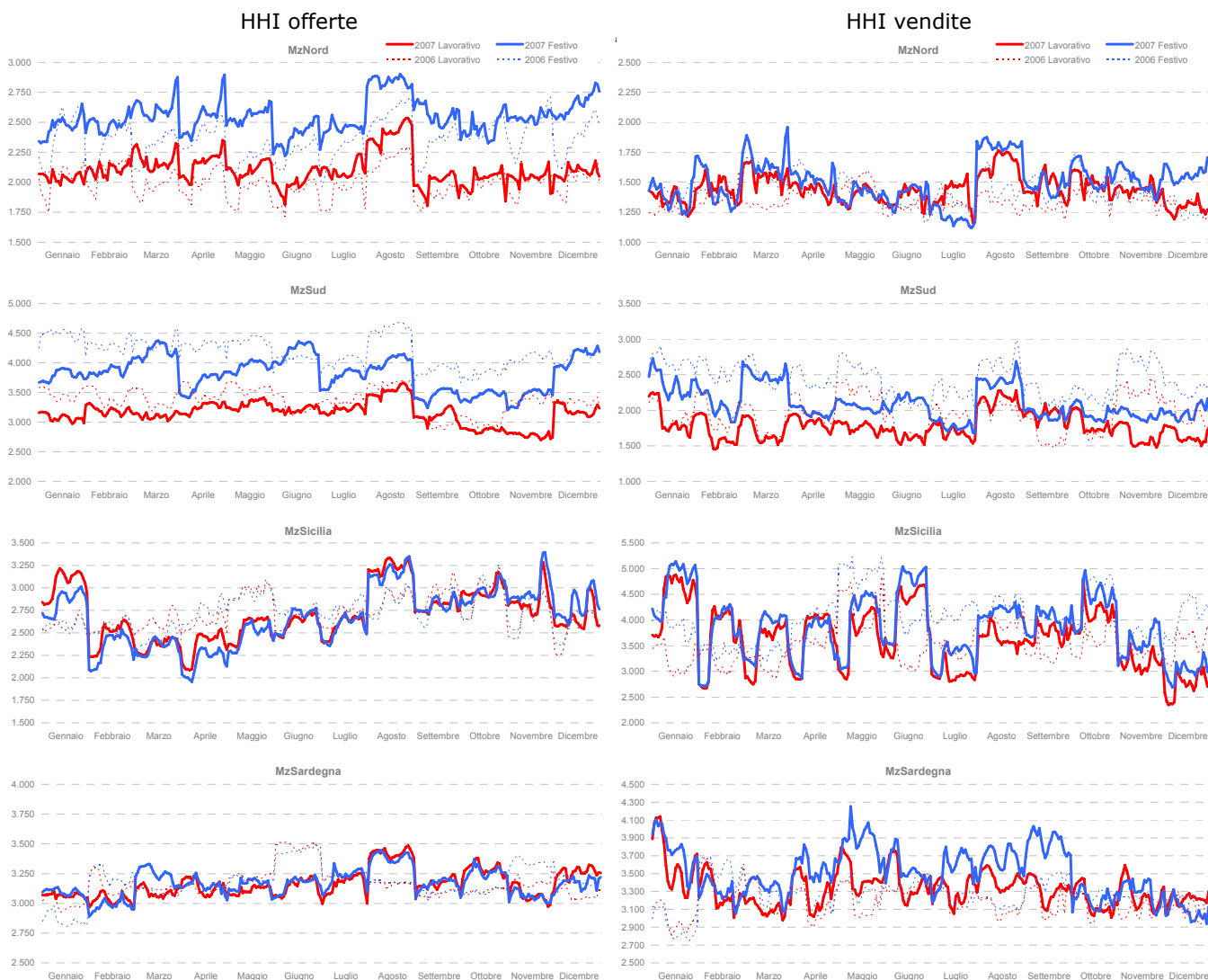


Fig.59

MGP - HHI: CURVE MEDIE ORARIE



MGP - HHI: CURVE DI DURATA

fig.60

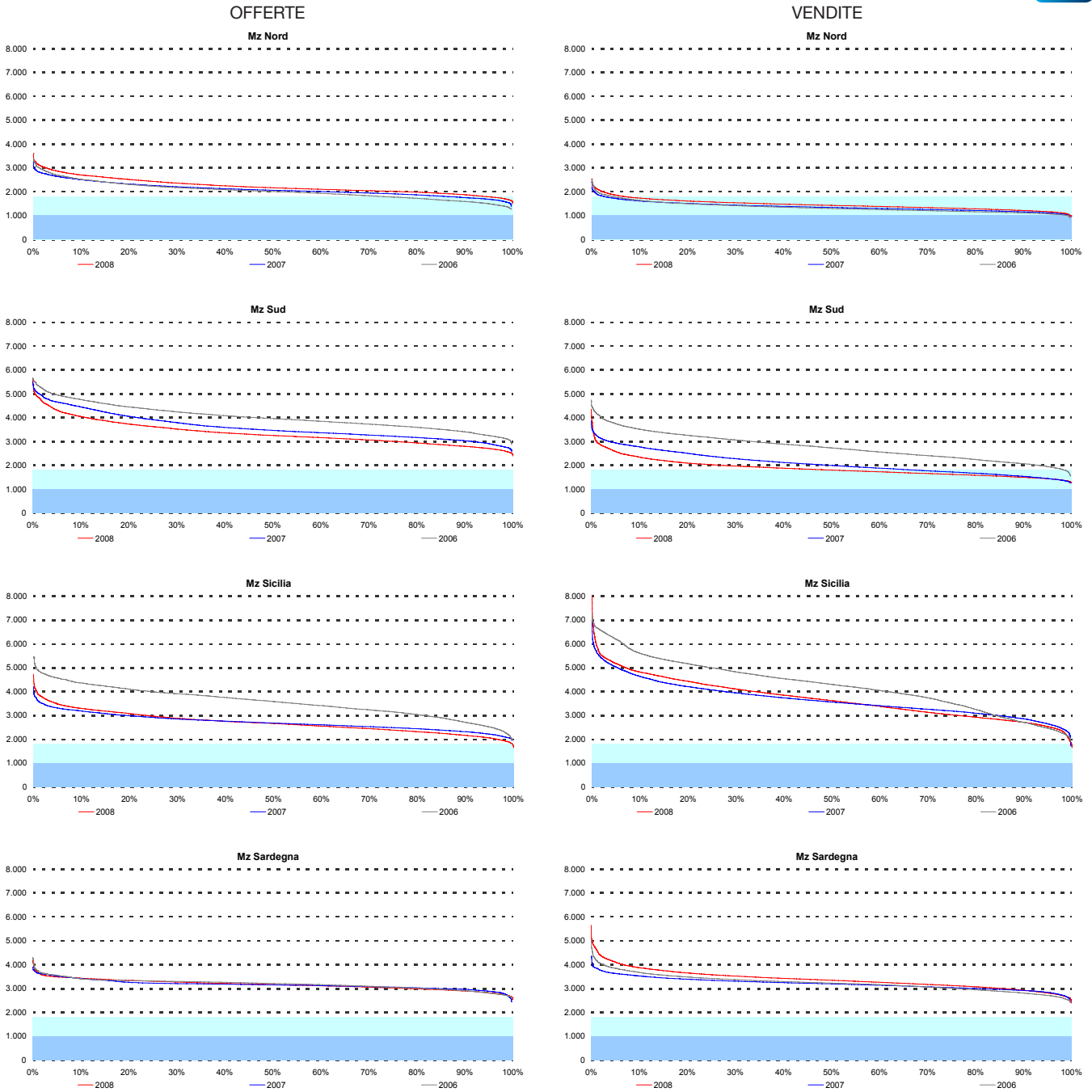


Fig.61

MGP - IOM DELL'OPERATORE A

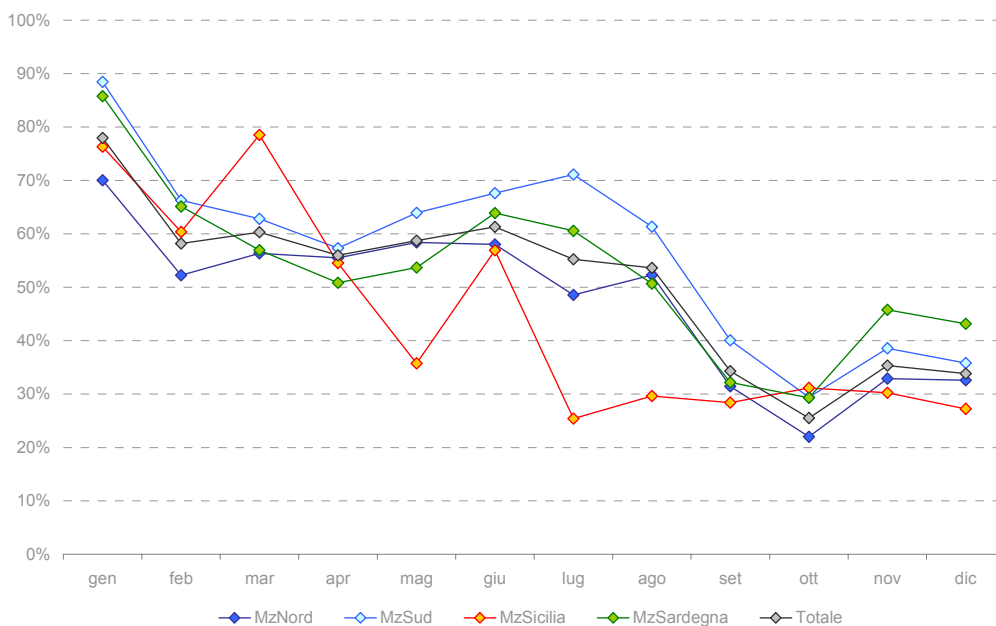
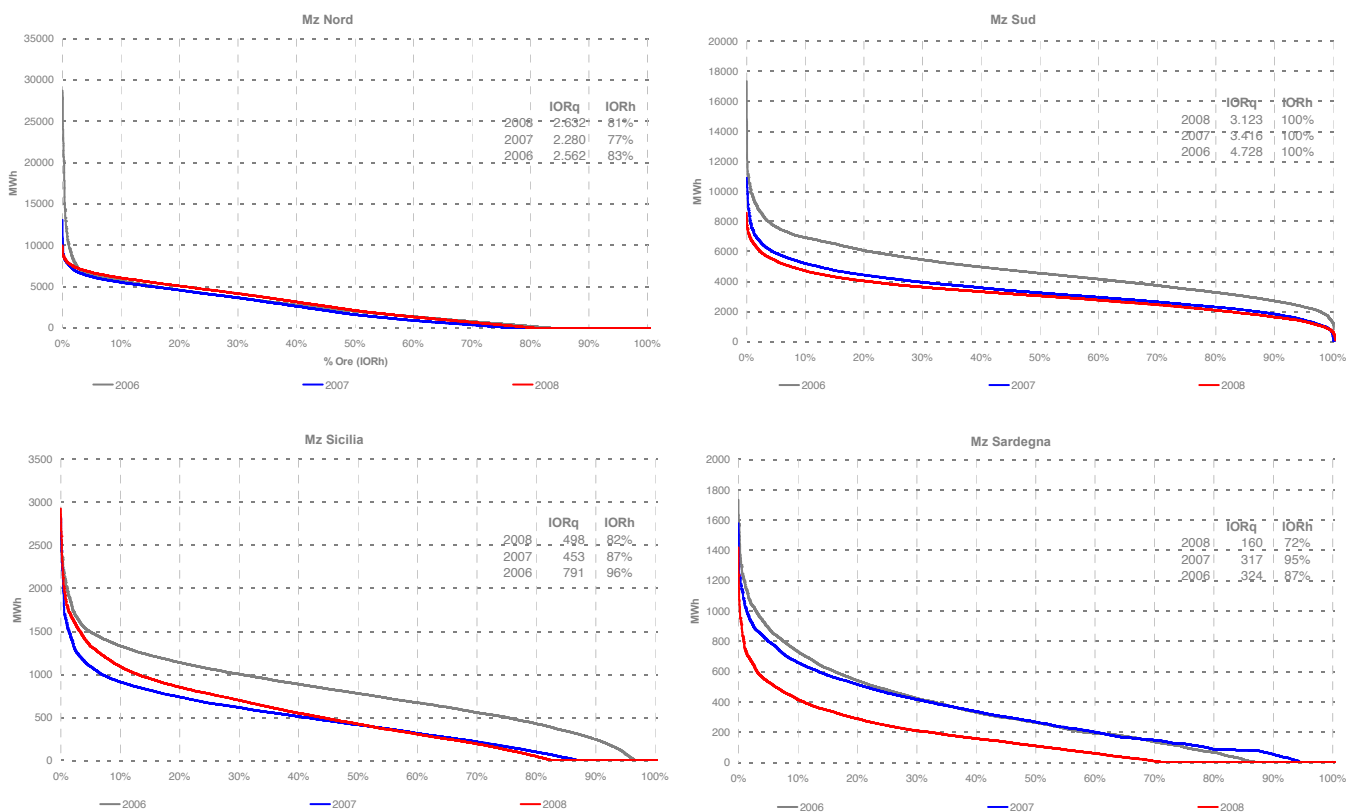


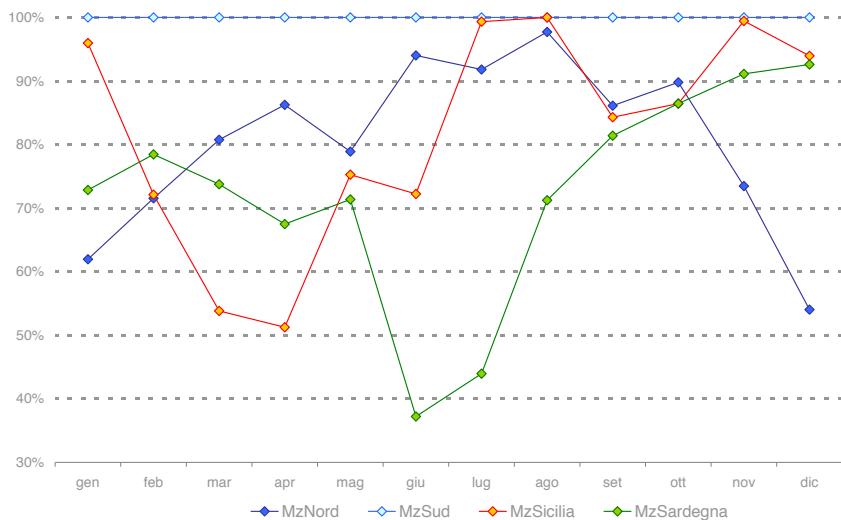
Fig.62

MGP - IOR: CURVE DI DURATA



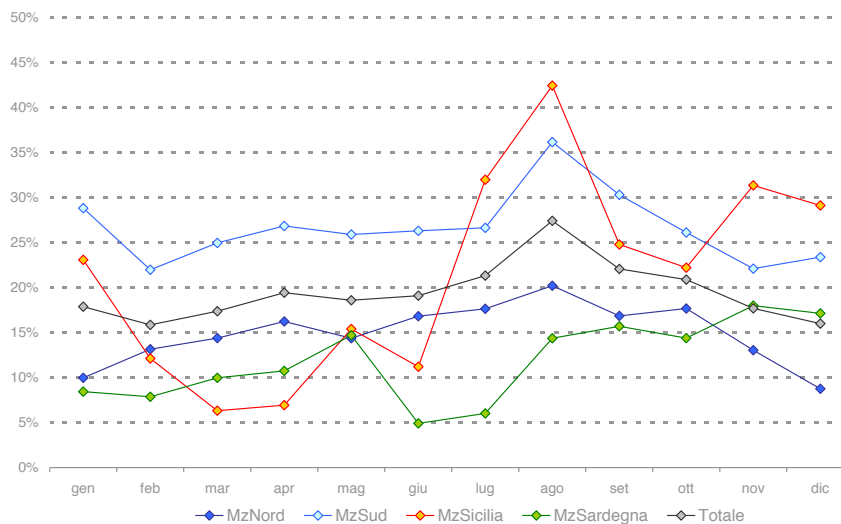
MGP - IORh

Fig.63



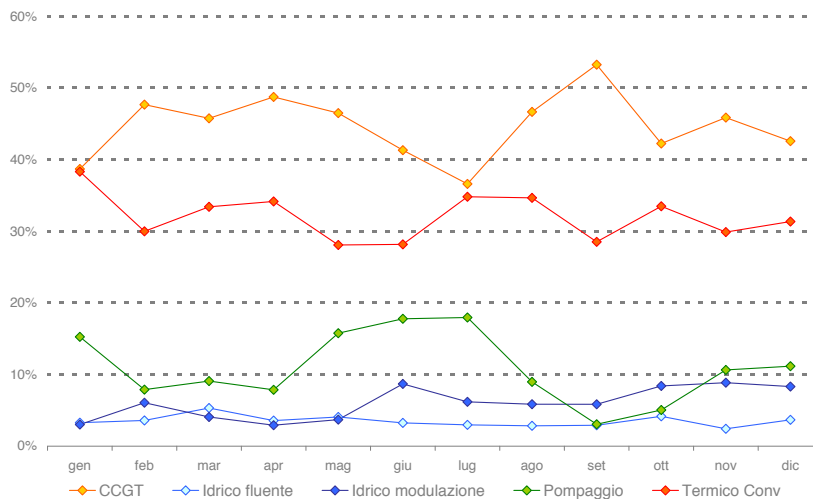
MGP - IORq

Fig.64



MGP - ITM

Fig.65



CONFRONTI INTERNAZIONALI

Tab.36

MGP - CONFRONTO DEL PREZZO TRA LE PRINCIPALI BORSE EUROPEE

€/MWh		2008				2007		Variazione	
		Media	Min	Max	Volatilità (I/VA)	Media	Volatilità (I/VA)	€/MWh	%
	Totale	86,99	21,54	211,99	12,01	70,99	11,20	16,01	22,5%
IPEX	Lavorativo	91,06	21,54	211,99	11,89	76,48	11,91	14,58	19,1%
	Picco	114,38	40,96	211,99	15,05	104,90	17,31	9,48	9,0%
	Fuori picco	67,75	21,54	157,22	8,72	48,06	6,52	19,68	41,0%
	Festivo	77,88	21,91	172,09	12,05	58,58	9,51	19,31	33,0%
	Totale	65,76	-101,52	494,26	12,03	37,99	11,93	27,77	73,1%
EEX	Lavorativo	72,62	-101,52	494,26	12,32	43,39	14,28	29,23	67,4%
	Picco	89,36	24,63	494,26	15,05	57,10	21,30	32,26	56,5%
	Fuori picco	55,87	-101,52	194,62	9,59	29,67	7,25	26,20	88,3%
	Festivo	50,41	-50,88	160,04	11,34	25,79	6,94	24,61	95,4%
	Totale	44,73	2,04	124,88	4,95	27,93	3,00	16,80	60,2%
Nord Pool	Lavorativo	46,50	4,73	124,88	5,13	28,70	3,08	17,80	62,0%
	Picco	50,16	18,43	124,88	5,64	31,03	3,38	19,13	61,6%
	Fuori picco	42,84	4,73	78,33	4,63	26,38	2,79	16,47	62,4%
	Festivo	40,76	2,04	73,50	4,61	26,17	2,79	14,58	55,7%
	Totale	64,44	10,00	103,15	5,15	39,35	5,33	25,09	63,8%
Omel	Lavorativo	65,38	10,00	103,15	5,14	40,38	5,37	25,00	61,9%
	Picco	71,29	43,40	103,15	5,34	46,44	6,35	24,85	53,5%
	Fuori picco	59,47	10,00	103,09	4,93	34,32	4,39	25,16	73,3%
	Festivo	62,33	25,07	102,39	5,12	37,01	5,25	25,31	68,4%
	Totale	69,15	3,49	250,00	12,26	40,88	14,00	28,28	69,2%
Powernext	Lavorativo	75,61	7,06	250,00	11,96	45,60	16,76	30,01	65,8%
	Picco	93,03	15,07	250,00	13,55	59,29	22,75	33,74	56,9%
	Fuori picco	58,18	7,06	140,30	10,36	31,91	10,76	26,27	82,3%
	Festivo	54,71	3,49	153,46	12,97	30,21	7,55	24,50	81,1%
	Totale	66,18	0,01	248,27	10,21	38,97	10,03	27,22	69,8%
EXAA	Lavorativo	73,22	0,01	248,27	10,48	44,48	11,74	28,73	64,6%
	Picco	90,47	26,86	248,27	13,24	58,96	17,56	31,51	53,4%
	Fuori picco	55,96	0,01	142,10	7,72	30,01	5,93	25,95	86,5%
	Festivo	50,44	0,01	140,88	9,63	26,50	6,23	23,94	90,3%
	Totale	74,38	0,09	253,06	10,17	45,99	9,95	28,39	61,7%
EEX Svizzera	Lavorativo	79,99	3,48	253,06	9,80	50,05	11,05	29,94	59,8%
	Picco	96,94	31,94	253,06	11,36	63,09	16,06	33,85	53,7%
	Fuori picco	63,04	3,48	138,51	8,24	37,01	6,03	26,03	70,3%
	Festivo	61,82	0,09	154,67	10,78	36,83	7,37	24,99	67,9%

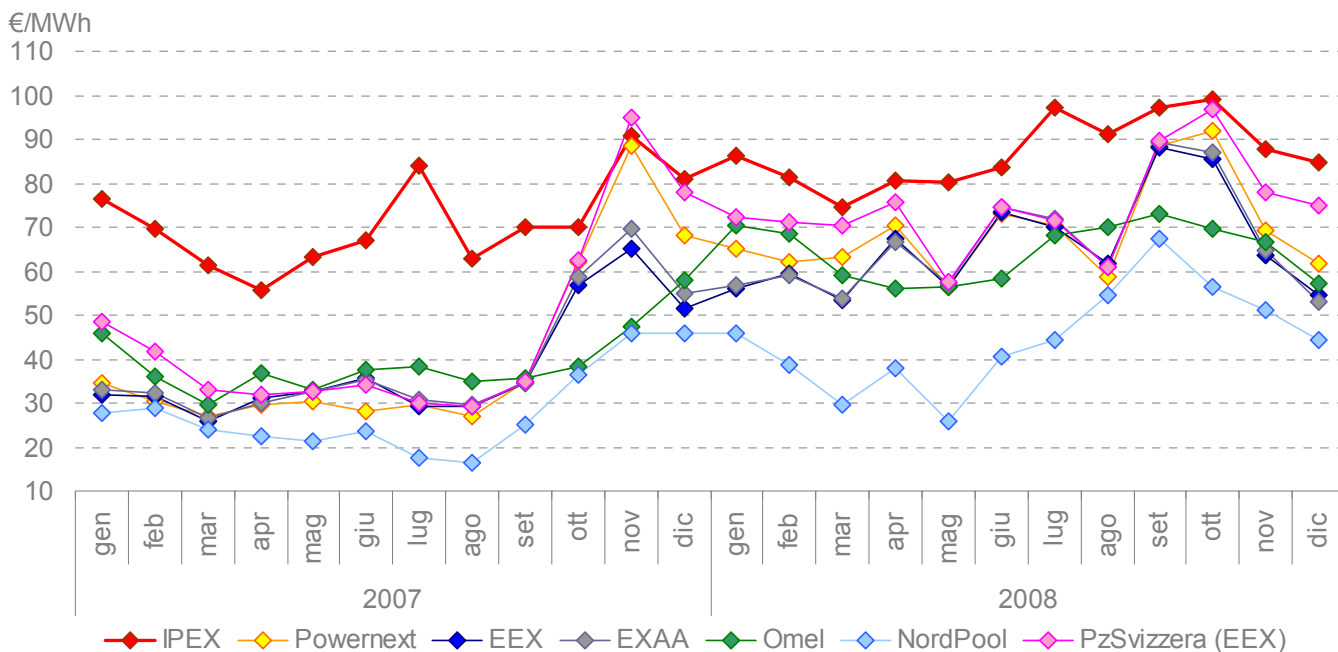
Tab.37

MGP - PERCENTUALE DI VOLUMI SCAMBIATI CON DIFFERENZIALE DI PREZZO FAVOREVOLE

		VENDITE			ACQUISTI		
		2008	2007	Variazione (p.p.)	2008	2007	Variazione (p.p.)
	Totale	78,5%	92,5%	-14,0	47,7%	45,6%	2,2
Francia	Picco	81,1%	92,4%	-11,3	41,5%	44,7%	-3,3
	Fuori picco	68,6%	90,4%	-21,8	54,6%	47,6%	7,1
	Festivo	85,7%	94,9%	-9,2	53,0%	46,9%	6,1
	Totale	67,1%	84,4%	-17,3	60,6%	68,4%	-7,8
Svizzera	Picco	70,3%	87,6%	-17,3	58,8%	68,9%	-10,2
	Fuori picco	55,1%	77,2%	-22,1	64,9%	70,7%	-5,8
	Festivo	74,8%	87,7%	-12,9	50,5%	59,5%	-8,9
	Totale	83,7%	94,0%	-10,3	75,5%	34,9%	40,6
Austria	Picco	82,7%	91,4%	-8,7	75,5%	27,2%	48,3
	Fuori picco	75,6%	92,7%	-17,2	78,0%	48,1%	29,8
	Festivo	93,6%	98,4%	-4,8	62,6%	100,0%	-37,4

MGP - PREZZI MEDI SULLE PRINCIPALI BORSE EUROPEE

Fig.66



MGP - CONFRONTO DEL PREZZO TRA LE PRINCIPALI BORSE EUROPEE

Fig.67

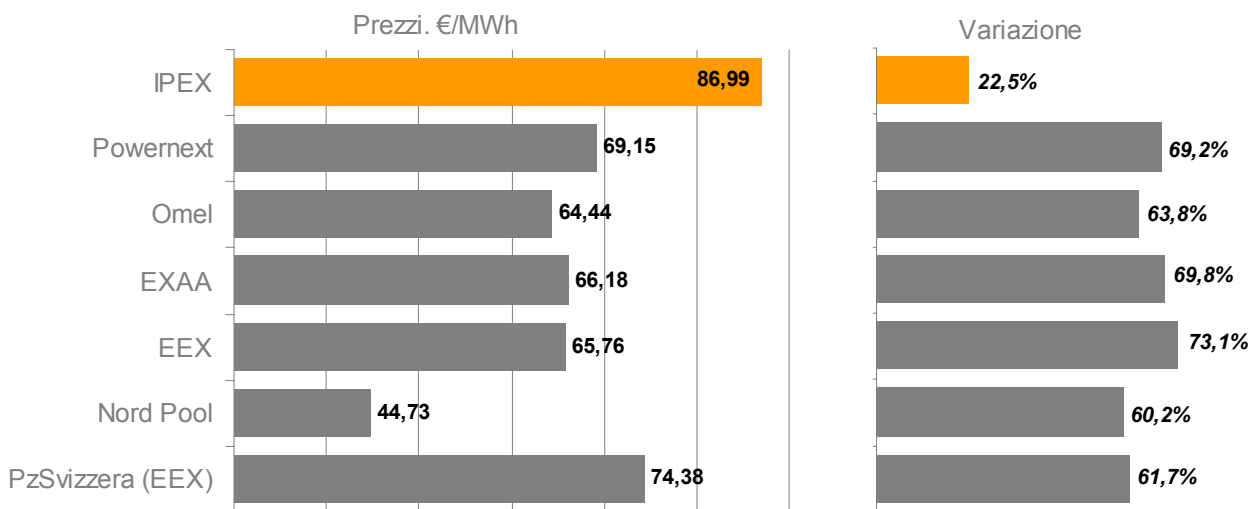
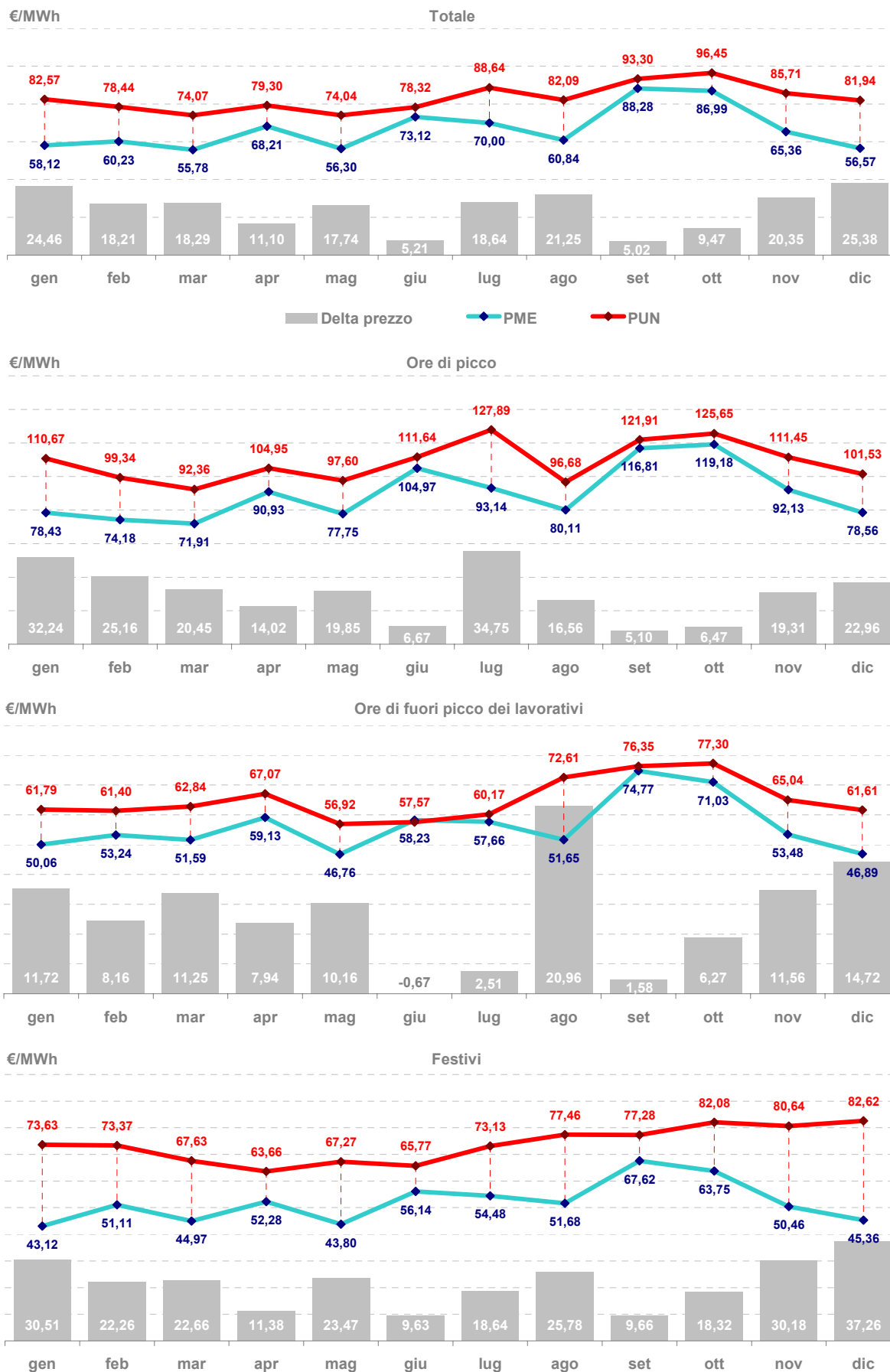


Fig.68

MGP - DIFFERENZIALE DI PREZZO CON L'ESTERO



MA - PREZZO DI ACQUISTO

Tab.38

€/MWh	2008				2007				Variazione		Delta PUN
	Media	Min	Max	Volatilità IVA	Media	Min	Max	Volatilità IVA	€/MWh	%	€/MWh
Totale	84,95	6,56	422,27	18,90	69,36	0,00	250,09	16,58	15,58	22,5%	-2,05
Lavorativo	88,65	10,00	422,27	19,22	73,06	1,25	250,09	17,32	15,59	21,3%	-2,42
Picco	109,36	33,26	422,27	24,63	94,52	20,10	250,09	24,40	14,85	15,7%	-5,01
Fuori picco	65,14	10,00	250,00	13,82	45,32	1,25	195,82	10,24	19,82	43,7%	-2,61
Festivo	74,39	6,56	250,00	18,17	57,61	0,00	214,93	14,92	16,78	29,1%	-3,50

MA - PREZZO PER ZONA GEOGRAFICA

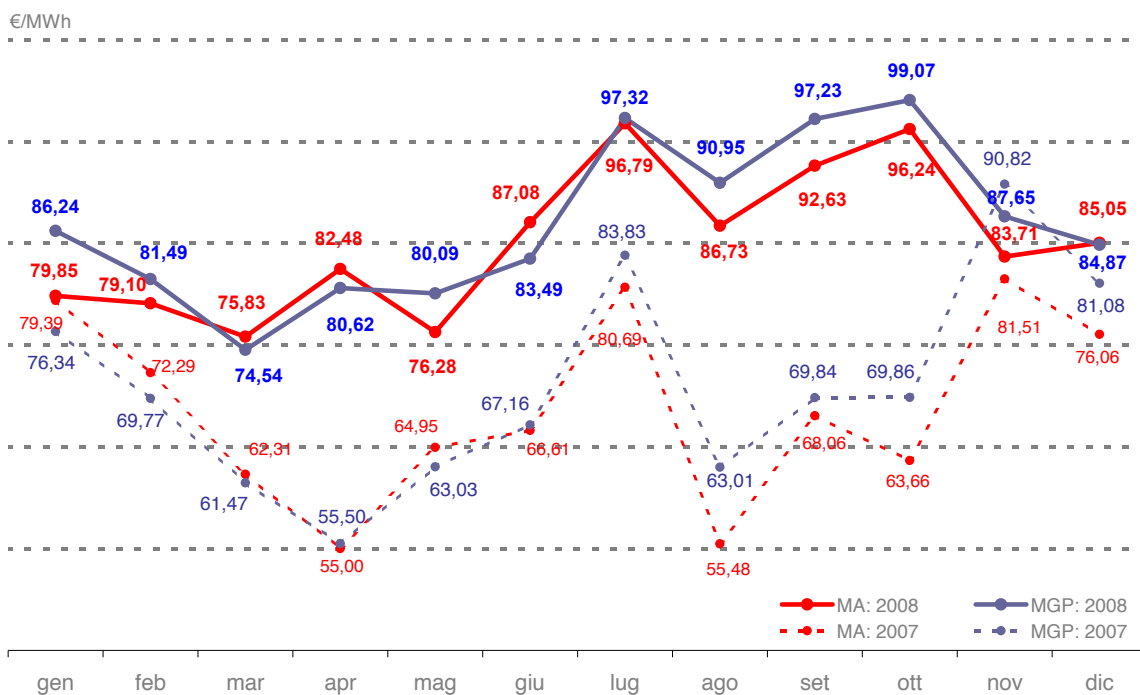
Tab.39

€/MWh		2008				2007		Variazione	
		Media	Min	Max	Volatilità IVA	Media	Volatilità IVA	Var. assoluta	Var. %
NORD	Totale	79,82	0,00	500,00	18,73	62,20	16,84	17,62	28,3%
	Lavorativo	84,41	2,15	500,00	19,23	66,52	17,94	17,89	26,9%
	Picco	105,42	31,00	500,00	25,14	90,61	25,80	14,80	16,3%
	Fuori picco	63,41	2,15	250,00	13,31	42,43	10,09	20,98	49,5%
	Festivo	69,52	0,00	250,00	17,61	52,42	14,34	17,10	32,6%
CENTRO NORD	Totale	81,44	0,00	500,00	19,85	67,76	17,97	13,68	20,2%
	Lavorativo	85,93	0,00	500,00	20,48	72,47	18,67	13,46	18,6%
	Picco	107,69	0,00	500,00	26,50	100,44	26,64	7,25	7,2%
	Fuori picco	64,18	0,00	250,00	14,46	44,50	10,69	19,68	44,2%
	Festivo	71,39	0,00	250,00	18,46	57,13	16,38	14,27	25,0%
CENTRO SUD	Totale	85,11	0,00	3.000,00	23,27	68,77	18,55	16,34	23,8%
	Lavorativo	89,11	0,00	250,00	22,95	73,34	19,00	15,77	21,5%
	Picco	111,78	0,00	250,00	29,47	101,68	26,78	10,10	9,9%
	Fuori picco	66,44	0,00	250,00	16,42	44,99	11,21	21,44	47,7%
	Festivo	76,17	10,00	3.000,00	24,00	58,46	17,54	17,71	30,3%
SUD	Totale	84,61	0,00	3.000,00	23,34	68,75	18,54	15,86	23,1%
	Lavorativo	88,39	0,00	250,00	23,05	73,30	18,99	15,09	20,6%
	Picco	110,39	0,00	250,00	29,62	101,61	26,76	8,78	8,6%
	Fuori picco	66,39	0,00	250,00	16,48	44,99	11,21	21,40	47,6%
	Festivo	76,15	10,00	3.000,00	24,00	58,46	17,54	17,68	30,2%
CALABRIA	Totale	84,12	0,00	500,00	23,65	68,96	19,17	15,15	22,0%
	Lavorativo	88,00	0,00	250,00	24,28	73,46	19,50	14,54	19,8%
	Picco	110,43	0,00	250,00	30,78	102,28	27,46	8,15	8,0%
	Fuori picco	65,57	0,00	250,00	17,79	44,64	11,53	20,93	46,9%
	Festivo	75,42	0,00	500,00	22,24	58,80	18,42	16,62	28,3%
SICILIA	Totale	111,07	0,00	3.000,00	36,85	80,26	25,49	30,81	38,4%
	Lavorativo	113,94	0,00	500,00	33,91	85,91	26,15	28,03	32,6%
	Picco	147,02	0,00	500,00	38,94	117,78	33,68	29,24	24,8%
	Fuori picco	80,86	0,00	500,00	28,89	54,04	18,63	26,81	49,6%
	Festivo	104,64	0,00	3.000,00	43,41	67,49	23,99	37,15	55,0%
SARDEGNA	Totale	84,92	0,00	500,00	28,22	65,91	26,84	19,01	28,8%
	Lavorativo	89,05	0,00	500,00	29,54	70,60	28,95	18,46	26,1%
	Picco	110,48	0,00	500,00	34,52	94,02	39,68	16,46	17,5%
	Fuori picco	67,63	0,00	250,00	24,56	47,17	18,21	20,46	43,4%
	Festivo	75,67	0,00	250,00	25,27	55,33	22,09	20,34	36,8%

Tab. 40 MA - VOLUMI

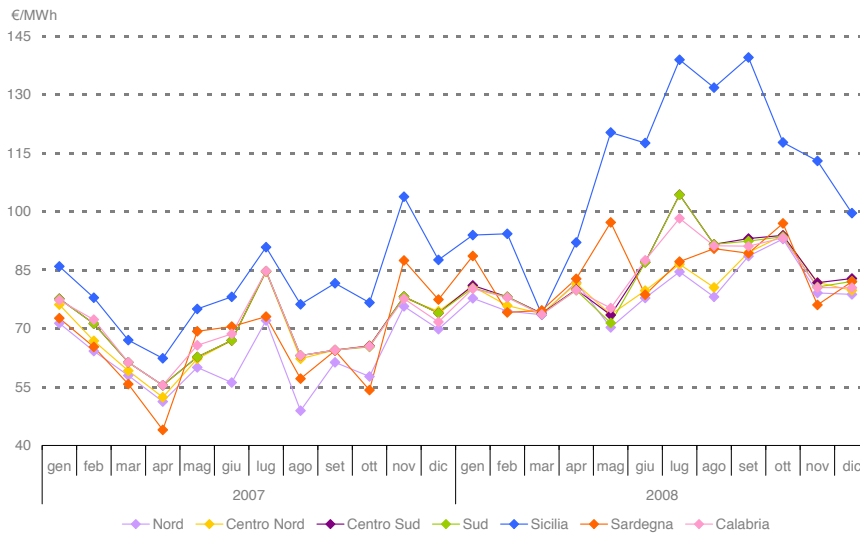
MWh	Vendite					Acquisti					Delta	
	Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	Media	
Totale	6.243.384	711	-5,9%	53,6%	4,0%	6.933.512	789	-13,9%	59,5%	3,8%	-79	
MzNord	Lavorativo	4.602.641	758	-10,0%	53,3%	3,9%	5.297.342	872	-18,1%	61,4%	3,9%	-114
	Picco	2.571.046	847	-20,0%	56,1%	3,7%	2.997.904	987	-23,1%	65,4%	3,8%	-141
	Fuori picco	2.031.595	669	6,8%	50,3%	4,1%	2.299.439	757	-10,5%	56,9%	4,0%	-88
	Festivo	1.640.743	605	8,3%	54,3%	4,6%	1.636.170	603	3,8%	54,2%	3,6%	2
MzSud	Totale	4.132.454	470	-13,5%	35,5%	4,0%	3.626.491	413	7,6%	31,1%	3,1%	58
	Lavorativo	3.137.453	517	-13,1%	36,4%	4,1%	2.536.987	418	13,9%	29,4%	3,0%	99
	Picco	1.606.687	529	-9,8%	35,0%	3,9%	1.232.246	406	14,2%	26,9%	2,6%	123
	Fuori picco	1.530.767	504	-16,3%	37,9%	4,5%	1.304.740	430	13,7%	32,3%	3,5%	74
	Festivo	995.001	367	-14,8%	32,9%	3,7%	1.089.504	402	-4,7%	36,1%	3,5%	-35
MzSicilia	Totale	791.010	90	-16,2%	6,8%	3,9%	592.042	67	-29,7%	5,1%	2,9%	23
	Lavorativo	536.852	88	-20,5%	6,2%	3,8%	397.851	66	-33,9%	4,6%	2,7%	23
	Picco	216.450	71	-32,8%	4,7%	2,8%	169.718	56	-41,7%	3,7%	2,2%	15
	Fuori picco	320.402	106	-9,2%	7,9%	4,8%	228.133	75	-26,7%	5,6%	3,4%	30
	Festivo	254.158	94	-5,3%	8,4%	4,4%	194.192	72	-19,0%	6,4%	3,3%	22
MzSardegna	Totale	484.059	55	17,6%	4,2%	4,1%	366.863	42	6,9%	3,1%	3,0%	13
	Lavorativo	352.591	58	20,8%	4,1%	4,2%	265.358	44	14,7%	3,1%	3,1%	14
	Picco	192.860	64	29,5%	4,2%	4,4%	121.175	40	7,7%	2,6%	2,7%	24
	Fuori picco	159.731	53	11,7%	4,0%	4,1%	144.183	47	21,4%	3,6%	3,5%	5
	Festivo	131.468	48	10,0%	4,4%	3,8%	101.505	37	-9,2%	3,4%	2,8%	11
Italia	Totale	11.650.908	1.326	-8,8%	100,0%	4,0%	11.518.908	1.311	-8,6%	98,9%	3,5%	15
	Lavorativo	8.629.538	1.421	-11,0%	100,0%	4,0%	8.497.538	1.399	-10,8%	98,5%	3,5%	22
	Picco	4.587.042	1.511	-16,1%	100,0%	3,7%	4.521.042	1.489	-16,0%	98,6%	3,3%	22
	Fuori picco	4.042.496	1.332	-4,4%	100,0%	4,3%	3.976.496	1.310	-4,1%	98,4%	3,8%	22
	Festivo	3.021.370	1.114	-1,6%	100,0%	4,2%	3.021.370	1.114	-1,6%	100,0%	3,5%	0
Estero	Totale	0	0	-15,9%	0,0%	0,0%	132.000	15	-20,1%	1,1%	1,8%	-15
	Lavorativo	0	0	-25,0%	0,0%	0,0%	132.000	22	-19,8%	1,5%	2,3%	-22
	Picco	0	0	-36,7%	0,0%	0,0%	66.000	22	-20,5%	1,4%	2,8%	-22
	Fuori picco	0	0	-4,4%	0,0%	0,0%	66.000	22	-19,2%	1,6%	2,0%	-22
	Festivo	0	0	32,2%	0,0%	0,0%	-	-	-	-	-	0
Totale	Totale	11.650.908	1.326	-8,8%	100,0%	3,5%	11.650.908	1.326	-8,8%	100,0%	3,5%	0
	Lavorativo	8.629.538	1.421	-11,0%	100,0%	3,5%	8.629.538	1.421	-11,0%	100,0%	3,5%	0
	Picco	4.587.042	1.511	-16,1%	100,0%	3,3%	4.587.042	1.511	-16,1%	100,0%	3,3%	0
	Fuori picco	4.042.496	1.332	-4,4%	100,0%	3,7%	4.042.496	1.332	-4,4%	100,0%	3,7%	0
	Festivo	3.021.370	1.114	-1,6%	100,0%	3,5%	3.021.370	1.114	-1,6%	100,0%	3,5%	0

Fig. 69 MA - PREZZO DI ACQUISTO



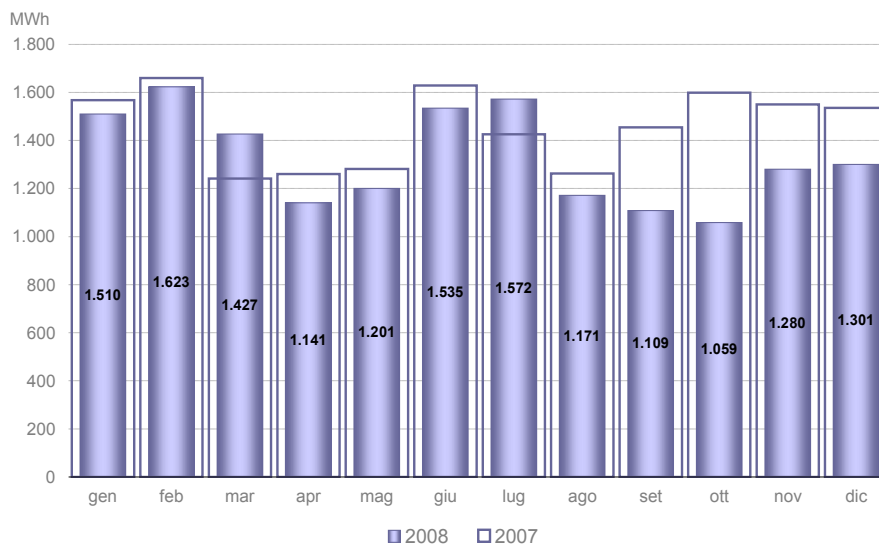
MA - PREZZO ZONALE

Fig.70



MA - VOLUMI SCAMBIATI: MEDIA ORARIA

Fig.71



MA - VALORE DELLE TRANSAZIONI

Fig.72

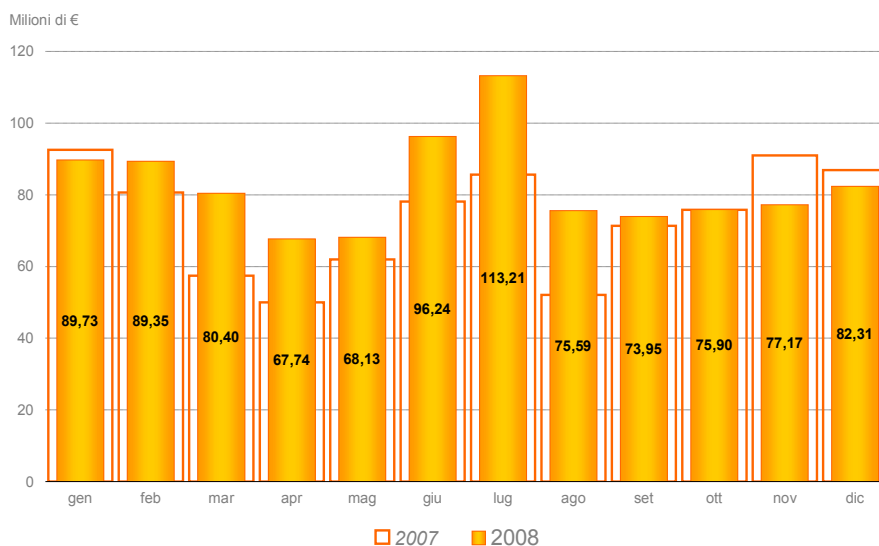


Fig.73

MA - VENDITE ED ACQUISTI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

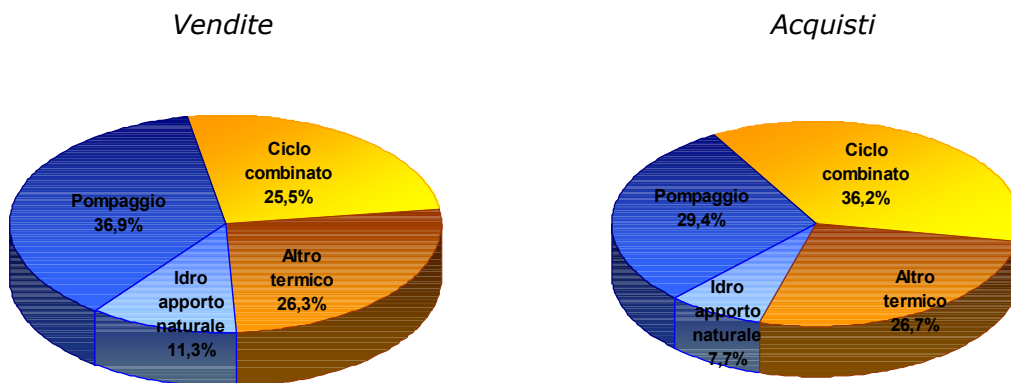


Fig.74

MA - VOLUMI MACROZONALI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA

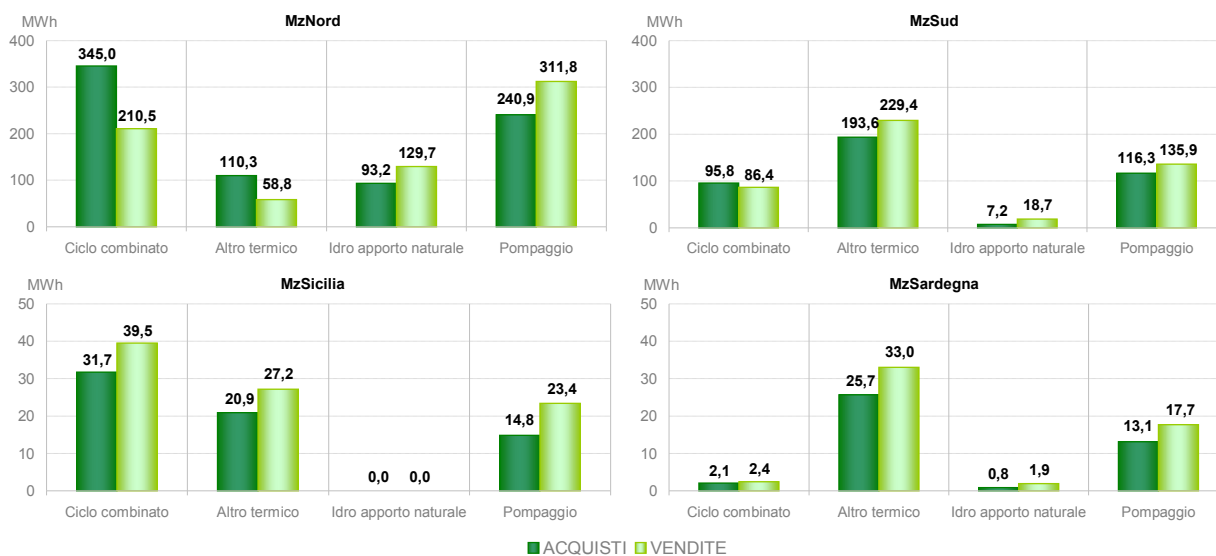
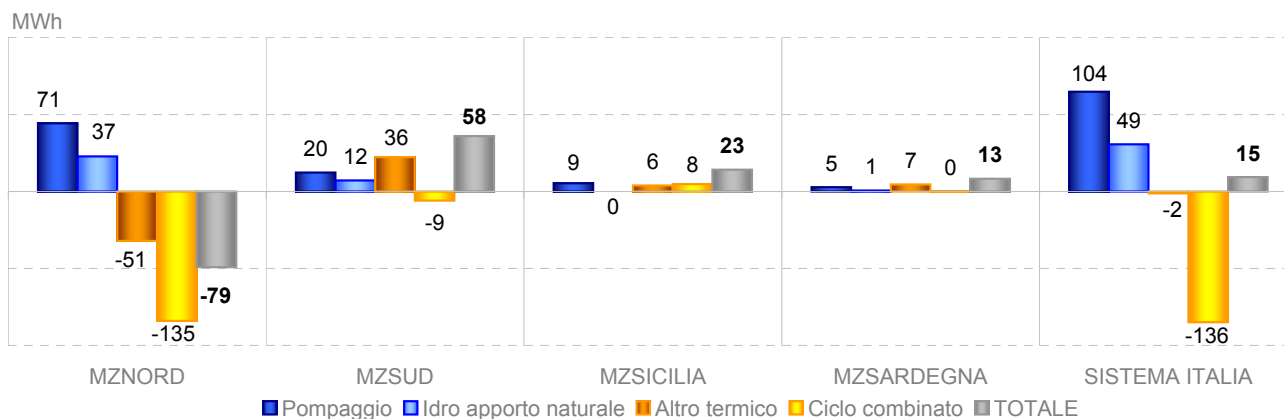


Fig.75

MA - SALDO VENDITE ED ACQUISTI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO SULLE ZONE NAZIONALI: MEDIA ORARIA



MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE

Tab.41

<i>MWh</i>		<i>Totale</i>	<i>Media</i>	<i>Variazione</i>	<i>% sul totale</i>	<i>Quota/MGP</i>
	Totale	2.621.252	298	-28,3%	22,6%	1,4%
MzNord	Lavorativo	1.730.469	285	-30,3%	22,1%	1,3%
	<i>Picco</i>	910.186	300	-17,5%	20,7%	1,2%
	<i>Fuori picco</i>	820.283	270	-40,5%	23,9%	1,4%
	Festivo	890.782	328	-23,9%	23,7%	2,0%
	Totale	5.486.080	625	-32,3%	47,4%	4,7%
MzSud	Lavorativo	3.763.266	620	-28,7%	48,1%	4,4%
	<i>Picco</i>	2.211.600	728	-23,8%	50,3%	4,7%
	<i>Fuori picco</i>	1.551.667	511	-34,7%	45,3%	4,2%
	Festivo	1.722.813	635	-39,2%	45,8%	5,5%
	Totale	1.990.109	227	4,5%	17,2%	9,7%
MzSicilia	Lavorativo	1.345.940	222	3,8%	17,2%	9,2%
	<i>Picco</i>	792.322	261	13,7%	18,0%	10,2%
	<i>Fuori picco</i>	553.618	182	-7,7%	16,2%	8,1%
	Festivo	644.169	238	6,1%	17,1%	10,9%
	Totale	1.482.378	169	56,1%	12,8%	12,0%
MzSardegna	Lavorativo	980.685	162	53,4%	12,5%	11,3%
	<i>Picco</i>	481.253	159	93,6%	10,9%	10,6%
	<i>Fuori picco</i>	499.433	165	27,9%	14,6%	12,1%
	Festivo	501.693	185	61,4%	13,3%	13,8%
	Totale	11.579.819	1.318	-20,8%	100,0%	3,5%
Italia	Lavorativo	7.820.362	1.288	-19,4%	100,0%	3,2%
	<i>Picco</i>	4.395.361	1.448	-11,2%	100,0%	3,2%
	<i>Fuori picco</i>	3.425.001	1.128	-27,8%	100,0%	3,2%
	Festivo	3.759.458	1.386	-23,6%	100,0%	4,4%

MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE

Tab.42

<i>MWh</i>		<i>Totale</i>	<i>Media</i>	<i>Variazione</i>	<i>% sul totale</i>	<i>Quota/MGP</i>
	Totale	6.642.370	756	-3,1%	59,0%	3,7%
MzNord	Lavorativo	4.795.385	790	-1,7%	60,8%	3,5%
	<i>Picco</i>	2.964.274	976	-1,7%	63,8%	3,8%
	<i>Fuori picco</i>	1.831.110	603	-1,7%	56,5%	3,2%
	Festivo	1.846.985	681	-6,6%	54,8%	4,1%
	Totale	2.771.046	315	-20,6%	24,6%	2,4%
MzSud	Lavorativo	1.858.201	306	-22,6%	23,6%	2,2%
	<i>Picco</i>	1.056.003	348	-25,2%	22,7%	2,2%
	<i>Fuori picco</i>	802.198	264	-18,9%	24,7%	2,2%
	Festivo	912.845	337	-16,3%	27,1%	2,9%
	Totale	863.997	98	22,1%	7,7%	4,2%
MzSicilia	Lavorativo	558.911	92	25,1%	7,1%	3,8%
	<i>Picco</i>	258.997	85	18,8%	5,6%	3,3%
	<i>Fuori picco</i>	299.914	99	31,2%	9,2%	4,4%
	Festivo	305.086	112	16,7%	9,0%	5,2%
	Totale	981.396	112	-2,2%	8,7%	8,0%
MzSardegna	Lavorativo	673.717	111	-2,4%	8,5%	7,8%
	<i>Picco</i>	363.436	120	-17,2%	7,8%	8,0%
	<i>Fuori picco</i>	310.280	102	23,3%	9,6%	7,5%
	Festivo	307.680	113	-1,7%	9,1%	8,4%
	Totale	11.258.809	1.282	-6,6%	100,0%	3,4%
Italia	Lavorativo	7.886.213	1.299	-6,3%	100,0%	3,2%
	<i>Picco</i>	4.642.710	1.529	-8,7%	100,0%	3,4%
	<i>Fuori picco</i>	3.243.503	1.068	-2,7%	100,0%	3,1%
	Festivo	3.372.596	1.244	-7,4%	100,0%	3,9%

Fig.76 MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: MEDIA ORARIA

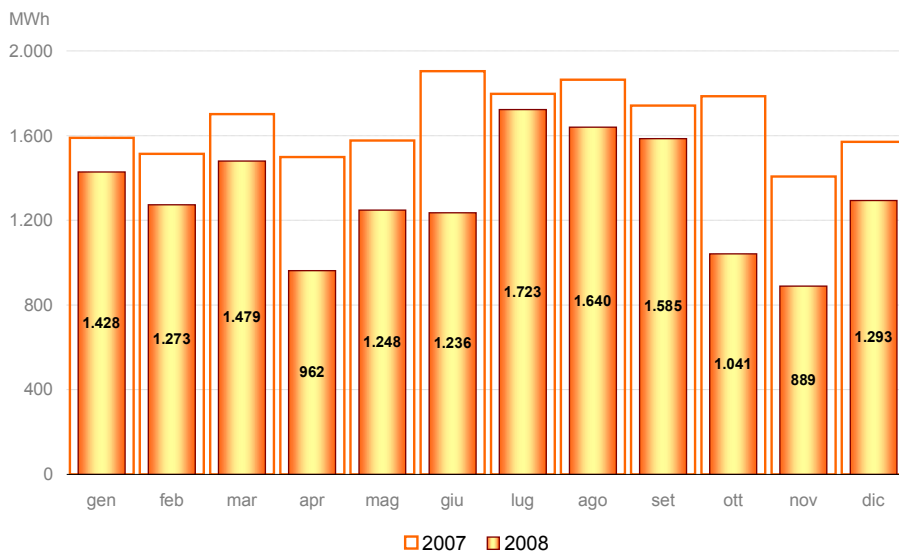


Fig.77 MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: MEDIA ORARIA

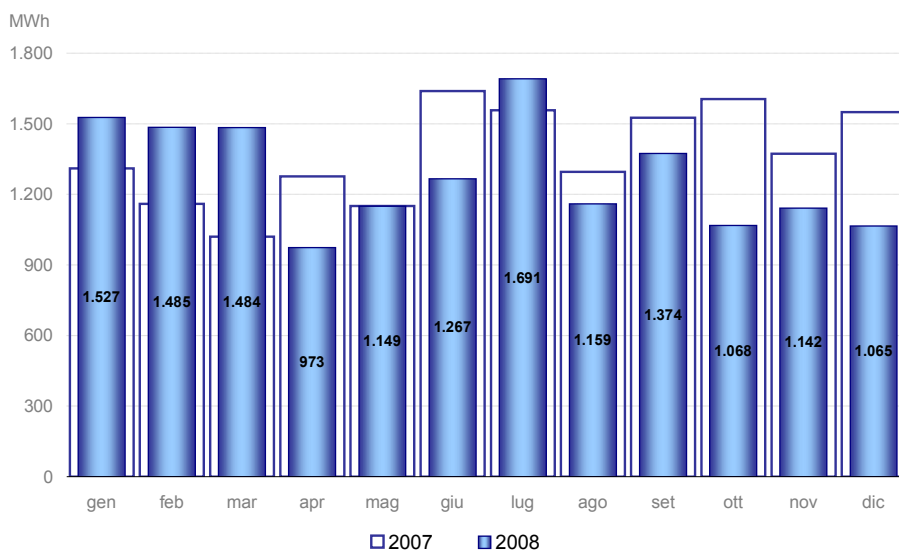
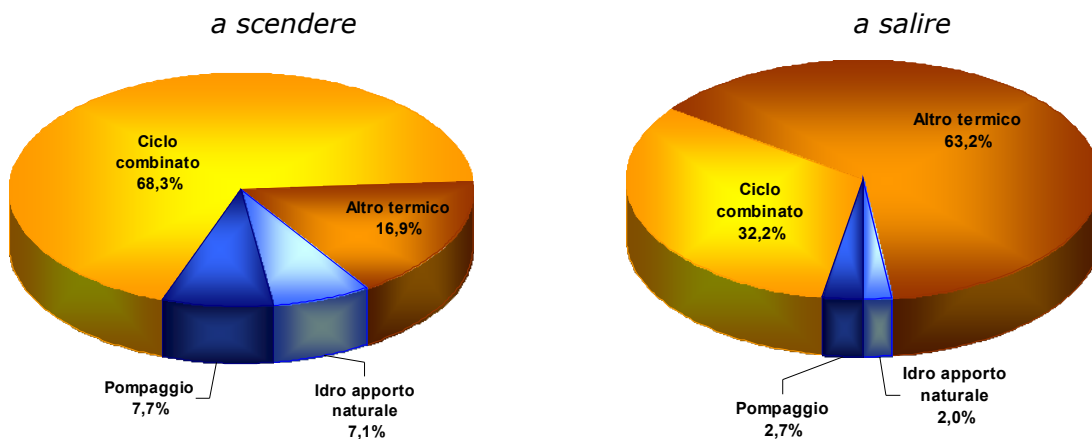
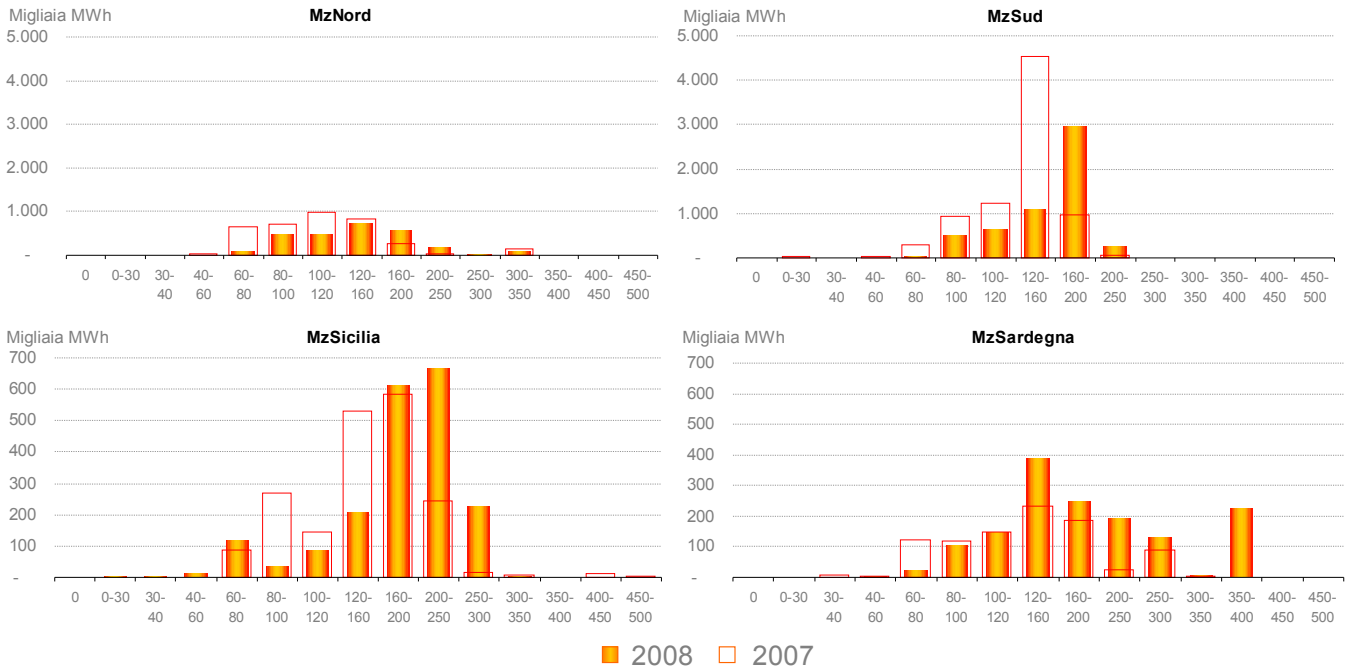


Fig.78 MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI PER TIPOLOGIA D'IMPIANTO



MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE PER CLASSE DI PREZZO OFFERTO

Fig.79



MSD EX ANTE - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE PER CLASSE DI PREZZO OFFERTO

Fig.80

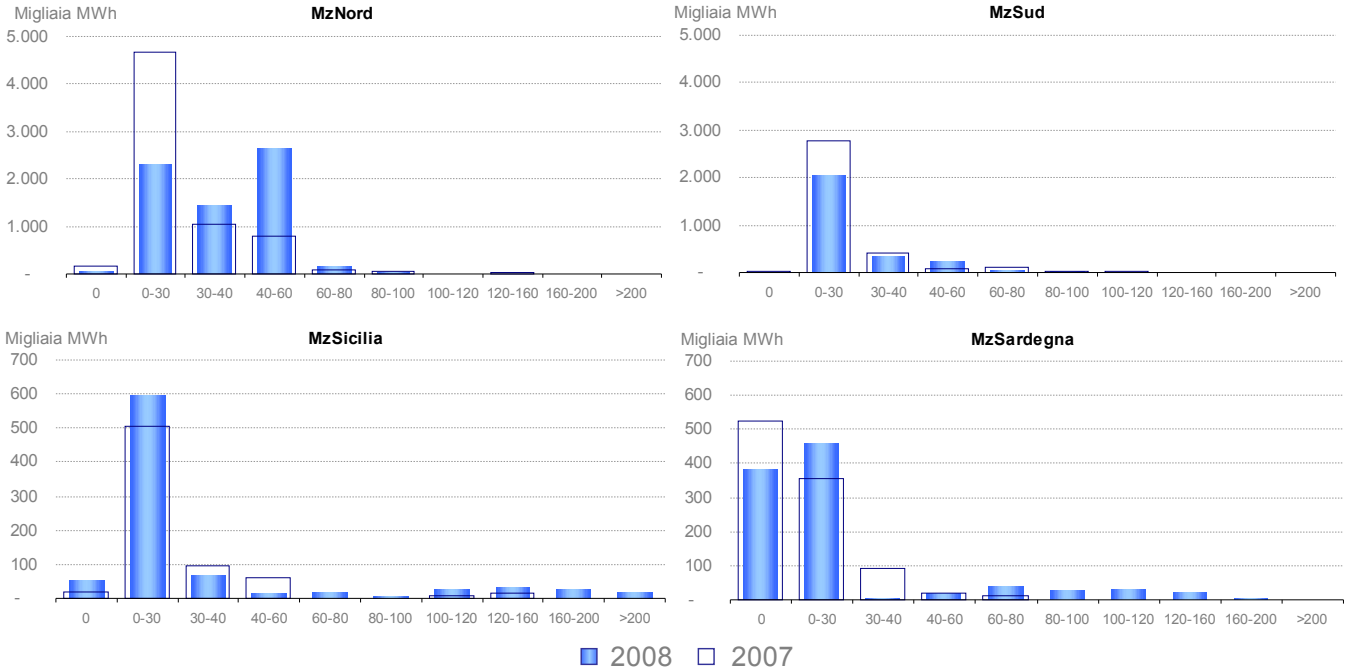


Fig.81 MSD EX ANTE - VOLUMI MACROZONALI PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA

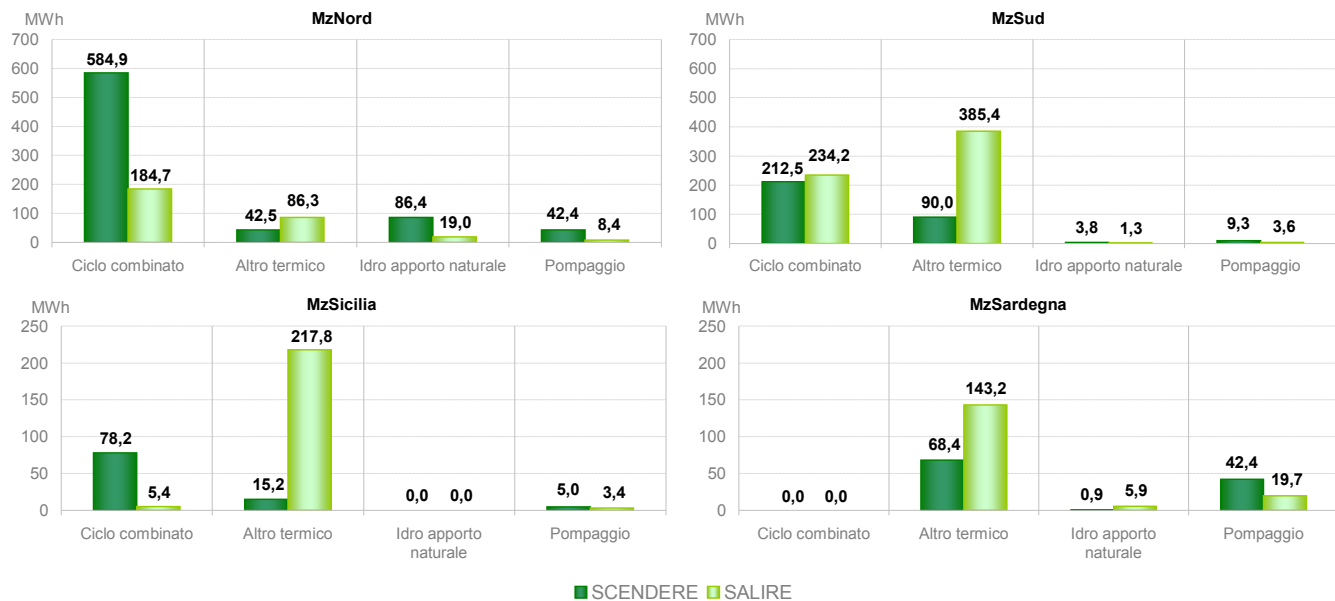
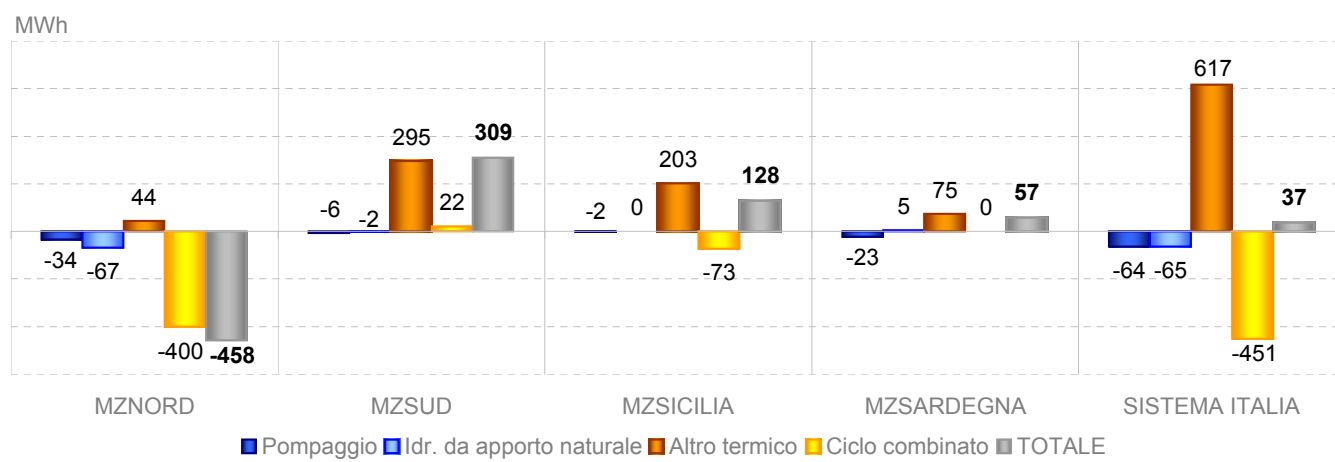


Fig.82 MSD EX ANTE - SALDO VOLUMI A SALIRE E A SCENDERE PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO: MEDIA ORARIA



MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE

Tab.43

		<i>Totale</i>	<i>Media</i>	<i>Variazione</i>	<i>% sul totale</i>	<i>Quota/MGP</i>
MzNord	Totale	4.173.875	475	18,8%	43,2%	2,3%
	Lavorativo	3.170.894	522	22,5%	44,5%	2,3%
	<i>Picco</i>	2.060.609	679	23,3%	46,7%	2,6%
	<i>Fuori picco</i>	1.110.285	366	21,1%	41,0%	1,9%
	Festivo	1.002.981	370	8,4%	39,6%	2,2%
MzSud	Totale	3.849.190	438	-9,4%	39,9%	3,3%
	Lavorativo	2.793.840	460	-12,7%	39,2%	3,3%
	<i>Picco</i>	1.731.993	570	-17,4%	39,2%	3,6%
	<i>Fuori picco</i>	1.061.847	350	-3,7%	39,2%	2,9%
	Festivo	1.055.350	389	1,1%	41,7%	3,4%
MzSicilia	Totale	1.025.108	117	-8,8%	10,6%	5,0%
	Lavorativo	721.854	119	-10,9%	10,1%	4,9%
	<i>Picco</i>	411.345	135	-7,1%	9,3%	5,3%
	<i>Fuori picco</i>	310.509	102	-15,5%	11,5%	4,6%
	Festivo	303.255	112	-3,4%	12,0%	5,1%
MzSardegna	Totale	607.359	69	34,6%	6,3%	4,9%
	Lavorativo	436.915	72	36,8%	6,1%	5,0%
	<i>Picco</i>	213.217	70	48,9%	4,8%	4,7%
	<i>Fuori picco</i>	223.699	74	27,1%	8,3%	5,4%
	Festivo	170.444	63	29,3%	6,7%	4,7%
Italia	Totale	9.655.533	1.099	3,4%	100,0%	2,9%
	Lavorativo	7.123.503	1.173	3,0%	100,0%	2,9%
	<i>Picco</i>	4.417.163	1.455	1,5%	100,0%	3,2%
	<i>Fuori picco</i>	2.706.340	891	5,6%	100,0%	2,6%
	Festivo	2.532.030	934	4,9%	100,0%	3,0%

MSD EX POST - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE

Tab.44

		<i>Totale</i>	<i>Media</i>	<i>Variazione</i>	<i>% sul totale</i>	<i>Quota/MGP</i>
MzNord	Totale	6.124.147	697	6,9%	54,0%	3,4%
	Lavorativo	4.626.499	762	4,7%	55,6%	3,4%
	<i>Picco</i>	2.249.370	741	8,8%	56,3%	2,9%
	<i>Fuori picco</i>	2.377.130	783	1,1%	55,0%	4,1%
	Festivo	1.497.648	552	14,6%	49,7%	3,3%
MzSud	Totale	3.577.353	407	7,7%	31,6%	3,1%
	Lavorativo	2.546.879	419	7,4%	30,6%	3,0%
	<i>Picco</i>	1.139.965	375	15,0%	28,5%	2,4%
	<i>Fuori picco</i>	1.406.913	463	1,9%	32,5%	3,8%
	Festivo	1.030.474	380	8,6%	34,2%	3,3%
MzSicilia	Totale	957.871	109	14,7%	8,5%	4,7%
	Lavorativo	675.971	111	12,2%	8,1%	4,6%
	<i>Picco</i>	368.936	122	6,0%	9,2%	4,7%
	<i>Fuori picco</i>	307.035	101	20,7%	7,1%	4,5%
	Festivo	281.900	104	21,0%	9,4%	4,8%
MzSardegna	Totale	671.995	77	-16,3%	5,9%	5,5%
	Lavorativo	469.956	77	-18,8%	5,6%	5,4%
	<i>Picco</i>	235.997	78	-23,6%	5,9%	5,2%
	<i>Fuori picco</i>	233.959	77	-13,3%	5,4%	5,6%
	Festivo	202.039	74	-9,6%	6,7%	5,5%
Italia	Totale	11.331.366	1.290	6,0%	100,0%	3,4%
	Lavorativo	8.319.305	1.370	4,4%	100,0%	3,4%
	<i>Picco</i>	3.994.268	1.316	7,5%	100,0%	2,9%
	<i>Fuori picco</i>	4.325.037	1.425	1,6%	100,0%	4,1%
	Festivo	3.012.061	1.111	11,1%	100,0%	3,5%

Fig.83

MSD EX-POST - VOLUMI SCAMBIATI A SALIRE: MEDIA ORARIA

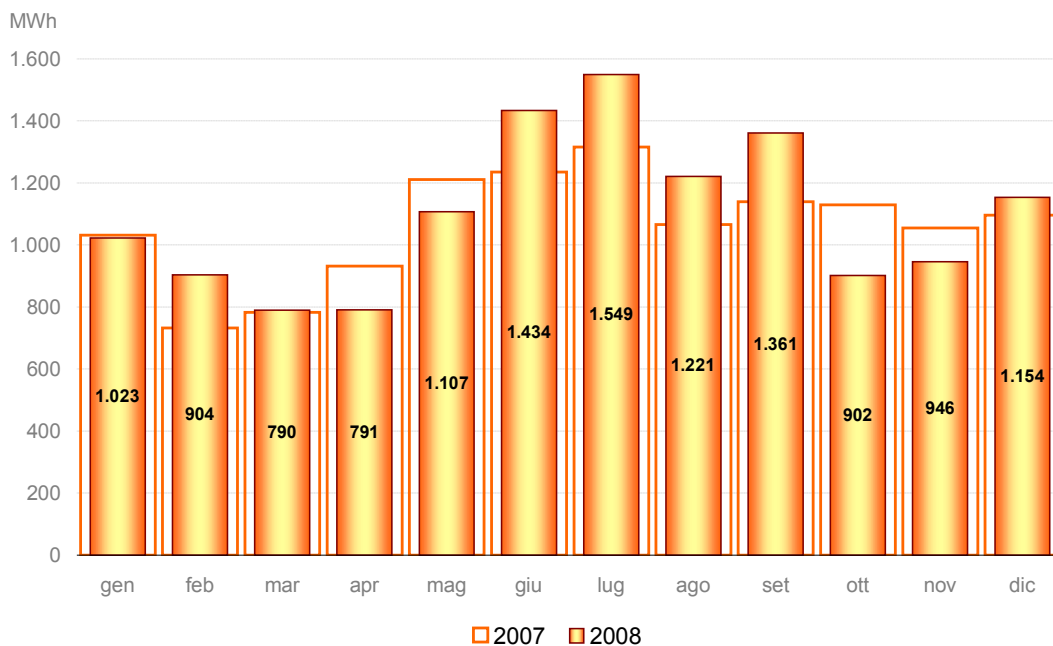
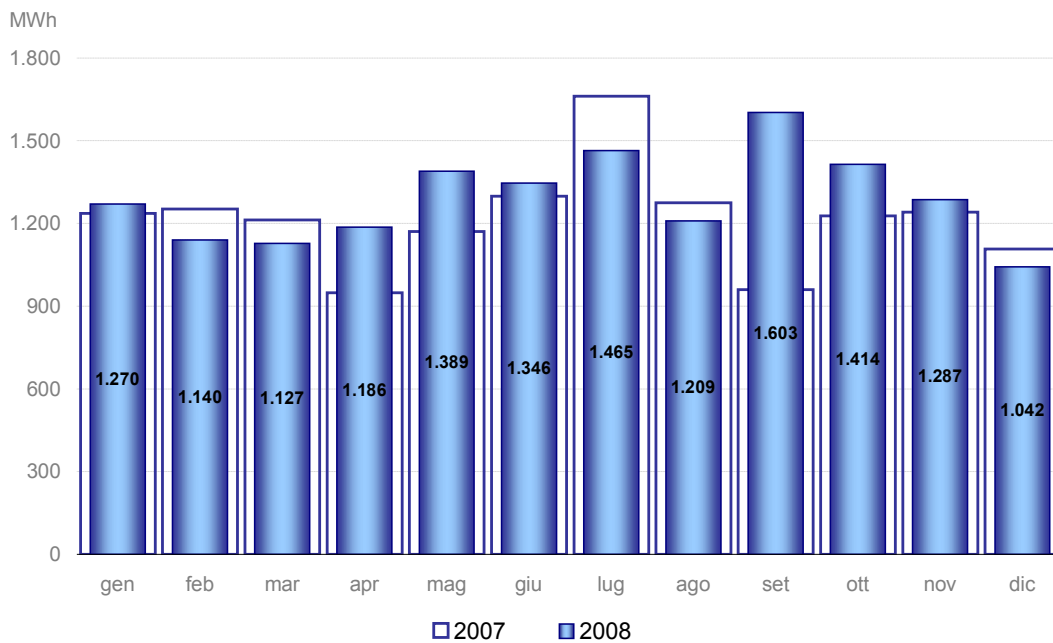


Fig.84

MSD EX-POST - VOLUMI SCAMBIATI A SCENDERE: MEDIA ORARIA



PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO E POSIZIONE NETTA

Tab.45

	Numero	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	5.083	30.680.745	20,8%	20,1%
<i>Off Peak</i>	558	8.946.983	-10,0%	5,9%
<i>Peak</i>	1.495	11.187.852	38,2%	7,3%
<i>Week-end</i>	4	13.200	-	0,0%
Totale Standard	7.140	50.828.780	17,7%	33,3%
NonStandard	20.029	101.533.152	-3,0%	66,6%
PCE (netto MTE)	27.169	152.361.932	3,0%	100,0%
<i>Baseload</i>	3	24.000	-	0,0%
<i>Peak</i>	6	33.600	-	0,0%
MTE	9	57.600	-	0,0%
TOTALE PCE	27.178	152.419.532	3,0%	100,0%
POSIZIONE NETTA		122.842.343	-3,1%	

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: % PER DURATA DEL CONTRATTO

Tab.46

2008

Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	2,1%	4,8%	33,3%	2,4%	57,1%	0,3%	100%
Off Peak	0,1%	5,3%	22,4%	0,3%	72,0%	-	100%
Peak	6,0%	11,6%	18,1%	0,8%	63,5%	-	100%
Week-end	-	100,0%	-	-	-	-	100%
Totale Standard	2,6%	6,4%	28,0%	1,7%	61,1%	0,2%	100%
NonStandard	27,9%	11,5%	45,9%	8,3%	5,7%	0,7%	100%
Totale	19,5%	9,8%	40,0%	6,1%	24,2%	0,6%	100%

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: % PER ANTICIPO RISPETTO ALLA CONSEGNA

Tab.47

2008

Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	4,9%	7,0%	17,7%	12,5%	57,9%	100%
Off Peak	0,2%	4,5%	18,9%	3,9%	72,5%	100%
Peak	10,2%	6,3%	16,8%	4,2%	62,5%	100%
Week-end	27,3%	72,7%	-	-	-	100%
Totale Standard	5,3%	6,4%	17,7%	9,2%	61,4%	100%
NonStandard	33,5%	15,1%	31,7%	11,2%	8,5%	100%
Totale	24,0%	12,2%	27,1%	10,5%	26,2%	100%

Tab.48

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER DURATA E ANTICIPO RISPETTO ALLA CONSEGNA

2008

Anticipo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
2 Giorni	17,8%	3,6%	0,4%	1,5%	0,8%	-	24,0%
3 Giorni	0,5%	1,4%	7,1%	1,4%	1,8%	0,0%	12,2%
4 Giorni	0,9%	2,6%	19,8%	2,2%	1,1%	0,4%	27,1%
5 Giorni	0,1%	1,0%	8,1%	0,7%	0,5%	0,1%	10,5%
>5 Giorni	0,2%	1,2%	4,5%	0,3%	20,0%	0,1%	26,2%
Totale	19,5%	9,8%	40,0%	6,1%	24,2%	0,6%	100,0%

Tab.49

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: % TIPOLOGIA CONTI MOVIMENTATI

2008

Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	Totale
Baseload	85,4%	1,3%	2,3%	11,0%	100%
Off Peak	80,1%	4,8%	1,7%	13,4%	100%
Peak	73,2%	3,3%	1,6%	21,9%	100%
Week-end	18,2%	-	72,7%	9,1%	100%
Totale Standard	81,8%	2,4%	2,0%	13,8%	100%
NonStandard	82,1%	0,9%	1,1%	15,9%	100%
Totale	82,0%	1,4%	1,4%	15,2%	100%

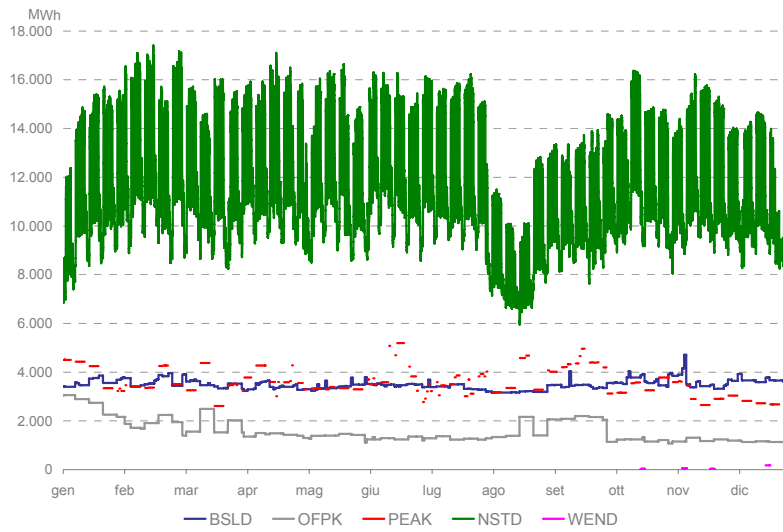
Tab.50

PCE - TRANSAZIONI REGISTRATE PER TIPOLOGIA DI CONTO

	Conti in immissione			Conti in prelievo		
	MWh	Struttura	N° Indice	MWh	Struttura	N° Indice
<i>Baseload</i>	28.019.017	21,3%		33.390.474	19,3%	
<i>Off Peak</i>	7.897.574	6,0%		9.996.392	5,8%	
<i>Peak</i>	8.936.700	6,8%		13.506.204	7,8%	
<i>Week-end</i>	12.000	0,0%		14.400	0,0%	
Totale Standard	44.865.291	34,1%		56.907.470	32,8%	
NonStandard	86.527.899	65,9%		116.538.404	67,2%	
Transazioni registrate	131.393.190	100,0%	107	173.445.874	100,0%	141
Posizione netta	122.842.343		100	122.842.343		100
Programmi						
<i>Richiesti</i>	113.046.465	100,0%	92	104.437.430	100,0%	85
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.971.513	2,6%	2	-	-	-
Registrati	112.303.436	99,3%	91	104.409.559	100,0%	85
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.303.684	2,0%	2	-	-	-
<i>Rifiutati</i>	743.029	0,7%	1	27.871	0,0%	0
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	667.828	0,6%	1	-	-	-
Saldo programmi registrati	7.985.871		7	91.994		-

PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER PROFILO: ANDAMENTO ORARIO

Fig.85



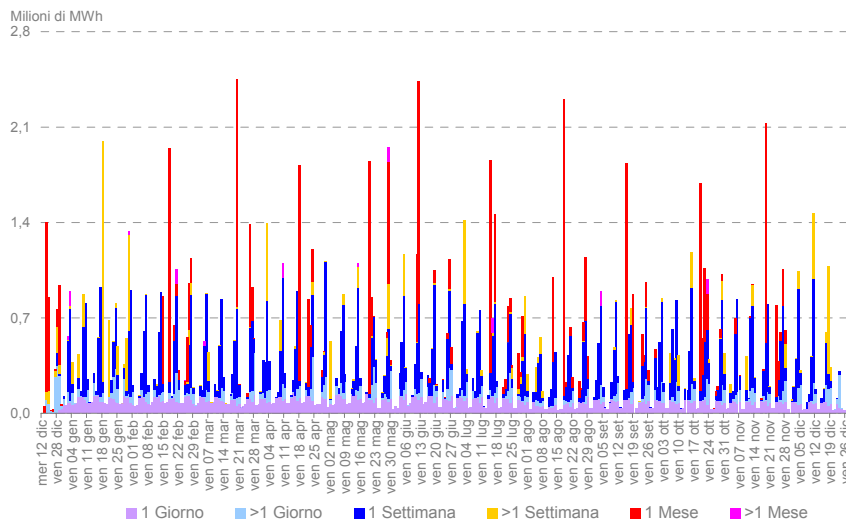
PCE - CONTRATTI REGISTRATI E POSIZIONE NETTA: MEDIA ORARIA

Fig.86



PCE - CONTRATTI REGISTRATI PER DATA DI STIPULA E DURATA

Fig.87



Tab.51

PAB - VOLUMI SCAMBIATI

MWh	Totale	Media Oraria	Var % vs 2007	Quota/MGP
Totale	33.499	45	-78,4%	0,1%
Lavorativo	23.371	49	-76,4%	0,1%
<i>Picco</i>	15.310	64	-65,6%	0,2%
<i>Fuori picco</i>	8.061	34	-85,2%	0,1%
Festivo	10.128	38	-81,9%	0,1%

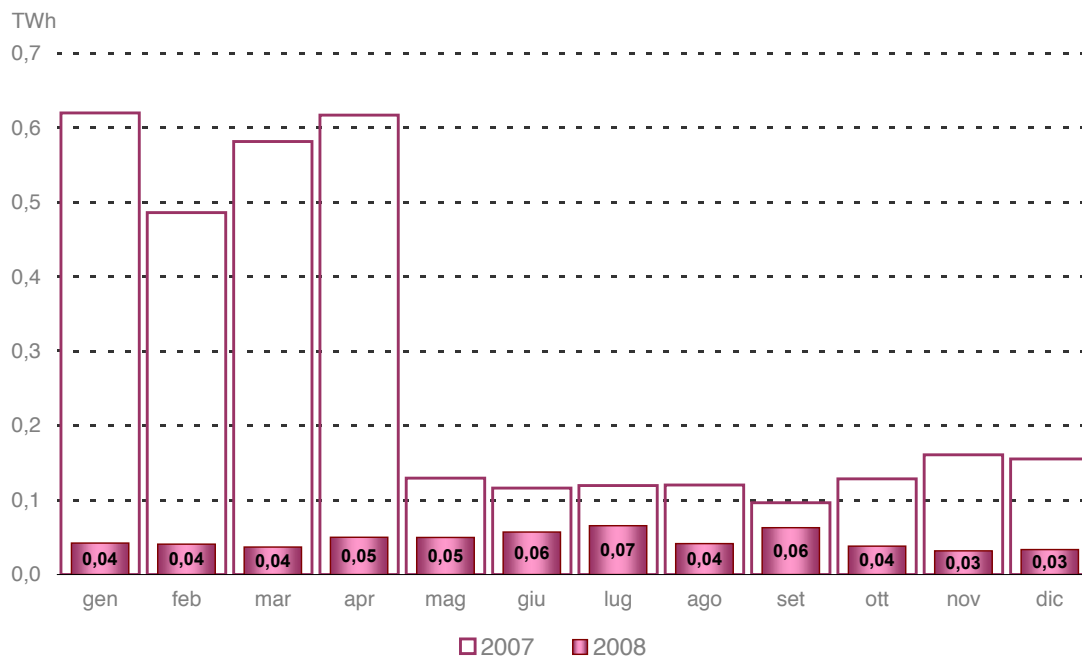
Tab.52

PAB - VOLUMI SCAMBIATI PER MACROZONA

MWh	2008				2007				Variazione
	Totale	Media	Struttura	% su MGP	Totale	Media	Struttura	% su MGP	%
MzNord	444.295	51	80,8%	0,2%	2.944.199	336	88,4%	1,6%	-85,0%
MzSud	105.372	12	19,2%	0,1%	309.235	35	9,3%	0,3%	-66,0%
MzSicilia	195	0	0,0%	0,0%	24.140	3	0,7%	0,1%	-99,2%
MzSardegna	-	-	-	0,0%	51.828	6	1,6%	0,4%	-
Totale	549.861	63	100,0%	0,2%	3.329.402	380	100,0%	1,0%	-83,5%

Fig.88

PAB - VOLUMI SCAMBIATI: MEDIA ORARIA



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
BEN	Bilancio Energetico Nazionale
BBL	Barile di Petrolio
BP	British Petroleum
CB	Certificati Bianchi
CE	Commissione Europea
CEGH	Central European Gas Hub
CER	Certified Emission Reduction
CV	Certificati Verdi
CC&G	Cassa di Compensazione e Garanzia
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CFD	Contratti per Differenza
CH	Clearing House
CIP6	Provvedimento 6/1992 Comitato Interministeriale Prezzi
DGERM	Direzione generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie (Ministero dello Sviluppo Economico)
ECC	European Commodity Clearing
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration
ETS	Emission Trading Scheme
EXAA	Energy Exchange Austria
ERGEG	European Regulators' Group for electricity and gas
ERIs	Electricity Regional Initiatives
ESCO	Energy Service COmpany (Società di Servizi Energetici)
ETSO	European Transmission System Operators
EUA	Emission Unit Allowance
EUROPEX	Association of European Power Exchanges
FMI	Fondo Monetario Internazionale
GME	Gestore del Mercato Elettrico
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GSE	Gestore del Sistema Elettrico
GRIs	Gas Regional Initiatives
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HHI	Hirschmann Herfindal Index
IAFR	Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili
IDEX	Italian Derivatives Energy Exchange
IEA	International Energy Agency
IOM	Indice di Operatore Marginale
IOR	Indice di Operatore Residuale
ITEC®	Italian Thermoelectric Cost
ITM	Indice di Tecnologia Marginale
IPEX	Italian Power Exchange
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto di Statistica

IZM	Indice di Zona Marginale
LCH	London Clearing House
MOL	Margine Operativo Lordo
MA	Mercato di Aggiustamento
MB	Mercato del Bilanciamento (indica MSD ex-post)
MCP	Market Clearing Price
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato del Servizio di Dispacciamento
MZ	Mercato Zonale
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MTE	Mercato Elettrico a Termine
MVA	Megavolt Ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
NBP	National Balancing Point
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OTC	Over The Counter
PAB	Pay as Bid
PAB	Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PEG	Point d'Echange de Gaz
PIL	Prodotto Interno Lordo
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PZ	Prezzo Zonale
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century
ROE	Return on Equity
ROI	Return on Investment
RO	Risultato Operativo
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TEP	Tonnellate Equivalenti Petrolio
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility
TW	Terawatt
TWh	Terawattora
UE	Unione Europea
UIC	Ufficio Italiano Cambi
UNEP	United Nations Environment Program
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia

Acquirente Unico (AU)

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

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Relativamente all'attività svolta dal GME, l'AEEG ha competenza tra l'altro per la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico e dei meccanismi di controllo del potere di mercato.

Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM)

Nota anche come Autorità Antitrust, è una "Autorità indipendente" istituita dalla legge n. 287 del 10/10/1990 ("Norme per la tutela della concorrenza e del mercato"). Essa ha anche competenze in materia di pubblicità ingannevole e di pubblicità comparativa, così come stabilito dal Titolo III, Capo II del d. lgs n. 206 del 06/09/2005, e in materia di conflitti di interesse, come stabilito dalla legge n. 215 del 20/07/2004.

Arbitraggio

Operazione finanziaria che consiste nell'acquistare beni o titoli sfruttando delle inefficienze del mercato al fine di ottenere un profitto certo. La funzione degli arbitraggisti è essenziale per assicurare un corretto funzionamento del meccanismo di formazione dei prezzi, visto che la loro presenza e operatività contribuisce a correggere eventuali disallineamenti dei corsi non appena essi emergono.

Balance of the Month (BoM)

Particolare tipologia contrattuale utilizzata nei mercati a termine di energia elettrica durante il periodo di consegna, relativamente ai contratti future mensili, che presenta una scadenza variabile, pari al numero di giorni residui di consegna.

Borsa Elettrica

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d. lgs. 79/99.

Cascading

Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte ad un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

Certificati Bianchi

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica

Certificati Verdi

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 24/10/2005 e ss.mm.ii., la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con *surplus* o *deficit* di produzione da fonti rinnovabili.

Churn Ratio

Indicatore, utilizzato per misurare il grado di liquidità degli *hub* del gas, calcolato come rapporto tra il volume di gas scambiato e quello consegnato.

CIP6

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

Clearing House

Organismo, presente nelle Borse valori, che garantisce il buon fine delle obbligazioni sottostanti alle transazioni concluse dagli operatori. Agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti che originariamente concludono un contratto.

Clean Development Mechanism (CDM)

E' uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

Coefficiente di variazione

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

Compliance cost

Consiste nel dispendio di tempo o di denaro necessario 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 derivato

Strumento finanziario il cui prezzo e la cui valutazione dipendono dal valore di un altro bene, definito strumento sottostante. Rientrano in questa categoria opzioni e *futures*.

Contratto differenziale

Si tratta di un contratto in cui due parti si scambiano flussi finanziari basati sul differenziale di un prezzo definito nel contratto stesso (*strike*) e quello che si verifica sul mercato sottostante a determinate scadenze e per quantitativi

prestabiliti. L'AU ha in portafoglio, con fini di copertura, dei contratti differenziali definiti a due vie. Analogo è il contratto differenziale detenuto dal GSE con riferimento ai quantitativi di energia ritirati da impianti 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 CIP6, da impianti che cedono energia tramite contratti bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'*import*.

Emission Trading Scheme (ETS)

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

Fonti energetiche rinnovabili

Rientrano in tale categoria il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Forward

Contratto di compravendita di un bene in cui le condizioni su prezzo e quantità sono fissate nel momento in cui il contratto viene stipulato, ma la cui esecuzione avverrà in una data futura prefissata. Si configura quindi come una vendita/acquisto a consegna differita.

Future

Contratto a termine che si differenzia dal *forward* per la standardizzazione che caratterizza le principali clausole contrattuali e per il fatto di essere scambiato su mercati organizzati.

Gas ad effetto serra

Cfr. Protocollo di Kyoto.

Gas naturale liquefatto (GNL)

Gas naturale che viene sottoposto a processo di liquefazione per consentirne il trasporto su navi metaniere. Per poter essere utilizzato a destinazione e riportato allo stato originario vengono usate delle infrastrutture appositamente costruite, denominate rigassificatori.

Gestore 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) e il Mercato a Termine Elettrico (MTE). 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 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI viene calcolato aggregando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, incluse quelle vendute tramite contratti bilaterali, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo: le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e assegnate all'operatore GSE.

Indice di operatore marginale (IOM)

E' un indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascuno di essi e per ciascuna macrozona in un certo periodo di tempo è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. Per ogni operatore marginale e ogni macrozona, viene quindi calcolato come rapporto tra la somma delle quantità vendute nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo nella macrozona (inclusi i contratti bilaterali) e la somma delle quantità totali vendute nella macrozona.

Indice di operatore residuale (IOR)

E' un indice relativo ai singoli operatori che offrono sul mercato e misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. E' definito, per ciascun operatore, come rapporto tra le quantità complessivamente offerte dai concorrenti e la quantità complessivamente venduta. L'indice assume valore < 1 in presenza di un operatore residuale e tanto più è prossimo allo 0 tanto maggiore è la quota della sua offerta che può essere venduta a prescindere dal prezzo di offerta. Lo IOR viene calcolato aggregando le quantità offerte dai singoli operatori, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali. Anche le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e sono assegnate all'operatore GSE. L'utilizzo della quantità accettata al denominatore consente di scontare l'effetto sulla domanda interna ad ogni zona dei transiti con le zone limitrofe. Vengono periodicamente pubblicati, per ogni macrozona: la percentuale di ore in cui c'è stato almeno un operatore necessario; la percentuale dell'energia venduta in condizioni di residualità sull'energia complessivamente venduta, pari alla media semplice delle quantità residuali orarie della macrozona (definite a loro volta come somma, su tutti gli operatori, della quantità offerta da ciascuno meno la quantità complessivamente offerta più la quantità complessivamente venduta); il numero di operatori necessari e la percentuale di ore per cui sono stati necessari.

Indice di tecnologia marginale (ITM)

Del tutto analogo allo IOM (cfr. Indice di operatore marginale). Prende in considerazione la tecnologia produttiva invece dell'operatore.

Italian Power Exchange (IPEX)

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

Limiti di Transito

Capacità massima di trasporto di energia tra una coppia di zone, espressa in MWh. I limiti di transito fanno parte delle informazioni preliminari comunicate giornalmente da Terna S.p.A. al GME e da questi pubblicate sul proprio sito. Tali limiti sono utilizzati dal GME nell'ambito della procedura che porta all'identificazione dei prezzi di equilibrio sul MGP e sul MA.

Liquidità

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (inclusendo i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

Macro zona

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. Dal 1 gennaio 2006 le macro zone 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). Dal 1 gennaio 2009 le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord e Monfalcone), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

Margine

Nelle operazioni che riguardano titoli o strumenti derivati, è la percentuale del controvalore dei titoli in posizione (acquistati o venduti) che deve essere mantenuta in contante o in attività finanziarie liquide dall'operatore di mercato, a garanzia delle possibili variazioni di valore dell'investimento.

Mark to Market

Procedimento di rivalutazione giornaliera di un portafoglio di contratti derivati sulla base dei prezzi espressi dal mercato, utilizzato nelle borse a termine per gestire i margini versati dagli operatori a garanzia delle posizioni assunte.

Market Clearing Price (MCP)

Prezzo di equilibrio. Per estensione identifica la regola di remunerazione delle offerte accettate sul MGP e sul MA sulla base del prezzo dell'offerta marginale.

Market coupling

Meccanismo di coordinamento tra mercati elettrici organizzati in diversi Stati nazionali finalizzato alla gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (scambi transfrontalieri). Si pone come obiettivo la massimizzazione dell'utilizzo della capacità di interconnessione secondo criteri di economicità (garanzia che i flussi di energia siano diretti dai mercati con prezzi minori, verso quelli con prezzi relativamente più elevati).

Market splitting

Meccanismo finalizzato alla gestione delle congestioni di rete del tutto analogo al Market coupling da cui si differenzia

per il fatto che le zone di mercato coinvolte sono gestite da un unico soggetto. E' il caso del mercato italiano gestito dal GME che ha una struttura zonale.

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 sui 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. Fino al 31 dicembre 2008 su MA le offerte potevano 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*).

Nomination

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

Offset

Procedura tipica dei mercati a termine che consente di chiudere una posizione prima della scadenza concludendo un contratto di segno opposto rispetto a quello originario. Tale meccanismo è reso possibile dalla standardizzazione dei contratti negoziati.

Opzione

Contratto che conferisce all'acquirente la facoltà di acquistare (*call option*) o vendere (*put option*) una certa attività finanziaria o reale a un prezzo prefissato (*strike*) a una certa data (*opzione europea*) o entro la stessa (*opzione americana*). Il diritto è rilasciato dal venditore (*writer*) all'acquirente (*buyer*) dietro il pagamento contestuale di un premio che rappresenta il prezzo dell'opzione.

Panamax

Navi caratterizzate dalla dimensione massima accettabile per il transito del Canale di Panama (274,3 m di lunghezza, 32,3 m di larghezza e 11,28 m di pescaggio). La definizione è utilizzata per identificare sia navi cisterna che portarinfuse e navi specializzate; la categoria delle Panamax ha una capacità di carico massimo compresa tra 50.000 e 80.000 tonnellate metriche.

Pay-as-Bid

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

Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)

La PAB è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004 al 31 dicembre 2008, 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 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

È il valore più elevato di potenza elettrica fornita o assorbita in un qualsiasi punto della rete in un determinato intervallo di tempo.

Prezzo di equilibrio

Genericamente identifica il prezzo dell'energia che si viene a formare sul MGP e sul MA in ogni ora in corrispondenza dell'intersezione delle curve di domanda e offerta, così da garantire la loro uguaglianza. Nel caso di separazione del mercato in 2 o più zone, sia su MGP che su MA, il prezzo di equilibrio può essere diverso in ciascuna zona di mercato (cfr. prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale può essere applicato a tutte le offerte di vendita, alle offerte

di acquisto riferite ad unità miste e alle offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al prezzo unico nazionale (PUN). Sul MA, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di acquisto e di vendita.

Prezzo 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

È un trattato internazionale in materia di ambiente, sottoscritto nella città giapponese da cui prende il nome l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) e il riscaldamento globale. È entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia. Il trattato prevede l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una drastica riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, precisamente metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoro di zolfo) in una misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni rispettivamente registrate nel 1990 (considerato come anno base), nel periodo 2008-2012. È anche previsto lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas.

Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

È 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)

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.

È la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29,99% del pacchetto azionario.

Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati bianchi

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04). I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Transmission System Operator (TSO)

Indica il soggetto cui è affidata la gestione della rete di trasmissione elettrica.

Unconstrained

Su MGP prezzo o quantità virtuali che si determinerebbero in assenza di vincoli di transito.

Unità di Emissione (UE)

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO₂, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'*Emission Trading Scheme*.

Zona

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

Bibliografia

- AEEG (2008), Relazione Annuale.
- British Petroleum (2008), Review of World Energy.
- Bundesnetzagentur (2008), *Monitoring Survey*.
- Commissione Europea - DG Competition (2007), Report on Energy Sector Inquiry, SEC(2006)1724 del 10 gennaio 2007, <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/>.
- Commissione Europea (2007), Piano di Interconnessione Prioritario, COM(2006) 846, del 10 gennaio 2007.
- Commissione Europea - DG for Energy and Transport (2008), Second Strategic Energy Review, novembre, http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008_11_ser2_en.htm.
- Commissione Europea (2008), "A European Economic Recovery Plan", COM(2008) 800 final.
- Cramton - Stoft (2007), "Why we need to stock with uniform price auctions in the electricity markets", *Electricity journal*, vol. 20 n.1.
- Cuddington J. - Jerrett D. (2008), "Super Cycles in Real Metals Prices?", IMF Staff papers, Vol. 55/4
- EurObserve'ER (2008), Photovoltaic Energy Barometer.
- EurObserve'ER (2009), 8th EurObserve'ER Report.
- EUROPEX - ETSO (2008), "Development and implementation of a coordinated model for regional and inter-regional congestion management", www.europex.org.
- Eydeland - Geman (1999), "Fundamentals of Electricity Derivatives", in *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*, ed. Risk Books.
- Fabra - Toro (2003), "The fall in British electricity prices: market rules, market structure or both?", <http://ideas.repec.org/p/wpa/wuwpio/0309001.html>.
- Fabra - Von der Fehr-Harbord (2002), "Modelling electricity auctions", *The electricity journal*, 2002/02.
- Federico - Rahman (2001), "Bidding in electricity pay as bid auction", working paper 2001 W5, Nuffield College, Oxford.
- Fondo Monetario Internazionale (2008), World Economic Outlook, ottobre.
- Fondo Monetario Internazionale (2009), World Economic Outlook Update: Global Economic Slump Challenges Policies, gennaio.
- ERGEG (2008), Status Review on the Design of Security of Gas Supply Schemes and Solidarity Mechanism between Member States, novembre.
- GME (2004), "Uniform purchase price algorithm", www.mercatoelettrico.org.
- GME (2006), I Mercati per l'Ambiente del GME, ottobre.
- GME (2007), Vademecum della Piattaforma dei Conti Energia a Termine, ottobre.
- Green R. (1999), "Draining the pool: the reform of electricity trading in England and Wales", *Energy Policy*, vol. 27 n. 9.
- International Energy Agency (2008), Energy Efficiency Indicators for Public Electricity Production from Fossil Fuels, luglio.
- International Energy Agency (2008), Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency.
- International Energy Agency (2008), Development of a Competitive Gas Trading in Continental Europe, maggio.
- International Energy Agency (2008), World Energy Outlook.
- International Energy Agency (2009), Monthly Natural Gas Survey.
- International Energy Agency (2009), Oil Market Report.
- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (2008), Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2006.
- Kahn - Cramton - Porter - Tabors (2001), "Pricing in the California Power Exchange electricity market: should California Switch from uniform pricing to pay as bid pricing?", Economics Department, University of Maryland working paper.
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2005), Piano Nazionale d'Assegnazione per il periodo 2005-2007.
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2008), Piano Nazionale d'Assegnazione per il periodo 2008-2012.

Ministero dello Sviluppo Economico – DERM (2007), Rapporto annuale UNMIG Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia.

Ministero dello Sviluppo Economico – DERM (2000-2007), Bilanci Energetici Nazionali.

Nomisma Energia (2009), Il Mercato dei Bilaterali per il 2009, febbraio.

Ofgem (2008), Energy Supply Probe.

Paris (2008), "Quattro anni di borsa elettrica. Un fiume tranquillo, ma...", L'energia elettrica, settembre-ottobre 2008.

REN21 (2008), Renewables Global Status Report 2007.

Terna (2008), Rapporti mensili sul sistema elettrico.

Terna (2008), Dati statistici.

Unione Petrolifera (2008), Preconsuntivo Petrolifero 2008, dicembre.

Unione Petrolifera (2009), Data Book, gennaio.

United Nation Environment Program (2009), Annual report 2008, gennaio.

Wilson R. (2001), "Architecture of power markets", Stanford University.

Wolfram K. (1999), "Electricity markets: should the rest of the world adopt the UK reforms?", Regulation, 1999, 22.

A cura del Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 92
00197 Roma
tel: 06.8012.1
fax: 06.8012.4524
e-mail: info@mercatoelettrico.org
www.mercatoelettrico.org

Stampato su carta ecologica Fedrigoni Symbol Freelifa Satin

RELAZIONE ANNUALE 2008

RELAZIONE ANNUALE 2008



Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92

00197 Roma

Tel: 06.8012.1

fax: 06.8012.4524

www.mercatoelettrico.org