



RELAZIONE
ANNUALE
2010



PREFAZIONE

La nuova strategia energetica tracciata dalla Commissione europea per un'energia sostenibile, concorrenziale e sicura, ha individuato le priorità energetiche per il prossimo decennio e delineato le azioni da adottare per superare, tra l'altro, gli ostacoli per la realizzazione di un mercato dell'energia caratterizzato da prezzi competitivi e forniture sicure. Con uno sguardo rivolto al futuro prossimo, che vedrà mercati e infrastrutture energetici paneuropei integrati, la Relazione Annuale del GME, giunta alla sua quinta edizione, si propone di offrire un quadro, ampio e dettagliato, dell'evoluzione dei mercati energetici nazionali nel corso di un anno, il 2010, che ha visto realizzarsi i primi effetti della riforma del mercato elettrico, in attuazione delle disposizioni della legge n. 2/09, i primi scambi sul Mercato a pronti del Gas, oltre che alcuni fondamentali passi verso l'integrazione del mercato elettrico italiano nel più ampio contesto europeo, attraverso l'avvio del progetto pilota del *market coupling* sulla frontiera italo-slovena nonché con l'adesione del GME, insieme alle principali borse elettriche europee, all'ambizioso progetto *Price Coupling of Regions*. Nel 2010 il GME, in linea con le diverse Istituzioni di riferimento, ha tradotto in atti concreti gli impegni assunti in conformità alle disposizioni normative e regolatorie, nazionali e sovranazionali, nell'intento di contribuire all'evoluzione della struttura e del funzionamento dei mercati energetici ed ambientali, gestiti dalla Società, verso assetti ancora più maturi e adeguati ad accogliere le sfide poste dall'Europa. In questo contesto, sulla scia dei riconoscimenti ricevuti in relazione alle precedenti edizioni, il GME ha voluto rinnovare l'impegno nella realizzazione di questa pubblicazione, che intende, in un'ottica di continuità, rappresentare uno strumento di analisi dei risultati fin ora conseguiti, con il contributo di tutti i soggetti interessati, così da affrontare, con sempre maggiore consapevolezza, gli impegni futuri alla luce degli sviluppi di più vasta portata che si attendono nel sistema energetico europeo e nei suoi mercati. Le sfide che attendono il settore dell'energia richiedono una sempre maggiore conoscenza dei mercati. La nostra ambizione è che anche questa pubblicazione possa contribuire, unitamente all'impegno quotidiano della Società, a diffondere una "cultura dell'energia", che risulta sempre più necessaria per il raggiungimento degli importanti obiettivi delineati per i prossimi anni.

Presidente



Alfonso Maria Rossi Brigante

Amministratore Delegato



Massimo Guarini

PREFAZIONE	p.	III
INTRODUZIONE.....	p.	3
A. LA SOCIETA'	p.	7
1. Il Gestore dei Mercati Energetici	p.	8
1.1 Governance	p.	8
1.2 I compiti istituzionali	p.	10
1.2.1 Gestione dei mercati	p.	10
1.2.2 Monitoraggio del mercato elettrico	p.	12
1.3 Corrispettivi, clienti e volumi	p.	12
2. Le attività internazionali	p.	14
3. I nuovi progetti	p.	16
3.1 Il coupling Italia - Slovenia	p.	16
3.2 Il Price coupling of Regions	p.	17
3.3 L'integrazione MI-MSD	p.	26
4. I risultati economici	p.	27
B. IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI	p.	31
1. I mercati elettrici	p.	32
1.1 L'organizzazione del mercato elettrico in Italia	p.	32
1.2 Il mercato a pronti (MPE)	p.	35
1.3 La Piattaforma Conti Energia (PCE)	p.	37
1.4 Il MTE e la CDE	p.	38
2. I mercati ambientali	p.	39
2.1 Il mercato dei Certificati Verdi (MCV)	p.	39
2.2 Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	p.	40
2.3 Il mercato delle Unità di Emissione (EUA)	p.	42
3. I mercati del gas	p.	43
4. Il sistema dei pagamenti e delle garanzie	p.	45
C. L'ANDAMENTO DEI MERCATI	p.	49
1. Il contesto	p.	50
1.1 Lo scenario internazionale	p.	50
1.1.1 I consumi di energia primaria	p.	52
1.1.2 Il mercato del petrolio	p.	53
1.1.3 Il mercato del carbone	p.	55
1.1.4 Il mercato del gas naturale	p.	56
1.2 Il settore energetico nazionale	p.	58
1.2.1 Il bilancio energetico nazionale	p.	58
1.2.2 Il sistema gas	p.	64
1.2.3 Il sistema elettrico	p.	69
2. I mercati elettrici	p.	72
2.1 La partecipazione al mercato	p.	73
2.2 Mercato del Giorno Prima (MGP)	p.	77
2.2.1 Il prezzo di acquisto unico nazionale	p.	77
2.2.2 I prezzi zonal di vendita (PZ)	p.	81
2.2.3 Domanda e offerta	p.	85
2.2.3.1 Domanda	p.	85
2.2.3.2 Offerta	p.	88
2.2.3.3 Vendite per fonti e tecnologie	p.	92
2.2.3.4 Performance per tecnologia	p.	96

INDICE

RELAZIONE

ANNUALE

2010



2.2.4	Configurazioni zonal	p.	98
2.2.5	Concentrazione e potere di mercato	p.	101
2.3	Mercato Infragiornaliero (MI)	p.	110
2.3.1	Prezzi	p.	110
2.3.2	Volumi	p.	112
2.4	Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)	p.	114
2.4.1	MSD EX-ANTE	p.	114
2.5	Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE)	p.	118
2.6	Mercati a termine: MTE e CDE	p.	123
2.6.1	Andamento delle contrattazioni su MTE	p.	123
2.6.2	Evoluzione del sistema di garanzia su MTE	p.	131
2.6.3	La CDE	p.	132
2.7	Confronti internazionali	p.	133
3.	I mercati dell'ambiente	p.	139
3.1	Mercato dei Certificati Verdi (MCV)	p.	139
3.2	Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	p.	145
3.3	Unità di Emissione (EUA)	p.	149
3.4	L'evoluzione delle politiche ambientali: confronto internazionale	p.	150
4.	I mercati del gas	p.	152
ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI			p. 156
GLOSSARIO			p. 159
BIBLIOGRAFIA			p. 169
ALLEGATO CD ROM - APPENDICE STATISTICA			

Indice dei box

BOX I - I progetti di coupling europei a confronto	p.	21
BOX II - Il nuovo decreto di incentivazione delle rinnovabili	p.	144

Indice delle tabelle

A. LA SOCIETA'			
1. Il Gestore dei mercati energetici			
Tab.A.1.1	Corrispettivi di partecipazione ai mercati del GME - Anno 2010	p.	13
Tab.A.1.2	Dati di sintesi mercati GME	p.	13
4. I risultati economici			
Tab.A.4.1	Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2009-2010)	p.	27
Tab.A.4.2	Principali indicatori del GME (anni 2009-2010)	p.	27
Tab.A.4.3	Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2009-2010)	p.	27
Tab.A.4.4	Consistenza del personale dipendente	p.	28
B. IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI			
1. I mercati elettrici			

Tab.B.1.1	Tempistiche dei mercati elettrici a pronti	p.	37
2. I mercati ambientali			
Tab.B.2.1	Target annuali nazionali di risparmio energetico	p.	41
C. L'ANDAMENTO DEI MERCATI			
1. Il contesto			
Tab.C.1.1	Tasso di crescita del PIL	p.	51
Tab.C.1.2	Consumi di energia primaria (Mtep)	p.	52
Tab.C.1.3	Consumi interni di energia elettrica (Mtep)	p.	53
Tab.C.1.4	Prezzi trimestrali e annuali del Brent (\$/bbl)	p.	54
Tab.C.1.5	Volatilità trimestrale del Brent	p.	54
Tab.C.1.6	Prezzi e variazioni dei prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t)	p.	56
Tab.C.1.7	Bilancio energetico nazionale (anni 2000 e 2005-2009)	p.	59
Tab.C.1.8	Usi finali di energia per fonti e settori d'uso (Mtep)	p.	61
Tab.C.1.9	Consumi primari di energia in alcuni paesi europei (anni 2000 e 2007-2009)	p.	63
Tab.C.1.10	Consumi, import e capacità di stoccaggio per i paesi europei (anno 2009)	p.	64
Tab.C.1.11	Bilancio gas Snam Rete Gas	p.	66
Tab.C.1.12	Bilancio energetico elettrico Terna	p.	71
Tab.C.1.13	NTC, potenza efficiente e picco di domanda	p.	71
Tab.C.1.14	Confronti internazionali – anno 2008	p.	71
2. I mercati elettrici			
Tab.C.2.1	La partecipazione al mercato	p.	73
Tab.C.2.2	Volumi scambiati sui mercati del GME (TWh)	p.	75
Tab.C.2.3	Composizione della domanda sul MGP	p.	76
Tab.C.2.4	Composizione dell'offerta sul MGP	p.	76
Tab.C.2.5	Pun medio annuale per gruppi di ore (€/MWh)	p.	77
Tab.C.2.6	Variazioni del Pun e delle sue determinanti	p.	80
Tab.C.2.7	Prezzi zonal medi annui (€/MWh)	p.	81
Tab.C.2.8	Prezzi zonal medi per gruppi di ore (€/MWh)	p.	81
Tab.C.2.9	Percentuale di determinazione del prezzo per zona e anno (IZM)	p.	82
Tab.C.2.10	Volatilità dei prezzi zonal medi annui	p.	83
Tab.C.2.11	Volatilità dei prezzi zonal medi annui per gruppi di ore	p.	83
Tab.C.2.12	Differenze di prezzo zonale tra zone geografiche e poli di produzione	p.	85
Tab.C.2.13	Domanda su MGP e totale energia richiesta in rete (TWh)	p.	86
Tab.C.2.14	Volumi acquistati sul MGP (TWh)	p.	86
Tab.C.2.15	Elasticità della domanda	p.	87
Tab.C.2.16	Volumi offerti annui sul MGP (TWh)	p.	88
Tab.C.2.17	Volumi venduti annui sul MGP (TWh)	p.	88
Tab.C.2.18	Volumi rigettati annui sul MGP (TWh)	p.	89
Tab.C.2.19	Volumi venduti a prezzo 0 sul MGP	p.	89
Tab.C.2.20	Indici di performance per anno e tecnologia	p.	96
Tab.C.2.21	Indici di performance per anno e zona per il ciclo combinato	p.	97
Tab.C.2.22	Gestione dei transiti	p.	100
Tab.C.2.23	Quote di vendite annuali zonal su MGP	p.	102

Tab.C.2.24	Indice di operatore marginale per zona su cui si fissa il prezzo.....	p. 105
Tab.C.2.25	CR3 relativo ai diversi mercati.....	p. 109
Tab.C.2.26	Prezzo di acquisto (€/MWh).....	p. 110
Tab.C.2.27	Prezzi zionali (€/MWh): sintesi annuale.....	p. 111
Tab.C.2.28	Volumi venduti.....	p. 112
Tab.C.2.29	Volumi acquistati.....	p. 113
Tab.C.2.30	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire.....	p. 115
Tab.C.2.31	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere.....	p. 115
Tab.C.2.32	Transazioni registrate per tipologia e posizione netta.....	p. 119
Tab.C.2.33	Programmi registrati in immissione ed in prelievo.....	p. 120
Tab.C.2.34	Contratti registrati per durata del contratto (%).....	p. 122
Tab.C.2.35	Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna (%).....	p. 122
Tab.C.2.36	Contratti registrati per tipologia di conti movimentati (%).....	p. 122
Tab.C.2.37	Volumi di negoziazione di elettricità in Italia nel 2010 (dati in TWh).....	p. 123
Tab.C.2.38	Andamento degli scambi su MTE.....	p. 124
Tab.C.2.39	Andamento degli scambi su MTE per mese di negoziazione.....	p. 125
Tab.C.2.40	MTE: evoluzione dei volumi scambiati e delle posizioni aperte sui contratti annuali (consegna 2011).....	p. 126
Tab.C.2.41	Volumi di contrattazione su IDEX per tipologia contrattuale (dati in MWh).....	p. 126
Tab.C.2.42	Andamento dei prezzi su MTE per i contratti baseload.....	p. 127
Tab.C.2.43	Andamento dei prezzi su MTE per i contratti peakload.....	p. 128
Tab.C.2.44	Correlazione tra i prezzi su MTE e IDEX (periodo agosto-dicembre 2010).....	p. 130
Tab.C.2.45	Parametro α in vigore dal 9/4/2010 su MTE.....	p. 131
Tab.C.2.46	Registrazioni su CDE derivanti dall'esercizio dell'opzione di consegna fisica su IDEX.....	p. 132
Tab.C.2.47	Volumi annuali sui principali mercati spot europei (TWh).....	p. 135
Tab.C.2.48	Volumi annuali sui principali mercati a termine europei (TWh).....	p. 135
Tab.C.2.49	Prezzi spot medi annuali sulle principali borse elettriche europee (€/MWh).....	p. 136
Tab.C.2.50	Prezzi spot medi per gruppi di ore sulle principali borse europee (€/MWh).....	p. 137
3. I mercati dell'ambiente		
Tab.C.3.1	Scambi MCV – 2010.....	p. 139
Tab.C.3.2	CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo nel 2010 (€/MWh).....	p. 140
Tab.C.3.3	Volumi e prezzi per tipologia dei TEE (2010).....	p. 145
Tab.C.3.4	Mtep/a relativi all'obbligo di risparmio energetico per i Distributori di Energia elettrica e Gas.....	p. 147
4. I mercati del gas		
Tab.C.4.1	Bilancio gas Snam Rete Gas (mln di mc).....	p. 152
Tab.C.4.2	Partecipazione ai mercati gas del GME.....	p. 152
Tab.C.4.3	Volumi di gas scambiati sugli hub europei.....	p. 155
Box I I progetti di coupling europei a confronto		
Tab.I.1	I progetti europei di coupling.....	p. 24

Indice delle figure

A.	LA SOCIETA'	
1.	Il Gestore dei mercati energetici	
Fig. A.1.1	Organigramma del GME.....p.	9
Fig. A.1.2	Mercati gestiti dal GME.....p.	10
3.	I nuovi progetti	
Fig.A.3.1	Funzionamento del market coupling tra Italia e Slovenia.....p.	17
Fig.A.3.2	L'integrazione tra MI e MSD.....p.	26
B.	IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI	
1.	I mercati elettrici	
Fig.B.1.1	Lo schema di rete del mercato elettrico.....p.	34
C.	L'ANDAMENTO DEI MERCATI	
1.	Il contesto	
Fig.C.1.1	Evoluzione del tasso di crescita del PIL.....p.	50
Fig.C.1.2	Prezzi giornalieri del Brent Dated (\$/barile).....p.	53
Fig.C.1.3	Prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t).....p.	55
Fig.C.1.4	WTI vs HH: prezzi spot giornalieri (\$/MMBtu).....p.	57
Fig.C.1.5	Consumi finali di energia pro capite e PIL (2000-2009).....p.	60
Fig.C.1.6	Dipendenza energetica di alcuni paesi europei (2000-2009).....p.	62
Fig.C.1.7	Andamento dell'intensità energetica primaria in alcuni paesi europei (tep/Mil pps).....p.	62
Fig.C.1.8	Domanda italiana disaggregata per settore.....p.	65
Fig.C.1.9	Stoccaggio italiano (mln di mc).....p.	67
Fig.C.1.10	Import italiano per punto di entrata (mln di mc).....p.	67
Fig.C.1.11	Prezzo PSV, QE e Gas Release 2007 (€/MWh).....p.	68
Fig.C.1.12	Prezzi, Volumi e Transazioni al PSV.....p.	68
Fig.C.1.13	Consumi finali per comparto e PIL.....p.	70
2.	I mercati elettrici	
Fig.C.2.1	Liquidità del MGP.....p.	75
Fig.C.2.2	Andamento mensile della liquidità del MGP.....p.	76
Fig.C.2.3	Pun medio mensile (€/MWh).....p.	78
Fig.C.2.4	Stima del Pun attraverso il modello econometrico del GME.....p.	78
Fig.C.2.5	Andamento mensile dello spark spread negli anni (€/MWh).....p.	79
Fig.C.2.6	Andamento mensile del Pun e delle sue determinanti (€/MWh).....p.	80
Fig.C.2.7	Variabili strutturali rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sardegna.....p.	83
Fig.C.2.8	Variabili strutturali rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sicilia.....p.	84
Fig.C.2.9	Andamento mensile degli acquisti sul MGP.....p.	86
Fig.C.2.10	Volumi medi mensili per zona.....p.	90
Fig.C.2.11	Vendite per tecnologia e fonte.....p.	92
Fig.C.2.12	Vendite per tecnologia e fonte per zona.....p.	93
Fig.C.2.13	Vendite medie mensili per fonte e zona*.....p.	94
Fig.C.2.14	Indici di performance per il ciclo combinato nel 2010 e per zona.....p.	97
Fig.C.2.15	Curva di durata dello spark spread dei CCGT per anno e zona.....p.	97
Fig.C.2.16	Curva di durata del tasso di successo dei CCGT per anno e zona.....p.	98
Fig.C.2.17	Numero medio di zone di mercato.....p.	98

Fig.C.2.18	Frequenza di non separazione	p.	99
Fig.C.2.19	Configurazioni di mercato più frequenti.....	p.	99
Fig.C.2.20	Rendita da congestione nazionale annuale per transito.....	p.	100
Fig.C.2.21	HHI annuali relativi alle vendite su MGP	p.	103
Fig.C.2.22	HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite su MGP	p.	103
Fig.C.2.23	Frequenza con cui almeno un operatore è stato necessario.....	p.	104
Fig.C.2.24	Quota di vendite in assenza di concorrenza.....	p.	104
Fig.C.2.25	Quota di vendite in assenza di concorrenza per gruppi di ore.....	p.	105
Fig.C.2.26	Indice di operatore marginale del primo operatore per gruppi di ore.....	p.	106
Fig.C.2.27	Indice di operatore marginale per zona da cui si fissa il prezzo	p.	106
Fig.C.2.28	Indice di operatore marginale mensile per operatore	p.	107
Fig.C.2.29	Indice di tecnologia marginale.....	p.	107
Fig.C.2.30	Indice di tecnologia marginale per gruppi di ore	p.	108
Fig.C.2.31	HHI relativo agli acquisti su MGP.....	p.	108
Fig.C.2.32	Prezzo di acquisto: evoluzione annuale.....	p.	111
Fig.C.2.33	Prezzi zonali su MA	p.	112
Fig.C.2.34	Volumi scambiati su MA	p.	113
Fig.C.2.35	Vendite e acquisti per tipologia di impianto.....	p.	113
Fig.C.2.36	Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria	p.	114
Fig.C.2.37	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire	p.	115
Fig.C.2.38	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere	p.	116
Fig.C.2.39	Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto	p.	116
Fig.C.2.40	Saldo acquisti/vendite di Terna su MSD ex ante per tipologia di impianto. Media oraria.....	p.	117
Fig.C.2.41	Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo	p.	117
Fig.C.2.42	Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo	p.	118
Fig.C.2.43	Transazioni registrate, posizione netta e turnover.....	p.	119
Fig.C.2.44	Programmi fisici registrati.....	p.	120
Fig.C.2.45	Sbilanciamenti a programma.....	p.	121
Fig.C.2.46	Struttura delle transazioni registrate per tipologia di contratto.....	p.	121
Fig.C.2.47	Curva forward di MTE al 28 dicembre 2009.....	p.	128
Fig.C.2.48	Curva forward di MTE al 28 dicembre 2010.....	p.	129
Fig.C.2.49	Evoluzione dei prezzi di controllo (front month, front quarter e front year) su MTE nel 2010.....	p.	129
Fig.C.2.50	Curva forward MTE al 28 dicembre e IDEX al 27 dicembre 2010.....	p.	130
Fig.C.2.51	Confronto tra i prezzi mensili a pronti (PUN) e a termine (MTE)	p.	131
Fig.C.2.52	Andamento dei volumi spot e a termine in Europa (TWh)	p.	133
Fig.C.2.53	Volumi scambiati sui mercati a termine delle principali borse europee (TWh)	p.	134
Fig.C.2.54	Volumi scambiati sui mercati spot delle principali borse europee (TWh)	p.	134
Fig.C.2.55	Andamento storico del prezzo di settlement del prodotto annuale nel suo ultimo giorno di quotazione (€/MWh)	p.	136
Fig.C.2.56	Andamento storico del prezzo spot sulle principali borse elettriche europee (€/MWh).....	p.	136
Fig.C.2.57	Andamento mensile dei prezzi sulle principali borse europee (€/MWh).....	p.	137
Fig.C.2.58	Andamento del prezzo di settlement del prodotto annuale 2011 nell'ultimo giorno di quotazione di ciascun mese del 2010 (€/MWh).....	p.	138

3. I mercati dell'ambiente

Fig.C.3.1	Numero transazioni per tipologia (2010).....p.	139
Fig.C.3.2	Prezzi medi ponderati sui volumi per tipologia (2010).....p.	140
Fig.C.3.3	Numero CV scambiati sul mercato organizzato dal GME.....p.	141
Fig.C.3.4	Prezzo di riferimento dei CV GSE.....p.	142
Fig.C.3.5	CV emessi e CV annullatip.	143
Fig.C.3.6	N. Operatori MTEE.....p.	145
Fig.C.3.7	Prezzi TEE sul mercato GME - sessioni Gennaio-Dicembre 2010.....p.	146
Fig.C.3.8	Volumi MTEE e OTC (GME).....p.	147
Fig.C.3.9	Prezzi TEE sul mercato organizzato marzo 2006 - dicembre 2010p.	148
Fig.C.3.10	Prezzi settimanali EUAs su Nord Pool, EEX, ECX (2010)p.	149

4. I mercati del gas

Fig.C.4.1	Scambi su Comparto Royalties.....p.	153
Fig.C.4.2	Gas Naturale: confronto prezzip.	154
Fig.C.4.3	Gas Naturale: confronto volumi.....p.	154
Fig.C.4.4	Prezzi agli hub europei.....p.	155
Fig.C.4.5	Volumi di gas scambiati sugli hub europeip.	155

Box I I progetti di coupling europei a confronto

Fig.I.1	Xborder capacity allocation.....p.	22
---------	------------------------------------	----

INTRODUZIONE

Il 2010, pur in un quadro di persistente incertezza, ha evidenziato i primi segnali di ripresa dalla profonda crisi economica dispiegatasi nel corso del 2009.

Dopo un biennio di recessione, l'inversione di tendenza mostrata dal PIL, in aumento dell'1,3%, segnala una rinnovata propensione alla crescita dell'economia nazionale, in grado di restituire impulsi al consumo di energia del nostro paese. Ne sono testimonianza il lento recupero della richiesta di elettricità, risalita a 330,5 TWh (+1,4%), e quello più sostenuto del consumo di gas, pari a 83 miliardi di mc (+6,4%), entrambi comunque ancora allineati ai valori più bassi dell'ultimo quinquennio.

Questo fenomeno non ha tuttavia rallentato il processo di progressivo potenziamento del parco di generazione elettrica, che ha raggiunto nel 2010 i 107 GW di capacità produttiva (+5,4%), rafforzando una condizione di *overcapacity* ormai strutturale. Questa ha agito da calmiera sui prezzi all'ingrosso dell'elettricità, contenendo l'impatto dei forti rincari sperimentati dalle quotazioni petrolifere - seconde in livello al solo dato del 2008 (Brent: +36% in €/bbl) - e inducendo il conseguente tracollo dello *spark spread*, al minimo storico di 3,6 €/MWh (-77%).

L'eccesso di offerta e l'aumento della concorrenza che ne è conseguito, soprattutto nelle ore di più alta domanda, hanno mantenuto il Pun attorno ai 64 €/MWh - valore tra i più bassi dall'avvio della borsa - favorendone una graduale convergenza ai principali riferimenti europei. Il prezzo del mercato italiano, pur riflettendo un parco produttivo caratterizzato da un *fuel mix* più costoso, ha ridotto infatti la sua distanza dalle più importanti quotazioni elettriche internazionali (19 €/MWh, -20%), rafforzando i segnali di una crescente integrazione con gli altri mercati europei. In questo panorama i nuovi investimenti in capacità di generazione e trasporto stanno anche producendo segnali promettenti di riduzione del divario storicamente osservato sui prezzi delle zone del paese: in particolare, in Sardegna la progressiva entrata in operatività del nuovo cavo di trasmissione (SAPEI) ha garantito un più frequente allineamento alle dinamiche di prezzo continentali, mentre in Sicilia l'entrata in esercizio di nuovi impianti a fonte rinnovabile e a ciclo combinato ha parzialmente spiazzato la più costosa produzione ad olio combustibile, preconditione necessaria per un più ampio allineamento dei prezzi a quelli delle zone limitrofe.

Nel settore del gas la più intensa ripresa della domanda, trainata dai consumi industriali e domestici, e l'escalation delle quotazioni petrolifere hanno guidato al rialzo i prezzi del gas per tutto il 2010. Tutti i riferimenti di prezzo italiani hanno denotato andamenti crescenti, riflettendo una tendenza in atto su tutti i mercati europei, rispetto ai quali tuttavia si confermano moderatamente più costosi (circa +6 €/MWh). In questo contesto, nel corso del 2010, il GME ha proseguito nelle attività di implementazione del progetto di riforma del mercato elettrico, avviato dalla Società durante il 2009 in attuazione delle disposizioni della legge 2/09, con l'introduzione di novità importanti sui mercati a termine; sul fronte dei mercati a pronti si è assistito, invece, ad un consolidamento delle tendenze in atto negli ultimi anni.

Sotto il primo profilo, le novità introdotte dalla legge di riassetto del mercato sul MTE, segnatamente il cambiamento del sistema delle garanzie e l'introduzione dei prodotti trimestrali ed annuali, hanno promosso una crescita apprezzabile delle contrattazioni, arrivate a superare i 6 TWh¹. Questo valore, ancora ridotto in assoluto, appare in linea con i volumi raccolti da altri mercati a termine europei nelle proprie fasi di avvio e suscettibile

1 Il dato fa riferimento ai volumi negoziati su MTE nel 2010 indipendentemente dal periodo di consegna.

di ulteriori sviluppi nel 2011. Positivo anche il riscontro fornito dalle quotazioni che, nonostante la liquidità ancora esigua degli scambi, hanno espresso indicazioni conformi a quanto osservato sul sottostante nonché sul mercato finanziario gestito da Borsa Italiana, delineando peraltro andamenti omogenei a quelli rilevati sugli altri mercati internazionali. A questo dato si affiancano le performances confortanti della PCE, che nel corso del 2010 ha mostrato un vigoroso aumento delle transazioni registrate a 236 TWh (+34%²), a fronte di una posizione netta complessiva cresciuta a 154 TWh, e una progressiva standardizzazione dei prodotti scambiati su di essa, a segnalare un più massiccio utilizzo della piattaforma e una sua maturazione quale strumento di supporto per il trading sui mercati OTC a termine.

Per quanto attiene i mercati a pronti, la sostituzione del MA con le due sessioni del giorno prima del MI ha prodotto un aumento apprezzabile di liquidità e di operatori, con volumi cresciuti del 22% e attestatisi a 15 TWh. Al pari di quanto osservato sui mercati a termine, la maggiore flessibilità offerta dalle due sessioni giornaliere, introdotte con il recepimento della legge 2/09, sembra aver incontrato l'interesse degli operatori, in un contesto in cui l'incerto andamento della domanda ha imposto una crescente necessità di aggiustamento delle posizioni commerciali assunte alla chiusura di MGP. La tendenza appare peraltro rafforzata in questa prima fase del 2011, in cui il MI si è arricchito di due ulteriori sessioni ad asta, nell'ottica di favorire l'integrazione funzionale con il MSD, come previsto dal D.M. del 29 aprile 2009.

In controtendenza appaiono solo le dinamiche seguite dal MGP che, unico tra i mercati dell'energia gestiti dal GME, ha visto i suoi volumi decrescere ulteriormente, confermando la flessione del 2009. Tuttavia, a fronte della mutata strategia d'approvvigionamento perseguita nel corso degli ultimi anni dall'Acquirente Unico, sempre più indirizzato a soddisfare la sua domanda attraverso contrattazioni a termine, il dato complessivo ha evidenziato una sostanziale tenuta del mercato, confermata dall'aumento al massimo storico degli operatori attivi (134, +18) e dalla ripresa degli scambi effettuati in borsa dagli operatori non istituzionali (110 TWh, + 5 TWh).

La vera novità del 2010, tuttavia, è rappresentata dall'ingresso del GME nel mercato del gas con l'avvio operativo prima della P-Gas, piattaforma articolata nei due comparti "Import" ed "Aliquote", poi del Mercato a pronti del gas, in virtù dei quali la ragione sociale del GME è stata cambiata da "Gestore del Mercato Elettrico" a "Gestore dei Mercati Energetici". Lo sviluppo di una borsa del gas rappresenta un'opportunità fondamentale per il perseguimento degli obiettivi di concorrenzialità, trasparenza dei prezzi e accesso al sistema, in un settore in cui ancora oggi il processo di liberalizzazione risulta ancora più immaturo di quello realizzato nel settore elettrico. L'avvio di mercati organizzati del gas con prodotti standardizzati e opportune garanzie finanziarie dovrebbe garantire benefici all'intero settore, stimolando la crescita della liquidità e della partecipazione, attraverso la definizione di un prezzo pubblico determinato sulla base delle leggi della domanda e dell'offerta. Come già evidente in alcuni mercati nord - europei e sui più sviluppati mercati americani, tale prospettiva potrebbe portare tra l'altro al disaccoppiamento delle quotazioni del gas da quelle del greggio - a cui le prime sono indicizzate nei contratti di fornitura di lungo termine - promuovendo un contenimento dei prezzi e un conseguente aumento dell'efficienza del sistema. Vantaggi, in tal senso, si riscontrerebbero indirettamente anche nel settore elettrico, nel cui parco di generazione la produzione a gas ha assunto un peso decisamente rilevante. Nel corso del 2010 i mercati gestiti dal GME hanno potuto raccogliere una liquidità ancora modesta, in ragione delle peculiarità dei contratti scambiati, per quanto riguarda la P-Gas, e dell'operatività ancora troppo breve per il Mercato a pronti. Tuttavia essi potranno esibire i primi risultati apprezzabili nel 2011, sulla scorta di quanto già in parte mostrato nel primo trimestre del nuovo anno e del prossimo avvio della piattaforma di bilanciamento gestita dal GME, secondo quanto disposto dalla Delibera Arg/elt 45/11 dell'AEEG.

Relativamente ai mercati dell'ambiente, le diverse piattaforme europee hanno segnato una battuta d'arresto delle contrattazioni delle EUAs, condizionata dalla temporanea interruzione delle attività di alcune borse, disposta in conseguenza di andamenti anomali delle negoziazioni, e dalla chiusura di numerosi Registri nazionali di scambio, imposta dalla Commissione Europea a seguito del furto di titoli di emissione. Va rilevato che anche il GME ha

2 Il dato fa riferimento alle transazioni registrate su PCE indipendentemente dal periodo di consegna e al netto dei volumi contrattati su MTE e CDE.

sospeso, a partire dal 1 dicembre 2010, le contrattazioni sul mercato delle Unità di emissione in considerazione degli andamenti anomali delle negoziazioni rilevati nelle ultime sessioni di mercato ed, in particolare, di presunti comportamenti irregolari o illeciti. In merito agli altri mercati del GME, riscontri positivi sono invece pervenuti dal MCV e dai TEE, in ulteriore aumento sia nel numero delle società iscritte che nel volume degli scambi³, a conferma di un apprezzamento crescente espresso negli anni dagli operatori.

In ambito internazionale, infine, il 2010 ha registrato ulteriori passi in avanti nel processo di realizzazione di un mercato unico europeo dell'energia, auspicato dal Terzo Pacchetto e finalizzato al conseguimento di una maggiore efficienza dei settori energetici, di prezzi competitivi e di più elevati standard di servizio. L'integrazione dei mercati locali sta procedendo su due livelli: uno europeo, atto alla predisposizione del *framework* regolatorio necessario alla transizione verso un mercato unico e concorrenziale, l'altro regionale, dedicato all'implementazione di progetti operativi di integrazione dei mercati nazionali che favoriscano il superamento degli ostacoli che limitano gli scambi e la concorrenza. Seguendo questo approccio, nel corso degli ultimi due anni sono state da un lato poste le basi per la costituzione dell'*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), insediatasi ufficialmente a marzo del 2011 con l'obiettivo di coordinare e garantire l'armonizzazione delle funzioni di regolazione svolte dalle Autorità nazionali, dall'altro rese operative diverse iniziative di *market coupling*, la risposta del settore elettrico alle richieste di integrazione avanzate dalla legislazione europea.

In tale contesto, il GME ha reso operativo il progetto di *market coupling* sulla frontiera italo-slovena, congiuntamente avviato dal 2008 dalle borse elettriche e dai gestori di rete dei due paesi, con il sostegno istituzionale del Ministero dello Sviluppo Economico italiano e del Ministero dell'Economia sloveno, oltre che delle rispettive Autorità di regolazione nazionali. L'adozione del meccanismo di *coupling*, operativo di fatto dal 31 dicembre 2010, sta garantendo un uso efficiente della capacità di interconnessione, determinandone l'allocazione congiuntamente alla risoluzione dei rispettivi mercati elettrici, realizzata con un algoritmo di *matching* comune. In avanzato stato di sviluppo appare anche il *Price Coupling of Regions* (PCR), il progetto di integrazione dei mercati, supportato da Europex e promosso dalle più importanti borse elettriche europee, a cui il GME partecipa, in conformità a quanto disposto dalla Direttiva 2009/72/CE. Lo scopo del PCR è la creazione di un mercato unico europeo che possa superare la dimensione regionale delle iniziative di *coupling* già avviate, nel rispetto delle specificità istituzionali, regolatorie e, per quanto possibile, tecniche di ciascun paese o di ciascuna regione. Nel corso del 2010, le attività dei gruppi di lavoro si sono concentrate prevalentemente sull'individuazione dei requisiti funzionali del futuro algoritmo unico, sulla base dei quali nel marzo del 2011 è stato selezionato l'algoritmo da utilizzare come *starting point* per l'implementazione del prototipo PCR.

3 L'aumento registrato sul MCV fa riferimento al dato al netto delle sessioni straordinarie dedicate al GSE che hanno interessato l'anno 2009.



SEZIONE

A

LA SOCIETA'

1.	Il Gestore dei Mercati Energetici	p.	8
1.1	Governance	p.	8
1.2	I compiti istituzionali	p.	10
1.2.1	Gestione dei mercati	p.	10
1.2.2	Monitoraggio del mercato elettrico	p.	12
1.3	Corrispettivi, clienti e volumi	p.	12
2.	Le attività internazionali	p.	14
3.	I nuovi progetti	p.	16
3.1	Il coupling Italia - Slovenia	p.	16
3.2	Il Price coupling of Regions	p.	17
3.3	L'integrazione MI-MSD	p.	26
4.	I risultati economici	p.	27



LA SOCIETA'

1. IL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI

1.1 Governance

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è una società per azioni pubblica. La società è interamente posseduta dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), la holding pubblica che sostiene lo sviluppo delle fonti rinnovabili con l'erogazione di incentivi per la produzione elettrica e promuove lo sviluppo sostenibile con campagne di sensibilizzazione sull'uso efficiente dell'energia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). Il GSE è capogruppo delle società controllate GME (Gestore dei Mercati Energetici), AU (Acquirente Unico), e RSE (Ricerca sul Sistema Energetico).

Acquirente Unico è la Società cui è affidato per legge il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica alle famiglie e alle piccole imprese, a condizioni di economicità, continuità, sicurezza ed efficienza del servizio.

RSE (Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.) sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema.

La società è stata costituita nel 2001 ai sensi dell'art.5 del d.lgs. 79/99 (c.d. "Decreto Bersani") nell'ambito del processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano, con la finalità di "garantire l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori assicurando la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza", nonché di realizzare e gestire il mercato dei certificati verdi. La sua area di attività si è progressivamente estesa ai mercati ambientali (titoli di efficienza energetica e quote di emissione di CO₂), nonché ai mercati del gas. In particolare l'assegnazione al GME della gestione del mercato del gas in esclusiva a partire dal 2010, ai sensi della legge n. 99/09, ha comportato il cambiamento di ragione sociale della società da "Gestore del Mercato Elettrico" in "Gestore dei Mercati Energetici". L'operatività del GME è regolata sotto diversi aspetti. In particolare, le regole di funzionamento del Mercato Elettrico, del Mercato dei CV, del Mercato del Gas e della piattaforma bilaterale P-GAS sono definite dal GME e approvate dal Ministero dello Sviluppo Economico, sentito il parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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

Le regole per la registrazione delle transazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica così come le regole di funzionamento della Piattaforma Conti Energia, sono definite dal GME previa approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con riferimento, invece, alle regole di funzionamento del Mercato delle Unità di Emissione, istituito dal GME nell'ambito delle disposizioni poste dalla Direttiva 2003/87/CE, la Società predispose le modifiche e le integrazioni al Regolamento approvate con deliberazione del proprio Consiglio di Amministrazione, le quali entrano in vigore con la relativa pubblicazione sul sito internet della Società.

Infine l'operatività sui mercati elettrici è soggetta ad attività di vigilanza e monitoraggio da parte dell'AEEG, ai sensi del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (delibera ARG/elt 115/08).

L'organo amministrativo della Società è rappresentato dal Consiglio di Amministrazione composto attualmente da cinque membri, nominati, con delibera dell'Assemblea dell'Azionista, per la durata di tre esercizi. Al Consiglio di Amministrazione compete in via esclusiva la gestione della società; gli Amministratori in carica compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale della società.

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

- *Presidente*, il quale detiene la rappresentanza legale nei confronti di terzi e in giudizio. Il medesimo detiene la firma sociale della Società, ne cura la vita e ne promuove lo sviluppo secondo le disposizioni statutarie, gli indirizzi dell'assemblea e le determinazioni del Consiglio di Amministrazione. Al Presidente sono state attribuite deleghe operative con delibera dell'Assemblea dell'azionista.


- *Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione*, il quale, in caso di assenza o impedimento del Presidente, ha per Statuto la rappresentanza legale della Società e la firma sociale. La firma del Vice Presidente fa fede di fronte ai terzi dell'assenza e/o dell'impedimento del Presidente.

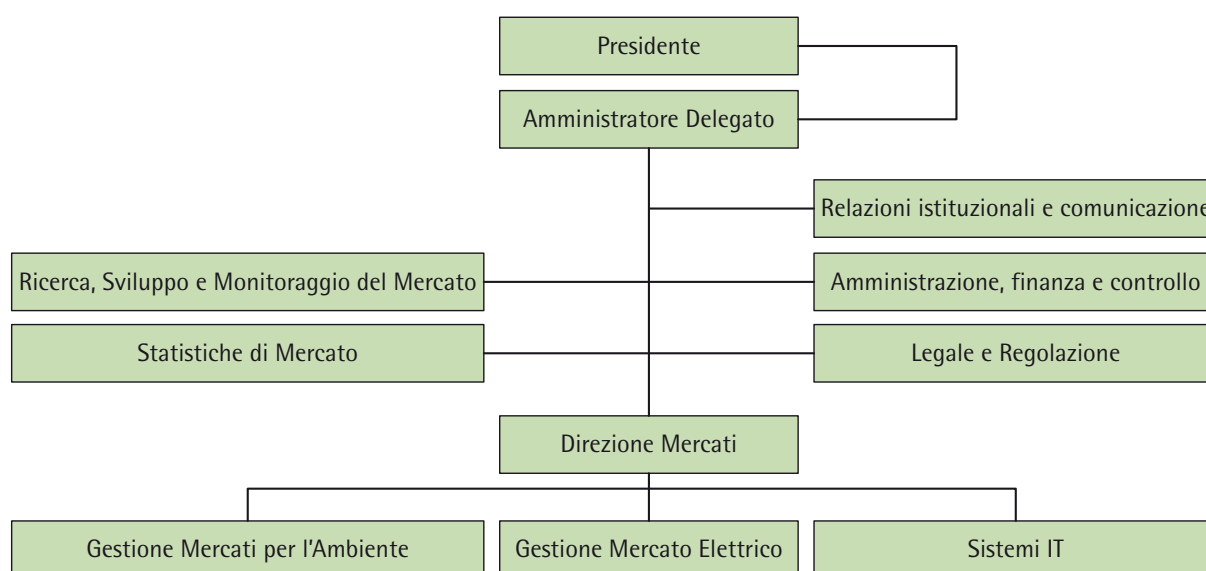
- *Amministratore Delegato*, il quale, oltre ai poteri di rappresentanza legale della Società previsti per Statuto, è investito, ai sensi di specifica deliberazione consiliare, di tutti i poteri di gestione per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto, ovvero diversamente attribuiti in base alla medesima deliberazione. L'Amministratore Delegato cura che l'assetto organizzativo e contabile sia adeguato alla natura e alle dimensioni della società e riferisce al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale almeno ogni tre mesi sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo per le loro dimensioni o caratteristiche effettuate dalla società.

Completano il quadro degli organi societari del GME:

- Il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza ed il Collegio dei Probiviri.

La società consta di circa 90 dipendenti, organizzati su nove unità, secondo lo schema riportato in Fig A.1.1.

Organigramma del GME  Fig A.1.1



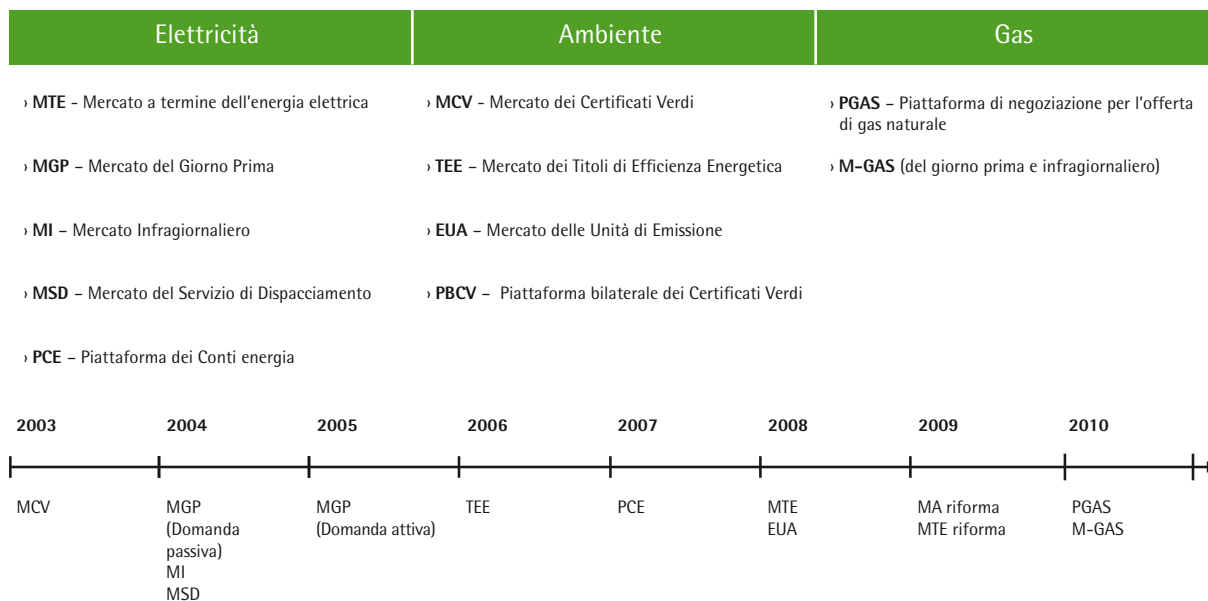
1.2 I compiti istituzionali

1.2.1 Gestione dei mercati

Il GME è attivo in tre aree principali: mercati dell'energia, mercati dell'ambiente, mercati del gas. Su tutti i mercati del GME vengono scambiati prodotti con consegna fisica e il GME opera come controparte centrale (ad eccezione delle piattaforme bilaterali PCE, PBCV, P-GAS e del Mercato TEE).



Fig A.1.2 Mercati gestiti dal GME



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

- **Mercato a Pronti dell'energia elettrica (MPE).** Avviato il 1/4/2004 in attuazione dell'articolo 5 del d.lgs. 79/99 ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 e parzialmente ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009, è un mercato articolato in tre sottomercati:
 - **Mercato del Giorno Prima (MGP),** dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo.
 - **Mercato Infragiornaliero (MI),** dove i produttori, i grossisti e i clienti finali possono modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP. Il mercato è organizzato su due sessioni organizzate nel giorno d-1 a valle del MGP (MI1 e MI2) che hanno sostituito il preesistente Mercato di Aggiustamento a far data dal 31/10/2009, e due sessioni infragiornaliere (MI3 e MI4) organizzate nel giorno d introdotte a far data dal 1/1/2011.
 - **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD),** sul quale Terna S.p.A si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. Si articola in una sessione ex ante finalizzata all'acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e di riserva, nonché in una fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte a fini di bilanciamento (MB). A loro volta, il MSD ex ante si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2 e MSD3) e il MB, in 5 sessioni.
- **Piattaforma dei Conti Energia (PCE).** Affidata al GME ai sensi della Delibera AEEG n. 111/06 e ss.mm.ii., ed avviata il 1/4/2007, è la piattaforma per la registrazione di contratti a termine di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del MPE e in particolare sul MTE o su base bilaterale (c.d. *over the counter* o *OTC*).
- **Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE).** Avviato il 1/11/2008 ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 17 settembre 2008 e ridisegnato a partire dal 1/11/2009 ai sensi della legge 02/2009 ed in attuazione del D.M. 29 aprile 2009, è un mercato organizzato dove gli operatori possono vendere e acquistare

contratti a termine sull'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.

- **Consegna Derivati Energia (CDE).** A partire dal 26/11/2009, in attuazione del D.M. 29 aprile 2009, il GME gestisce una piattaforma che consente agli operatori del mercato elettrico di liquidare per consegna fisica, mediante la loro registrazione sulla PCE, i contratti conclusi su IDEX, il mercato dei derivati elettrici, gestito da Borsa Italiana SpA.

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

- **Mercato dei Certificati Verdi (MCV).** Avviato nel marzo del 2003 ai sensi dell'articolo 6 del d.m. 11/11/99 (definitivamente abrogato con D.M. 18 dicembre 2008), è finalizzato allo scambio di certificati attestanti la generazione di energia da fonti rinnovabili, allo scopo di consentire il rispetto degli obblighi di immissione/importazione di energia da fonti rinnovabili previsti dal d.lgs. 79/99.
- **Piattaforma Bilaterale dei Certificati Verdi (PBCV).** E' una nuova funzionalità del MCV introdotta nel 2007 e finalizzata alla registrazione degli scambi bilaterali di certificati verdi tra operatori. In attuazione del D.M. 18 dicembre 2008 è stato successivamente introdotto l'obbligo di indicazione di prezzo di scambio di tali certificati.
- **Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).** Avviato nel marzo del 2006, è finalizzato allo scambio dei cosiddetti "certificati bianchi" che attestano la realizzazione di interventi volti alla riduzione dei consumi energetici, allo scopo di consentire ai soggetti obbligati il rispetto dei vincoli di risparmio energetico previsti dai dd.mm. 20/07/04 come successivamente modificati. Funzionale allo svolgimento delle attività del mercato dei TEE è il Registro dei titoli di efficienza energetica.
- **Registro dei Titoli di Efficienza Energetica (Registro TEE).** Avviato nel 2006, è finalizzato ad assegnare ad ogni operatore iscritto un conto proprietà personale, una sorta di "portafoglio elettronico" ove viene registrato il numero totale dei TEE in possesso di ciascun operatore. Le funzionalità del Registro consentono agli operatori di conoscere, in tempo reale, lo stato del proprio portafoglio dei TEE e di inserire direttamente le singole transazioni di TEE concluse bilateralmente al di fuori del contesto di Mercato. Il GME ha assunto la gestione del Registro, predisponendo il relativo Regolamento, ai sensi della Delibera EEN n. 5/08 dell'AEEG recante "Approvazione del Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica di cui all'articolo 4, comma 1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG) del 28 dicembre 2007, n. 345/07 e all'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 dicembre 2007".
- **Mercato delle Unità di Emissione (EUA).** Avviato nell'aprile del 2007 nell'ambito della Direttiva europea 2003/87/CE che istituisce un sistema di *Emission Trading* in Europa, è finalizzato allo scambio dei cosiddetti "certificati neri", rappresentativi della quantità di emissioni di CO2 consentite nell'ambito di una serie di attività economiche espressamente regolate (es. energetiche), ed allocati attraverso i Piani Nazionali di Allocazione.

Per quanto concerne il settore gas, infine, la legge 99 del 23 luglio 2009 che mira a favorire l'introduzione e lo sviluppo di meccanismi di mercato lungo i principali punti della filiera, ha assegnato al GME la gestione dei mercati del gas, che si articolano in:

- **Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale (P-GAS).** Tale piattaforma è stata avviata il 10/5/2010 e rappresenta il luogo in cui sia i soggetti che importano gas prodotto da paesi non appartenenti all'Unione Europea, sia i titolari delle concessioni di coltivazione di giacimenti di gas naturale sul territorio nazionale, sono tenuti ad adempiere agli obblighi di offerta e/o cessione di quote gas previsti dall'art. 11 della legge 40/07. A tal fine la P-GAS si articola nei due comparti "*Import*" e "*Aliquote*": nel comparto *Import* sono offerte le quote di gas di cui all'art. 11, comma 2, della Legge 40/07, nonché liberamente altre quote offerte da soggetti diversi da quelli

assoggettati agli obblighi di legge; nel comparto *Aliquote* sono invece offerte le quote di gas dovute allo Stato di cui all'art. 11, comma 1, della Legge 40/07.

- **Mercato a pronti del gas (M-GAS).** A partire dal 10/12/2010 il GME ha lanciato un mercato a pronti organizzato in: mercato del giorno prima - le cui contrattazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua e quelle di negoziazione ad asta, in successione tra loro - e mercato infra-giornaliero le cui contrattazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua.

1.2.2 Monitoraggio del mercato elettrico

Fin dall'avvio delle contrattazioni sul mercato elettrico nell'aprile 2004, il GME ha svolto numerose attività strumentali all'esercizio delle funzioni di monitoraggio da parte dei soggetti istituzionalmente preposti secondo le diverse competenze, in particolare l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), la Direzione Generale della Concorrenza dell'UE (DG COMP) e soprattutto l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG). In particolare il GME collabora alle attività di monitoraggio dell'AEEG secondo i termini e le modalità previste nella delibera ARG/elt 115/08 dell'AEEG recante il Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato (di seguito: TIMM), successivamente modificata ed integrata dalle delibere ARG/elt 60/09 ed ARG/elt 50/10. Ai sensi della TIMM il GME:

- realizza e gestisce un apposito datawarehouse che integra i dati del mercato elettrico con quelli quotati sui principali mercati spot dell'energia europei e sui diversi mercati a termine dell'energia (fisici e finanziari, regolati e OTC), rendendolo accessibile all'AEEG mediante un apposito strumento di business intelligence (articolo 3);
- realizza appositi indicatori di monitoraggio e sviluppa vere e proprie simulazioni di mercato di tipo what-if finalizzate a valutare l'effetto sul mercato di politiche di offerta alternative da parte degli operatori secondo le indicazioni fornite dall'AEEG (articoli 4 e 5);
- raccoglie presso gli operatori dati riservati relativi ai contratti a termine sul prezzo dell'energia e alla capacità di generazione nella loro disponibilità (articolo 8);
- si dota di un'apposita "unità di monitoraggio", i cui costi sono riconosciuti dall'AEEG (articoli 3 e 9).

Tutto ciò consente di realizzare un monitoraggio integrato dei mercati dell'energia quanto mai necessario in vista della crescente interazione dei mercati europei, dei mercati dell'elettricità e del gas, dei mercati fisici e finanziari, dei mercati spot e a termine.

Il GME ha adempiuto alle previsioni del TIMM realizzando il suddetto DWH, rendendolo accessibile all'AEEG mediante un apposito portale di monitoraggio che consente di visualizzare report predefiniti e di sviluppare analisi ad hoc e predisponendo una reportistica periodica dedicata all'AEEG relativa ai diversi mercati gestiti dal GME. Inoltre il GME ha anche realizzato un'apposita Piattaforma Dati Esterni (PDE) dedicata alla raccolta dei contratti a termine degli operatori e ne ha completato una fase di test con gli operatori, garantendone l'entrata in operatività dal 1/1/2010 come previsto.

1.3 Corrispettivi, clienti e volumi

La partecipazione ai mercati gestiti dal GME è soggetta a corrispettivi strutturati secondo lo schema riportato nella successiva Tab.A.1.1.

Ancor oggi il MPE rappresenta il mercato prevalente sia in termini di fatturato passante (92,2%), sia infine di volume di corrispettivi (54,4%). Merita tuttavia rilevare come i mercati ambientali, che raccolgono un fatturato sensibilmente inferiore (4,7%), contribuiscono in maniera apprezzabile in termini di corrispettivi raccolti (8,9%) (Tab.A.1.2).

Corrispettivi di partecipazione ai mercati del GME – Anno 2010 

Mercato	Corrispettivi di partecipazione
MPE	<p>Fisso una tantum (€): 7.500 Fisso annuo (€): 10.000 Variabile (€/MWh):</p> <p>-una franchigia iniziale sui primi 0,02 TWh di energia elettrica negoziati mensilmente; -un corrispettivo pari a 0,04 €/MWh per i quantitativi eccedenti la soglia di 0,02 TWh fino ad un massimo di 1 TWh; -un corrispettivo pari a 0,03 €/MWh per i quantitativi eccedenti la soglia di 1 TWh fino ad un massimo di 10 TWh; -un corrispettivo pari a 0,02 €/MWh per i quantitativi eccedenti i 10 TWh.</p>
PCE	<p>Fisso annuo (€): 1.000 Variabile (€/MWh): 0,02</p>
MTE	Variabile (€/MWh): 0,01
CDE	Variabile (€/MWh): 0,045
MCV	<p>Variabile (€/MWh):</p> <p>- per i primi 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): € 0,06 per certificato; - oltre i 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): € 0,03 per certificato</p>
PBCV	<p>Variabile (€/MWh):</p> <p>- per i primi 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): € 0,06 per certificato; - oltre i 2.500 certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): € 0,03 per certificato</p>
TEE	<p>Fisso annuo (€): 300 Variabile (€/MWh): 0,2 per ciascun TEE scambiato</p>
CO2	Variabile (€/MWh): 0,0025 per ogni unità di emissione negoziata (pari ad 1 t/CO2)
P-GAS	Variabile (€/MWh): 0,0025 €/GJ
MPE Gas	<p>Fisso una tantum (€): 7.500 Fisso annuo (€): 10.000 Variabile (€/MWh): 0,01</p> <p>Note: Qualora l'operatore del mercato del GAS sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso.</p>

Dati di sintesi mercati GME 

Anno 2010	Volumi	Fatturato passante (migliaia di €)	Corrispettivi (migliaia di €)	Corrispettivi %
MERCATI ELETTRICI		16.402.670	31.351	89,7%
MPE	238,2 TWh	15.867.398	19.006	54,4%
MTE (*) e CDE	6,4 TWh	92.887	130	0,4%
PCE (**)	238,2 TWh	n/a	9.540	27,3%
Altre partite	n/a	442.385	2.675	7,7%
MERCATI AMBIENTALI		802.311	3.111	8,9%
MCV	2,6 Mln	217.670	1.558	4,5%
PBCV	22,8 Mln	n/a		0,0%
TEE - mercato organizzato	1,0 Mln	n/a	506	1,4%
TEE - bilaterali	2,1 Mln	n/a	843	2,4%
EUA	40,8 Mln	584.641	204	0,6%
MERCATI GAS		30	99	0,3%
P-GAS	2,1 TWh	n/a	39	0,1%
M-GAS	- TWh	30	60	0,2%
Altri ricavi a margine	n/a	n/a	373	1,1%
Totale		17.205.011	34.934	100,0%

(*) volumi negoziati su MTE

(**) transazioni registrate su PCE

2. LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

La creazione di un vero mercato interno dell'energia è un obiettivo prioritario dell'Unione europea (UE), la cui progressiva realizzazione in tutta la Comunità è in atto dal 1999, con lo scopo di "offrire a tutti i consumatori dell'Unione europea, privati o imprese, una reale libertà di scelta, creare nuove opportunità commerciali e intensificare gli scambi transfrontalieri, in modo da conseguire una maggiore efficienza, prezzi competitivi e più elevati livelli di servizio, contribuendo anche alla sicurezza degli approvvigionamenti ed allo sviluppo sostenibile". Così dispone il primo "considerando" della Dir. 72/2009/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e della Dir. 73/2009/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, parti integranti del Terzo pacchetto energia. Ma, di fatto, come si sta sviluppando il processo di integrazione dei mercati energetici? Il Terzo pacchetto energia ha dato piena legittimità a quanto, già a partire dalla primavera del 2006 si stava verificando in Europa, ovvero una integrazione dei mercati che si sta cercando di realizzare a due livelli: uno europeo e uno regionale. I due approcci, *top-down* e *bottom-up*, stanno procedendo in modo complementare; mentre, da un lato, i provvedimenti europei forniscono la struttura legislativa necessaria per la realizzazione di una reale transizione verso un unico e concorrenziale mercato europeo dell'energia, dall'altro le iniziative regionali stanno fornendo quel supporto operativo atto a sviluppare e implementare soluzioni pratiche, a livello di mercato, al fine di rendere l'obiettivo politico una realtà.

Le iniziative regionali si basano su una cooperazione volontaria tra gli *stakeholders*, guidata dai Regolatori, con lo scopo di identificare e trovare soluzioni per il superamento, a livello regionale, di specifiche barriere che ostacolano lo scambio delle *commodity* e la concorrenza (come la mancanza di trasparenza e dispositivi di mercato incompatibili). Il GME partecipa 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.

In questo contesto, il GME agisce anche attraverso EUROPEX² e, in tale veste, predispone risposte alle consultazioni avanzate in sede europea (con particolare riferimento alla *transparency* e al *congestion management*) al fine di coadiuvare la definizione di un *target model* per i mercati energetici.

Il GME è infatti tra i soci fondatori di EUROPEX, tra i cui obiettivi principali vi è il sostegno al processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia, attraverso la promozione del ruolo delle borse dell'energia nel processo di integrazione dei mercati, individuate quali strumenti strategici attraverso cui aumentare la concorrenza e incrementare la trasparenza del meccanismo di formazione dei prezzi.

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

- gruppo di lavoro sui mercati elettrici (*Power Market Working Group – PMWG*) che si occupa delle questioni inerenti alla struttura e al funzionamento dei mercati elettrici spot, di bilanciamento, a termine, nonché delle modalità di gestione delle congestioni e dei sistemi di garanzia;
- gruppo di lavoro sui mercati ambientali (*Environmental Market Working Group – EMWG*) che si occupa delle questioni riguardanti la struttura e lo sviluppo dei mercati in cui vengono negoziati certificati verdi, titoli di efficienza energetica e unità di emissione. Nel 2009 sono state analizzate anche le proposte di regolamentazione dell'Unione europea in materia di politiche ambientali e le misure adottate nei Paesi che non hanno scelto meccanismi di mercato per incentivare le fonti rinnovabili;
- gruppo di lavoro sui mercati del gas (*Gas Market Working Group – GMWG*) istituito nel 2009 con l'obiettivo di effettuare una ricognizione della struttura del settore del gas a livello continentale (quadro normativo esistente

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, in relazione al mercato elettrico, e nella regione South-South East, insieme ad Austria, Bulgaria, Repubblica Ceca, Grecia, Ungheria, Polonia, Romania, Slovacchia e Slovenia, in relazione al mercato del gas.

² Nel 2010 EUROPEX ha cambiato il suo acronimo da Association of European Power Exchanges a Association of European Energy Exchanges per meglio evidenziare il ruolo degli exchanges in relazione all'energia elettrica, il gas naturale e l'ambiente.

ed evoluzioni previste, condizione dei gestori di rete, condizione degli stoccaggi, apertura dei mercati al dettaglio, liquidità degli hub esistenti e ruolo, attuale e futuro, delle borse del gas) e definire una posizione condivisa all'interno dell'associazione su argomenti strategici per lo sviluppo di mercati efficienti.

3. I NUOVI PROGETTI

3.1 Il Coupling Italia - Slovenia

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

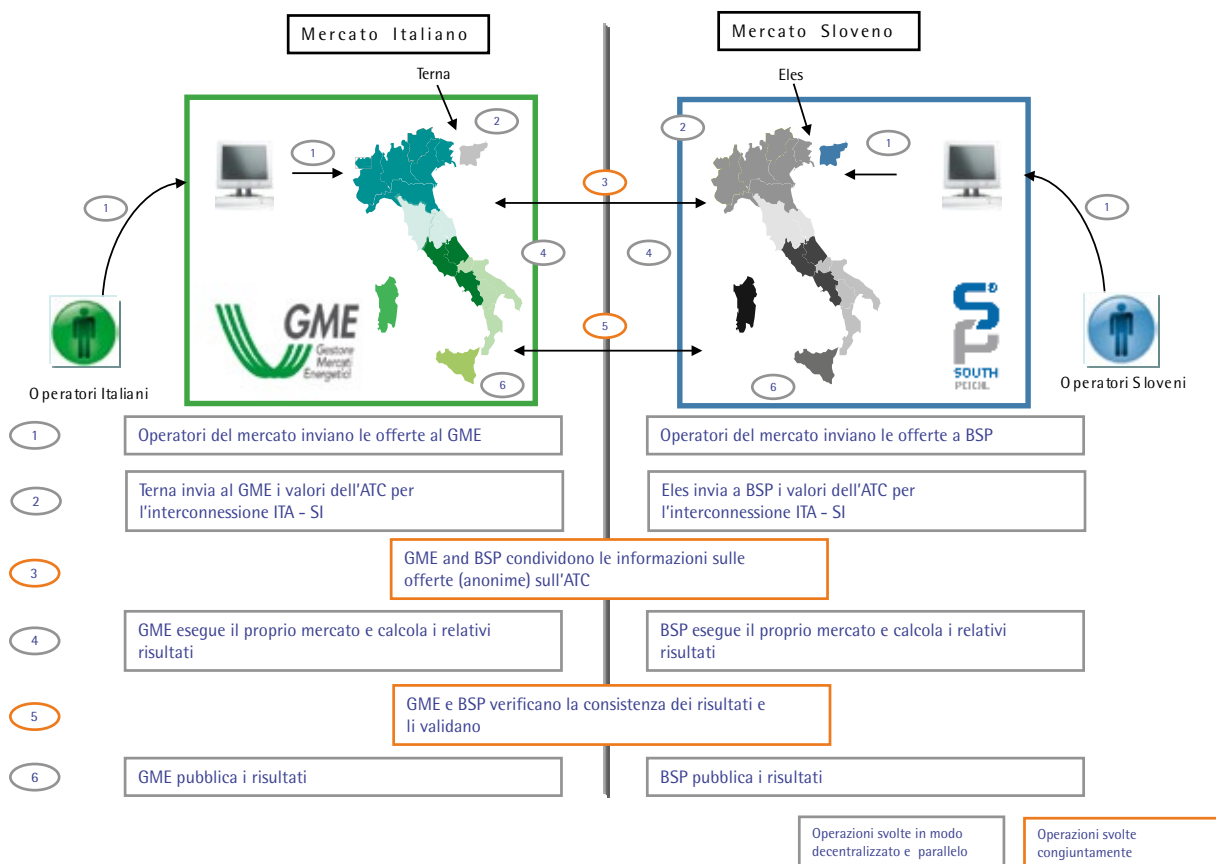
L'iniziativa, avviata nel 2008 da GME, Borzen (Market Operator in Slovenia) e BSP, ha ricevuto il sostegno istituzionale del Ministero dello Sviluppo Economico italiano e del Ministero dell'Economia sloveno, oltre che delle rispettive Autorità di regolazione nazionali (AEEG e AGEN-RS).

Considerando la vigente normativa europea, il progetto è conforme e dà sostegno alle disposizioni previste nel Regolamento (CE) n. 714/2009 e, in particolare, all'art. 12, il quale stabilisce che tra gli Stati Membri dovrà essere promossa "...l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per assegnazioni a breve termine ...". Segnatamente, le aste implicite, integrando l'allocazione della capacità di interconnessione con l'esecuzione dei mercati dell'energia, garantiscono un uso sempre efficiente della capacità stessa, poiché definiscono un transito che va sempre dalla zona di mercato a prezzo più basso alla zona di mercato a prezzo più alto.

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

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

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



Per avere maggiori informazioni sul modello del *decentralized price coupling* si rinvia al documento pubblicato sul sito internet del GME: www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MC_Modello.aspx

3.2 Il Price Coupling of Regions

Il PCR (*Price Coupling of Regions*) è il progetto supportato da EUROPEX¹ per l'integrazione dei mercati regionali e nazionali europei in vista del mercato unico europeo, basato su un price coupling continentale ed un approccio decentralizzato. Il progetto è promosso dalle sei maggiori borse elettriche europee (EPEX, OMEL, Nord Pool Spot, GME, APX-Endex e Belpex), che insieme coprono aree il cui consumo di energia elettrica ammonta a circa 2.860 TWh, pari all'80% del consumo europeo annuo e che gestiscono i mercati spot più liquidi in Europa, con volumi scambiati che si attestano oltre i 1.000 TWh/anno. Il progetto ha peraltro già raccolto l'interesse di alcune borse operanti nell'Europa dell'Est (Polonia, Ungheria, Repubblica ceca, Slovenia, Romania), che già cooperano tecnicamente in varie forme con le suddette sei borse e la cui integrazione nel progetto non dovrebbe quindi aggiungere complessità tecniche o regolatorie ulteriori.

Lo scopo del progetto è contribuire alla creazione di un mercato unico europeo, superando la dimensione regionale delle iniziative di *coupling* finora avviate. La filosofia del progetto è di raggiungere questo scopo non sostituendo ma coordinando le diverse iniziative regionali, nel rispetto delle specificità nazionali/regionali e nella libertà di ogni regione di aderire in maniera indipendente.

¹ European Association of Energy Exchanges.

Il PCR si basa proprio sulla decentralizzazione, permettendo ad ogni Paese di mantenere i propri assetti istituzionali, determinati sulla base della legge/regolazione nazionale o dagli accordi contrattuali con il proprio gestore di rete, senza che tali differenze influiscano sulle procedure operative, sulle responsabilità derivanti dal coupling e sulla competenza dei Regolatori.

L'approccio decentralizzato del PCR si basa su tre pilastri:

- un solo algoritmo condiviso da tutte le borse coinvolte, che incorpori tutte le proprietà degli algoritmi attualmente in uso presso le stesse;
- una gestione operativa decentrata, dalla raccolta delle offerte alla pubblicazione degli esiti;
- una governance decentrata, coerente coi i principi della Governance Europea sanciti dall'AHAG².

L'algoritmo unico

Coerentemente con quanto definito nel *target model* dal PCG, il PCR adotta un meccanismo di *price coupling*³: ciò comporta che tutte le borse partecipanti al progetto adottano un algoritmo comune, che calcola prezzi e flussi per ciascuna *bidding area* sulla base dei dati di mercato raccolti dalle borse e delle capacità di trasmissione transfrontaliere indicate dai gestori di rete. Rispetto ad altri progetti di coupling già operanti come il CWE, tuttavia, l'estensione geografica del PCR comporta la necessità di coordinare mercati che presentano algoritmi differenti in termini, per esempio, di prodotti utilizzati, formato delle offerte, vincoli alla selezione delle offerte. Poiché tali differenze riflettono non solo specifiche scelte commerciali delle diverse borse, ma anche vincoli provenienti dal regolatore nazionale o dal TSO di riferimento, la scelta del PCR è di creare un algoritmo unico non eliminando le differenze in favore di un market design standardizzato, ma di integrare le caratteristiche di tutti i mercati entro i limiti della fattibilità tecnica. Lo sviluppo del progetto in questa direzione è già molto avanzato:

- nell'agosto del 2010 i fondatori originari del progetto (EPEX, NPS e OMEL) hanno dimostrato la possibilità tecnica di implementare in un'unica soluzione algoritmica le caratteristiche dei propri mercati simulando gli esiti di ciascun mercato mediante le offerte del mercato stesso e gli algoritmi degli altri (cosiddetta *Proof of Concept*);
- nel dicembre 2010, a seguito dell'ampliamento del progetto a 6 partecipanti, le borse hanno identificato collettivamente le caratteristiche e i requisiti funzionali del futuro algoritmo unico (cosiddetti *Requirements*);
- nel marzo 2011, le borse hanno selezionato uno tra gli algoritmi attualmente usati, sulla base dei requisiti funzionali specificati, quale *Starting point* da utilizzare come base per lo sviluppo dell'algoritmo-prototipo PCR.

2 Lo scopo fondamentale del Mercato unico europeo, previsto per il 2015, è di offrire a tutti i consumatori della Comunità, privati o imprese, una reale libertà di scelta, creare nuove opportunità commerciali e intensificare gli scambi transfrontalieri, in modo da conseguire una maggiore efficienza nell'utilizzo delle interconnessioni, prezzi competitivi e più elevati livelli di servizio, contribuendo alla sicurezza degli approvvigionamenti ed allo sviluppo sostenibile. L'integrazione dei mercati nazionali in uno unico comporta necessariamente l'utilizzo delle interconnessioni transfrontaliere, la cui capacità di trasmissione è spesso scarsa (limiti di transito), non permettendo di assecondare i flussi che risulterebbero invece dalle transazioni commerciali. Il funzionamento dei mercati elettrici, dunque, e la loro efficienza, dipendono strettamente dai metodi con cui tale capacità è allocata e dai meccanismi di risoluzione delle congestioni nella rete (*Capacity Allocation and Congestion Management*). L'identificazione dei metodi più efficienti per il CACM, già contenuta nelle *Draft Framework Guidelines on CACM for Electricity* pubblicate dall'ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*) nel febbraio 2011, e riproposte in consultazione dall'ACER dall'aprile 2011 nella loro versione definitiva, è il frutto di un processo europeo, durato più di un decennio, che ha unito due diversi filoni d'azione. Uno dettato dalle istituzioni europee attraverso l'emanazione di 3 diversi "Pacchetti energia" - nel 1996, nel 2003 e nel 2009 - (*top-down process*) e uno sviluppatosi a livello regionale (*bottom-up process*) a seguito dell'avvio dei progetti *Electricity Regional Initiative* dell'ERGEG, sette iniziative regionali (*Baltic, Central-Est Europe, Central-West Europe, Northern, South-West Europe, France-UK-Ireland e Central South-Europe* nella quale è compresa l'Italia) create per facilitare l'integrazione locale dei mercati nazionali in vista del mercato unico, attraverso l'analisi di tematiche fondamentali quali *balancing, transparency e appunto congestion management*. Il coordinamento dei due filoni è stato garantito dai lavori del *Florence Forum (The Electricity Regulatory Forum)*, in particolare a seguito dell'istituzione nel 2008 di un tavolo para-istituzionale dedicato proprio al CACM, il PCG - *Project Coordination Group*: composto da rappresentanti della Commissione europea, dell'ERGEG e delle principali associazioni di *stakeholders* di settore, quali ETSO (ora ENTSO-E, associazione europea dei gestori di rete), EuroPEX, Eurelectric (associazione europea delle industrie elettriche) e EFET (federazione europea dei Traders di energia) -, cui è stato affidato il compito di sviluppare un modello concreto per l'armonizzazione del *congestion management* a livello interregionale prima e pan-europeo poi, in linea con i progressi raggiunti in seno alle ERIs. Tale "*target model*" costituisce, difatti, il nucleo delle *Framework guidelines on CACM* sopracitate. In aggiunta, durante il *Florence Forum* del dicembre 2009, l'ERGEG ha istituito un gruppo consultivo di *stakeholders*, l'AHAG - *Ad Hoc Advisory Group*: composto da rappresentanti della Commissione europea, dell'ERGEG e delle principali associazioni di *stakeholders* di settore, quali ENTSO-E, EuroPEX, Eurelectric, EFET, IFIEC (Federazione internazionale dei consumatori industriali di energia) - che ha contribuito, attraverso i suoi progetti pilota, alla redazione finale del documento. In tale ambito sono stati avviati tre progetti pilota: i primi due, guidati da ENTSO-E, rispettivamente sul calcolo della capacità e su mercato intraday, mentre un terzo, guidato dalla stessa Commissione Europea, finalizzato alla redazione di Linee guida vincolanti in tema di governance del mercato *day-ahead*. Le nuove *Framework Guidelines* mirano a garantire un uso efficiente della capacità della rete di trasmissione tra le diverse aree, garantendo che l'energia elettrica prodotta nelle zone più convenienti venga trasferita nelle zone valutate con prezzi più elevati. A tal fine il meccanismo più efficiente per la gestione delle congestioni transfrontaliere del mercato del giorno prima è stato identificato nel *single price coupling* pan-europeo.

3 Per la definizione di "price coupling" cfr. Box I - I progetti di coupling europei a confronto.

La gestione operativa decentrata

Altra novità rilevante del PCR è la modalità di gestione dell'algoritmo unico. A differenza degli altri modelli/progetti di *coupling*, che prevedono o la costituzione di una *central matching unit* per la gestione dell'algoritmo comune (EMCC, NWE) o l'affidamento della sua gestione alle borse coinvolte che si alternano nella gestione secondo un principio di rotazione, il PCR prevede che la gestione dell'algoritmo unico sia svolta in parallelo e contemporaneamente da tutte le borse coinvolte, che a tal fine sarebbero connesse l'una all'altra per condividere le informazioni necessarie al *coupling* dell'intera regione PCR e calcolarne i risultati, attraverso linee dirette di comunicazione o canali Internet sicuri: utilizzando gli stessi input e lo stesso algoritmo gli esiti sarebbero ovviamente identici e verificabili. I benefici di questo approccio a livello locale in termini di tempi e costi di implementazione sono evidenti: gli operatori e i gestori di rete resterebbero infatti collegati alla propria borsa secondo le procedure ed i contratti esistenti, per inviare gli input di mercato (offerte e limiti di transito) e riceverne gli output (prezzi, quantità, flussi di transito, programmi, *settlement*), evitando ogni cambiamento non necessario alle esistenti procedure locali, funzioni, responsabilità e interfacce operative. Le complessità del *coupling* investirebbero solo i soggetti necessari (cioè le borse), che le gestirebbero attraverso accordi operativi multilaterali tra di esse. Inoltre l'inevitabile ridondanza che un approccio decentralizzato comporterebbe, garantirebbe vantaggi tangibili sia in termini di sicurezza che di trasparenza dei risultati che di possibilità di gestire i casi di *back up* e *fallback*⁴.

La governance decentrata

Ultima novità del progetto PCR è il modello di *governance* decentrata adottato. Partendo dal presupposto che l'estensione dei *coupling* su base continentale comporta il coordinamento di sistemi caratterizzati da *governance* locali molto diverse, ispirate al "*service provision model*" piuttosto che al "*regulated model*"⁵, il PCR identifica i pochi elementi necessari da coordinare e armonizzare a livello europeo, riconoscendo come la maggior parte degli altri elementi necessari alla gestione di un *coupling* possano essere definiti e differenziati su base regionale o locale rispettando le realtà esistenti e senza inficiare l'efficienza complessiva del progetto. In linea con quanto definito dal *target model* del PCG e dal progetto pilota sulla *governance* dell'AHAG, la descrizione del funzionamento complessivo del *price coupling* a livello europeo è rimessa alla competenza delle *Governance Guidelines*⁶, per quanto riguarda l'architettura di alto livello (compreso il principio secondo cui ai Paesi membri compete l'identificazione delle borse e dei TSO assegnatari delle funzioni di *coupling*), la definizione delle procedure comuni (definizione della *gate closure comune*, responsabilità per la gestione delle procedure operative e per la loro modifica) e le regole per la partecipazione al *coupling* (entrata, uscita, diritti di voto, etc.). Coerentemente con quanto assunto dalle *Guidelines*, la descrizione più di dettaglio dei ruoli e delle procedure comuni per le operazioni di *coupling* è demandata ad un livello di regolazione secondario, gli *Operational arrangements*, che saranno applicati tramite accordi contrattuali tra borse e TSO o direttamente imposti dalla legislazione nazionale, a seconda degli assetti istituzionali vigenti in ciascun paese. In merito, la proposta avanzata dal PCR si limita a prevedere che la gestione degli *Operational arrangements* venga affidata ad un organo di coordinamento (*Market Coupling Council*) presieduto dall'ACER e partecipato da tutti gli stakeholders rilevanti (borse, TSO, regolatori, produttori, consumatori, *traders*). In questo scenario, il quale rimanda quindi ad un livello regionale o locale la risoluzione di tutti gli altri aspetti di gestione (tra cui la definizione degli *shipping arrangements*, del calcolo della capacità, della nomina delle borse, etc.), le borse saranno responsabili - sotto la supervisione dei regolatori - soltanto del *coordinated matching*. La responsabilità congiunta su tali elementi, in particolare, sarà regolata a livello europeo da accordi di coordinamento

4 Nella gestione operativa è previsto che a rotazione ciascuno dei PX coinvolti assuma il ruolo di "Master", cioè di soggetto deputato a confermare che gli esiti del mercato ottenuti da ciascuna borsa sono identici e - nel caso improbabile in cui non lo siano - ad agire da coordinatore per le attività di identificazione della localizzazione delle differenze e della loro spiegazione, essendo la soluzione più in generale affidata a procedure operative predefinite e concordate. E' inoltre previsto che ciascuna borsa possa decidere di partecipare al progetto con un diverso e progressivo grado di coinvolgimento tecnico e finanziario a seconda delle proprie necessità: ad un estremo, richiedendo di essere comproprietario dell'algoritmo e dei relativi sistemi di interfacciamento, ed assumendo a rotazione il ruolo operativo di "Master", oppure, all'estremo opposto, considerando la scelta di non possedere l'algoritmo limitandosi ad accordarsi bilateralmente con uno dei membri già presenti nel PCR per utilizzarne i relativi sistemi.

5 In proposito cfr Box I - I progetti di *coupling* europei a confronto.

6 Progetto pilota guidato dalla Commissione Europea per la definizione di Linee guida vincolanti in tema di *governance* del mercato del giorno prima.

e cooperazione tra le borse partecipanti, mentre sarà rimessa al livello locale la determinazione dei sistemi e delle procedure interne. In questa prospettiva, tra le attività di progetto, sono in corso di definizione sia il contratto di proprietà dell'algoritmo sia l'accordo di cooperazione tra le borse che andrà a regolare il funzionamento e l'evoluzione delle procedure di *coordinated matching*.

Per quanto premesso, i vantaggi dell'approccio decentralizzato sono facilmente intuibili. Pur mantenendo gli stessi esiti di un mercato centralizzato, il modello decentrato si sviluppa sugli algoritmi, le regole e le procedure esistenti. Se ciò da un lato minimizza la necessità di armonizzazione, riducendo i tempi e i costi di implementazione del progetto, dall'altro non limita in alcun modo sviluppi che nel prosieguo si dimostrassero più efficienti. In questo modo il PCR si qualifica anche come progetto aperto, nella misura in cui l'approccio decentralizzato non impone limitazioni né alla tipologia di borse ammesse⁷, né agli assetti regolatori e contrattuali nazionali in essere, né all'estensione geografica del *coupling*.

⁷ Soprattutto rispetto al tipo di *governance* e di assetto istituzionale di cui godono.

Box 1

I PROGETTI DI COUPLING EUROPEI A CONFRONTO

Gli anni '00 hanno visto il fiorire in Europa di una serie di progetti di *market coupling* e *market splitting*, caratterizzati da un'estensione territoriale progressivamente più ampia e da una sofisticazione crescente delle soluzioni tecniche. Ci si riferisce, in particolare, ai progetti Mibel, TLC, *CWE*, *CWE-Nordic ITVC*, *NWE*, *PCR* nonché al progetto di coupling tra Italia e Slovenia^(a). Tali progetti rappresentano la risposta *bottom up* del settore alla richiesta di integrazione dei mercati nazionali in vista del mercato unico, auspicato dalla legislazione europea fin dal 1996 e chiaramente previsto dall'ultimo pacchetto energia del 2009^(b).

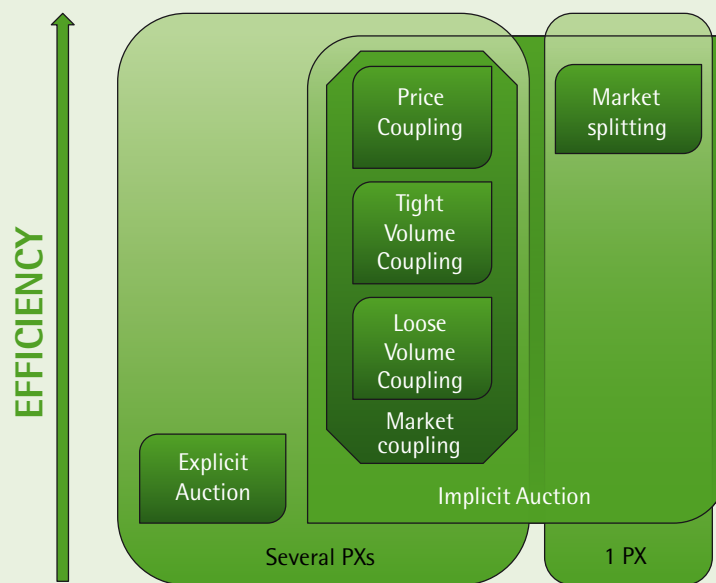
Insieme al *market splitting*, il *market coupling* è uno dei due modi possibili di implementare le cosiddette "aste implicite" previste dal Regolamento 714/2009 della Commissione Europea quale strumento per regolare l'accesso alle reti di trasmissione transfrontaliere. A differenza delle aste esplicite, nelle quali la capacità di transito transfrontaliera tra due Paesi e la relativa energia vengono allocate e valorizzate in aste distinte e sequenziali, le aste implicite allocano e valorizzano la capacità di transito contestualmente e in funzione del livello dei prezzi sui mercati energetici tra i quali l'energia viene scambiata. Ciò garantisce che il valore della capacità sia sempre pari al differenziale di prezzo tra i due lati della frontiera e quindi un uso della capacità di interconnessione sempre efficiente, con una risultante maggior pressione alla convergenza dei prezzi sui due lati della frontiera: in assenza di congestione (capacità di transito non completamente utilizzata) il prezzo di equilibrio sui mercati confinanti è lo stesso, mentre in caso di congestione (capacità di transito completamente utilizzata) si determina una differenziazione dei prezzi sui diversi mercati con prezzi maggiori sul mercato che importa e minori in quello che esporta. Nel *market splitting* questo risultato viene raggiunto mediante l'integrazione dei mercati nazionali in un unico mercato regionale che, applicando un algoritmo di mercato basato su prezzi zonal, determina simultaneamente prezzi e quantità di equilibrio su tutti i sistemi coperti nonché i relativi flussi di transito: esempi tipici sono rappresentati da Nord Pool Spot (il mercato che unisce Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca ed Estonia), Mibel (il mercato che unisce Spagna e Portogallo) e – ancorché su base nazionale – il mercato del GME. Nel *market coupling* gli stessi esiti si ottengono attraverso il coordinamento dei mercati nazionali, con una soluzione differente dal *market splitting* solo in termini di *governance* e di modalità operative.

I diversi modelli di *market coupling* realizzati in questi anni si differenziano principalmente rispetto a tre dimensioni. La prima è la soluzione algoritmica adottata. Nella sua essenza minima, il *market coupling* consiste nell'utilizzo di un algoritmo unico (il "*coupler*") per il calcolo dei flussi ottimali di energia tra tutti i mercati accoppiati, che utilizza a tal fine le offerte aggregate raccolte nelle diverse *bidding areas* e i limiti di transito tra le stesse definiti dai TSO; è tale unicità a garantire l'efficienza dell'allocazione della capacità di transito. L'implementazione di tale soluzione può tuttavia scontrarsi con l'esistenza di differenze più o meno rilevanti tra gli algoritmi di mercato in uso presso le diverse borse^(c). Per questo motivo si danno due modelli possibili di *market coupling*. Uno è il cosiddetto *price coupling*, nel quale l'algoritmo di coupling è in tutto e per tutto identico agli algoritmi adottati dai singoli mercati accoppiati: in questo modello i prezzi, le quantità ed i flussi determinati per i singoli mercati dal *coupler* coincidono con quelli che avrebbero determinato i mercati stessi, esattamente come sarebbe avvenuto in presenza di un *market splitting* complessivo. Questa è la soluzione indicata dal PCG nel cosiddetto "Target model" per il mercato unico europeo. Tale soluzione è relativamente semplice da adottare nel caso in cui si accoppino mercati simili, potendosi realizzare sia tramite la completa armonizzazione delle differenze sia attraverso una loro convivenza nello stesso algoritmo. Tuttavia in alcuni casi risulta troppo complesso o addirittura impossibile integrare in un solo algoritmo regole di *matching* e/o vincoli troppo diversi. In tal caso si adotta una soluzione di *second best* nota come "*volume coupling*", in cui il *coupler* riflette solo un sottoinsieme delle regole operanti nei diversi mercati (o le riflette in maniera talora semplificata) e viene utilizzato solo per determinare le posizioni nette tra le aree (flussi), rimandando alle diverse borse elettriche il calcolo e la determinazione separata dei prezzi di ciascuna area. Se i vincoli trascurati sono poco

cogenti, è possibile che i prezzi determinati dalle borse nazionali siano diversi da quelli che avrebbe calcolato il *coupler* ma senza invertire il segno dei relativi differenziali: in tal caso l'allocazione della capacità è sempre efficiente anche se la sua valorizzazione non è univoca. Viceversa quando i vincoli trascurati sono stringenti è possibile che i prezzi determinati dalle borse nazionali siano abbastanza diversi da quelli che avrebbe calcolato il *coupler* da invertire il segno dei relativi differenziali, con ciò determinando anche un'allocazione della capacità inefficiente (i cosiddetti controflussi). Per tali motivi questa soluzione è stata ad oggi adottata esclusivamente in due casi: nell'esperimento fallito di coupling fra Germania e penisola scandinava noto come EMCC e nella soluzione transitoria per il *coupling* tra CWE e Nord Pool Spot (il cosiddetto *Interim Tight Volume Coupling* o ITVC), destinata comunque ad essere sostituita quanto prima da un modello di *price coupling*.

Fig I.1

Xborder Capacity Allocation



La seconda dimensione rilevante che differenzia i progetti di *coupling* è il modello di *governance* adottato, vale a dire l'assetto istituzionale e quindi l'insieme delle regole che governano l'attribuzione delle funzioni ed i rapporti tra i diversi soggetti coinvolti nella realizzazione e nella gestione del *coupling* (PX, TSO, regolatori).

I mercati nazionali attualmente operativi in Europa sono caratterizzati da modelli di *governance* nazionali profondamente differenti, sostanzialmente riconducibili a due tipologie. Da un lato il cosiddetto "*service provision model*", che prevale nell'Europa centrale e settentrionale, in cui la relazione tra PX e TSO è definita su base contrattuale, identificando nei gestori di rete i soggetti responsabili del coordinamento dell'allocazione della capacità transfrontaliera e della gestione delle congestioni e nelle borse i soggetti che, in virtù della proprietà dell'algoritmo di *matching* e della liquidità che forniscono, esercitano le funzioni di *matching* nella forma di un accordo contrattuale di fornitura di servizio per i TSO. Questo assetto riflette il fatto che in queste aree le borse elettriche sono soggetti privati nati prevalentemente per iniziativa volontaria, che gestiscono mercati finanziari sostanzialmente poco correlati alla sottostante realtà fisica del mercato. Dall'altro il cosiddetto "*regulated model*", prevalente nei paesi dell'Europa meridionale e in alcuni paesi dell'est, in cui la relazione tra PX e TSO ha origine direttamente nella regolazione, in una relazione triangolare con il regolatore che vede i TSO responsabili del calcolo della capacità e i PX responsabili dell'assegnazione del diritto di transito. Tale modello riflette il fatto che le borse elettriche di questi paesi sono istituite da leggi nazionali, sono investite direttamente di funzioni operative all'interno del settore elettrico e si connotano come borse fisiche quanto a regolazione, natura dei prodotti scambiati, considerazione dei vincoli fisici di sistema nelle proprie regole di mercato.

In questo modello i necessari accordi operativi tra TSO e PX non originano da un contratto di fornitura di servizio, quanto da convenzioni bilaterali richieste ed approvate dal regolatore^(d).

In un contesto come quello europeo caratterizzato dalla diversità dei modelli nazionali e dalla tensione verso la creazione di un mercato unico dell'energia, i diversi progetti di coupling si distinguono quindi anche per la flessibilità dei propri modelli di *governance*, vale a dire per la loro capacità di accogliere e far convivere modelli di *governance* locali differenti piuttosto che richiedere una loro totale armonizzazione: da tale capacità discende la possibilità dei modelli stessi di evolvere da soluzioni locali o regionali a soluzioni globali capaci di unire l'intero mercato europeo. In questo senso si distinguono tre diversi modelli. Ad un estremo sono quelli totalmente centralizzati, basati sulla creazione di un soggetto centrale che gestisce il *coupler* (c.d. *central matching unit*) e realizza giornalmente l'allocazione della capacità. In questo caso la relazione tra PX e TSO è strutturata sulla base dei diritti di proprietà sulla società di *coupling* e dei contratti e degli accordi operativi che legano tale società agli altri *stakeholders*. Tipici esempi di questo approccio sono l'EMCC o il progetto NWE, che prevedono la creazione di una società costituita come *joint venture* di alcuni TSO legalmente responsabile del *coordinated matching*, e quindi in grado, sotto il profilo delle funzioni assegnate, di sottoscrivere contratti di servizio con le borse elettriche. Simili modelli incidono profondamente sulle *governance* nazionali nella misura in cui centralizzano diverse funzioni e come tali sono difficilmente estendibili a sistemi non omogenei, se non al costo di una lunga, costosa e controversa attività di armonizzazione dei singoli sistemi. Tutti gli altri progetti implementati prevedono invece un certo livello di decentramento della *governance*, basata sul concetto di non creare società *ad hoc* responsabili del *coordinated matching*, bensì di affidare il *coupling* direttamente ai PX esistenti, che si coordinano tra di loro sulla base di un accordo multilaterale tra borse. È il caso dei diversi progetti nati nella piattaforma continentale (TLC, CWE) che tuttavia condividono fondamentalmente un assetto istituzionale basato su contratti di cooperazione regionale tra Gestori di Rete e borse elettriche secondo il *service provision model* prevalente nei paesi coinvolti. All'estremo opposto si ha invece il modello totalmente decentrato proposto dal PCR, in cui i diversi modelli nazionali o regionali di *governance* convivono attraverso un'architettura in cui la *governance* centrale è ridotta all'accordo tra le borse per la gestione dell'algoritmo centrale e ai pochi elementi generali suggeriti dall'AHAG per la *governance* comunitaria (si veda in proposito il capitolo A.3.2).

Un ultimo elemento di distinzione tra i modelli riguarda le modalità operative adottate. Anche in questo caso valgono distinzioni simili a quelle illustrate in materia di *governance*. Ad un estremo modelli totalmente centralizzati in cui il *coupling* è effettuato da un soggetto centrale in Europa (*central matching unit*) che raccoglie da tutti i dati necessari per calcolare gli esiti di tutti: un esempio tipico in tal senso è l'ITVC gestito dall'EMCC o il modello proposto dai TSO per la gestione del progetto NWE. La maggior parte dei *coupling* prevede un modello parzialmente decentrato in cui la gestione del *coupler* è affidata di volta in volta ad uno solo dei PX coinvolti nel *coupling*, secondo un principio di rotazione (es. TLC e CWE). All'estremo opposto è la modalità totalmente decentrata proposta dal PCR in cui tutti i PX coinvolti gestiscono simultaneamente il *coupler*, producendo esiti identici (in proposito si veda il capitolo A.3.2). Il dato rilevante è che la differenza tra le diverse modalità, oltre agli aspetti operativi inerenti tempi e costi di gestione, ha rilievo anche sul modello di *governance*, nella misura in cui ad una maggior centralizzazione delle operazioni corrisponde in buona misura la necessità di una maggior armonizzazione delle soluzioni di *governance* tra i diversi PX coinvolti.

(a) La definizione e l'analisi di questi progetti è sinteticamente fornita in Tab.I.1. Per la descrizione del *coupling* Italia-Slovenia si rinvia al paragrafo A.3.1.

(b) Per un approfondimento del processo europeo di creazione del mercato unico collegati al Terzo Pacchetto, con particolare riferimento alle indicazioni contenute nelle Framework Guidelines e alle proposte emerse in ambito PCR e AHAG, si rinvia alla nota 2 del par. A.3.2.

(c) Tali differenze possono riguardare, tra gli altri: il formato delle offerte (a gradoni o lineari); il prodotto scambiato (blocchi orari, blocchi multiorari semplici, blocchi multiorari *linked*, ..); la gestione dei casi di indeterminazione di prezzo o di quantità; la gestione di casi di inadeguatezza dell'offerta; l'unità di misura dei prezzi; i limiti di prezzo minimo e massimo; gli arrotondamenti).

(d) In prospettiva la differenza tra i due modelli è destinata a ridursi se si considera che, nel modello proposto dall'AHAG per la *governance* del futuro mercato unico europeo, si parla per il primo modello di contratti soggetti ad "approvazione del regolatore".


I progetti europei di coupling

Progetto	TLC	EMCC	CWE	CWE-Nordic ITVC	NWE	ITA-SLO	PCR
Dati generali							
Nome	Trilateral Coupling	European Market Coupling Company	Central West Europe	Central West Europe – Interim Tight Volume Coupling	Nord West Europe	Market Coupling Italia - Slovenia	Price Coupling of Regions
Paesi coinvolti	Francia, Belgio, Olanda	Interconnessioni tra Germania – Danimarca e Germania – Svezia	TLC + Germania, Lussemburgo	CWE + Zona Nord (Finlandia, Svezia, Norvegia, Danimarca, Estonia)	CWE + Zona Nord + UK	Italia + Slovenia	CWE + Nord + UK + Penisola iberica + Italia
Partners	PXs: Powernext, Belpex, APX TSOs: RTE, Elia, TenneT	PXs: EPEX, EEX, Nord Pool Spot; TSOs: Vattenfall Europe Transmission, Transpower (E.ON Netz), Energinet.dk	PXs: EPEX, Belpex, APX/ Endex; TSOs: Amprion, Creos, Elia, EnBW, Rte, Tennet, Transpower	CWE-Nordic PXs e TSOs, EMCC.	North-West Europe TSOs	Pxs: GME, BSP e Borzen TSOs: Terna, ELES	PXs: EPEX, Belpex, APX, OMEL, NPS, GME.
Tipo di collaborazione	Cooperazione regionale	EMCC GmbH (joint venture di PXs: NPS, EEX TSOs: E.ON Netz, Energinet.dk, Vattenfall.	Cooperazione regionale	Cooperazione interregionale (CWE + Nordic)	Joint-TSOs company	Cooperazione regionale	Cooperazione interregionale
Data di lancio	21 Nov 2006	9 Nov 2009	9 Nov 2010	9 Nov 2010	Metà 2012	1/1/2011	2012
Status	Concluso – Sostituito da CWE dal 9 Nov 2010	Concluso – Sostituito da CWE-ITVC dal 9 Nov 2010	On-going	On-going	In fase di studio	On-going	In fase di studio

(continua) I progetti europei di coupling

Tab I.1

Progetto	TLC	EMCC	CWE	CWE-Nordic ITVC	NWE	ITA-SLO	PCR
Analisi							
ALGORITMO							
Tipo di coupling	Price coupling	Tight volume coupling	Price Coupling	Tight Volume coupling tra CWE e Nord Pool	Price coupling	Price coupling	Price coupling
Numero di algoritmi	1 - TLC algorithm (Coordination module)	1- EMCC algo	1- Cosmos	1- EMCC algo	Non ancora definito	1- GME algo	1- PCR: composto da 4: Cosmos, Siom, Sesam, GME.
Tipo di algoritmo	Ottimizzazione	Ottimizzazione	Ottimizzazione	Ottimizzazione	Non ancora definito	Ottimizzazione	Non ancora definito
Modello rete	ATC	ATC	ATC/FB	ATC/FB	Non ancora definito	ATC	ATC/FB
SYSTEM DESIGN							
Gestione	Centralizzata	Centralizzata	Centralizzata - MC System	Centralizzata - EMCC	Centralizzata	Decentralizzata	Decentralizzata
Decoupling	Progressivo	Diretto	Diretto	Diretto	Diretto	Diretto	In via di definizione
Gestione decoupling	Aste esplicite giornaliere dei TSOs per la capacità XB	Short term → capacità data al mercato intraday Long term → re implementazione dello schema di aste	<i>Shadows explicit auctions</i> giornaliere (eseguite in parallelo) via CASC	ITVC decoupling: <i>Shadows explicit auctions</i> giornaliere (eseguite in parallelo) via CASC + CWE Second Auction	Non ancora definito	Decoupling: ogni mercato per sé senza considerare le offerte dell'altro + Aste esplicite	Non ancora definito
GOVERNANCE							
Relazione PX/ TSO	<i>Service Provision model</i>	<i>Service Provision model</i>	<i>Service Provision model</i>	<i>Service Provision model</i>	<i>Service Provision model</i>	Indipendenti	Su base nazionale
Regolazione PX	indiretta	indiretta	indiretta	indiretta	indiretta	diretta	Su base nazionale
Processo approvazione	Pentalateral Forum	MoU tra PX e TSO	Pentalateral Forum	Pentalateral Forum	Non ancora definito	MoU Italia-Slovenia + Pentalateral agreement	Su base nazionale

3.3 L'integrazione MI – MSD

In attuazione di quanto previsto dalla legge n.2/09 e dal D.M. del 29 aprile 2009, il GME, a partire dal 31 ottobre 2009, ha istituito un Mercato Infragiornaliero dell'energia (MI), in sostituzione del Mercato di Aggiustamento, che si svolge tra la chiusura del mercato del giorno prima e l'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento e si articola in due sessioni (MI1 e MI2), che si svolgono con orari di chiusura diversi ed in successione e che si concludono entrambi nel giorno antecedente il giorno di flusso⁸.

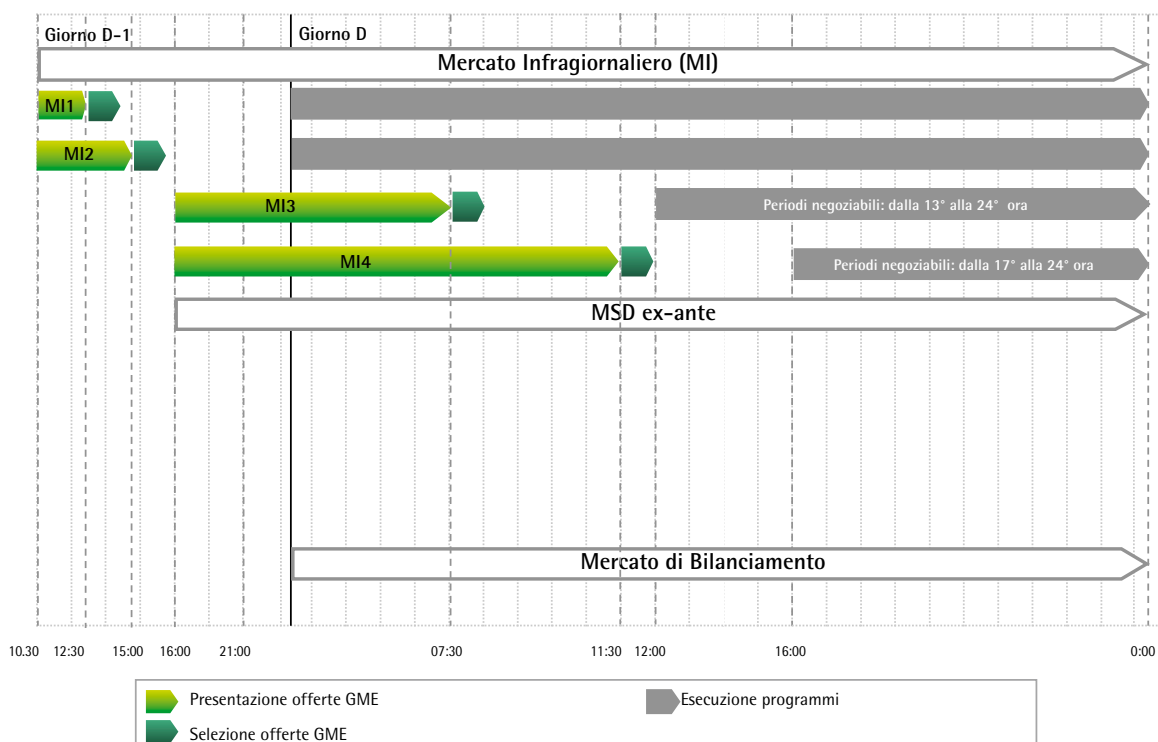
La creazione di due sessioni del MI è stata prodromica alla successiva integrazione, sul piano funzionale, del medesimo mercato con il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), al fine di incrementare la numerosità delle sessioni dei mercati realizzando allo scopo un flusso continuo delle negoziazioni.

In seguito, segnatamente a partire dal 1° gennaio 2011, sono state infatti introdotte due ulteriori sessioni del MI (MI3 e MI4) le quali, a differenza delle prime due sessioni, si chiudono direttamente nel giorno di flusso.

Per consentire l'integrazione tra il MSD e queste ulteriori sessioni del MI, sempre a partire dal 1° gennaio 2011, il MSD ex-ante è stato suddiviso in 3 sottofasi di programmazione, che si svolgono rispettivamente alla conclusione delle sessioni del MI2, del MI3 e del MI4. In particolare, attraverso le prime due sottofasi di programmazione che si svolgono a valle delle sessioni di MI3 e MI4, Terna effettua una verifica di compatibilità delle transazioni effettuate nelle sessioni di MI con i vincoli di funzionamento del sistema e attiva le eventuali risorse necessarie a garantire il corretto funzionamento della rete.

A differenza degli altri mercati dell'energia in cui sono negoziabili tutte le 24 ore del giorno seguente, sul MI3 e sul MI4, poiché tali sessioni si svolgono nel corso del giorno di flusso in cui deve essere immessa o prelevata dalla rete l'energia oggetto di negoziazione, sono negoziate solo le ore rimanenti fino al completamento del giorno di flusso. In particolare sul MI3 vengono negoziati i periodi orari dal 13° al 24° e sul MI4 sono negoziati i periodi dal 17° al 24°. Entrambe le sessioni operano secondo un meccanismo di asta implicita analogo a quello adottato dalle precedenti sessioni dei mercati dell'energia.

Fig A.3.2 L'integrazione tra MI e MSD



8 Con giorno di flusso si intende il giorno in cui viene immessa in rete/prelevata dalla rete l'energia negoziata sul mercato.

4. I RISULTATI ECONOMICI

Nel corso del 2010, per effetto della differente politica di approvvigionamento di energia elettrica adottata dall'Acquirente Unico S.p.A., si è assistito ad una sensibile riduzione dei volumi intermediati sul Mercato Elettrico a pronti. Tale dinamica ha determinato una riduzione delle partite "passanti"¹ di 0,7 milioni di euro passando da 17,9 miliardi di euro nel 2009 a 17,2 miliardi di euro nel 2010.

Il Margine Operativo Lordo, pari a 18,8 milioni di euro, è cresciuto di 2,4 milioni di euro (+14,7%) rispetto al precedente esercizio. Tale dinamica positiva è attribuibile principalmente alla crescita di oltre 3 milioni di euro (+9,6%) dei ricavi a margine², pari a 34,9 milioni di euro, determinata dal sostenuto incremento delle transazioni registrate sulla PCE e, in misura minore, dall'incremento dei volumi intermediati sui Mercati per l'Ambiente.

Il Risultato Operativo si attesta a 17,5 milioni di euro, in incremento di 2,5 milioni di euro (+16,6%) rispetto al 2009. L'utile netto dell'esercizio, pari a 12,1 milioni di euro, è aumentato di 0,3 milioni di euro (+2,8%) rispetto al 2009.

Sintesi dei dati economici e patrimoniali del GME (anni 2009–2010) Tab A.4.1

Dati in milioni €	Ricavi a margine	MOL	RO	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2009	31,879	16,403	15,035	11,802	83,322	33,199
2010	34,934	18,818	17,527	12,132	46,219	33,529

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

Principali indicatori del GME (anni 2009–2010) Tab A.4.2

Dati in milioni €	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % RO/Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2009	51,5	47,2	18,0	35,5
2010	53,9	50,2	37,9	36,2

Note: (a) il ROI è calcolato come rapporto tra Risultato Operativo e Totale Attivo;
(b) il ROE è calcolato come rapporto tra Utile Netto e Patrimonio Netto.

I costi a margine relativi all'esercizio 2010, pari complessivamente a 17,4 milioni di euro, hanno presentato una crescita di 0,6 milioni di euro (+3,3%) rispetto all'esercizio 2009 (16,8 milioni di euro) determinata quale effetto netto del contenimento del costo del lavoro e dell'aumento dei costi per servizi e per godimento beni di terzi, legati ai nuovi e più ampi spazi occupati per le sedi del GME.

Struttura dei costi a margine e loro incidenza sui ricavi (anni 2009–2010) Tab A.4.3

Dati in milioni €	per materie prime e per servizi	per godimento di beni di terzi	per il personale	ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	oneri diversi di gestione
2009	5,999	0,871	8,317	1,367	0,290
2010	6,241	1,466	8,023	1,291	0,386
Peso sui ricavi Dati in %	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi
2009	18,8	2,7	26,1	4,3	0,9
2010	17,9	4,2	23,0	3,7	1,1

1 Per partite passanti si vogliono indicare gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza in elementi negativi di reddito a cui sono riferiti.

2 Per ricavi a margine si intendono le componenti positive di reddito destinate alla copertura dei costi di gestione e alla remunerazione del capitale investito.

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media nell'anno del personale dipendente suddivisa per categoria contrattuale, nonché quella puntuale al 31 dicembre 2010, confrontata con le medesime informazioni relative all'esercizio precedente.



Tab A.4.4 Consistenza del personale dipendente

Numero	Consistenza		Consistenza	
	media 2010	al 31.12.2010	media 2009	al 31.12.2009
Dirigenti	9,46	9	10,54	10
Quadri	28,38	29	27,29	28
Impiegati	52,75	51	53,59	53
Totale	90,59	89	91,42	91





SEZIONE

B

IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

1.	I mercati elettrici	p.	32
1.1	L'organizzazione del mercato elettrico in Italia	p.	32
1.2	Il mercato a pronti (MPE)	p.	35
1.3	La Piattaforma Conti Energia (PCE)	p.	37
1.4	Il MTE e la CDE	p.	38
2.	I mercati ambientali	p.	39
2.1	Il mercato dei Certificati Verdi (MCV)	p.	39
2.2	Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	p.	40
2.3	Il mercato delle Unità di Emissione (EUA)	p.	42
3.	I mercati del gas	p.	43
4.	Il sistema dei pagamenti e delle garanzie	p.	45



IL FUNZIONAMENTO DEI MERCATI

I mercati gestiti dal GME si possono raggruppare in tre macro-aree: mercati elettrici, mercati ambientali e mercati del gas. Di seguito vengono descritte le regole di funzionamento dei diversi mercati nonché i principi fondamentali del contesto normativo all'interno del quale detti mercati operano.

1. I MERCATI ELETTRICI

1.1 L'organizzazione del mercato elettrico in Italia

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

La Piattaforma Conti Energia (PCE), gestita dal GME in nome e per conto di Terna ai sensi dell'art. 16 dell'Allegato A alla Delibera AEEG n.111/06 e ss.mm.ii., è finalizzata a garantire la tracciabilità dei flussi, l'esecuzione fisica dei contratti e la copertura dei rischi finanziari connessi. Ciò viene realizzato utilizzando i Conti Energia a Termine e i Conti di Sbilanciamento Effettivo, così da ottenere una gestione raccordata ma distinta degli aspetti commerciali e di quelli fisici delle transazioni di compravendita di energia.

In particolare a ciascun operatore del mercato sono assegnati un conto energia in immissione e un conto energia in prelievo, cui corrispondono i punti di offerta (e quindi la capacità) nella sua disponibilità e sui quali essi hanno titolarità a registrare contratti. Tali punti possono essere in immissione (in tal caso corrispondono sia a unità di produzioni fisiche che virtuali)¹ o in prelievo (con l'eccezione di unità di pompaggio, corrispondono tipicamente a unità virtuali di consumo che aggregano tutti i contatori dei clienti del grossista in una stessa zona). All'atto della conclusione del contratto le due controparti devono registrare sulla PCE la quantità oggetto dello stesso per ciascuna ora, indicando a quale dei conti nella loro disponibilità attribuirlo. Le quantità registrate dalle due controparti devono essere uguali e, per garantire l'eseguibilità dei contratti, devono determinare - insieme alle quantità precedentemente registrate sullo stesso conto - un saldo netto coerente con la natura del conto (una vendita netta per conti in immissione, un acquisto netto per conti in prelievo) e non superiore alla somma delle capacità disponibili delle unità afferenti il conto. Il giorno prima della consegna dell'energia oggetto dei contratti, le controparti registrano sul proprio conto i relativi programmi in immissione, indicando a quali unità del conto attribuire le quantità relative a ciascuna ora². Per garantire l'eseguibilità dei contratti, le quantità registrate su ciascuna unità devono essere non superiori alla capacità disponibile della stessa e la somma delle quantità programmate deve essere non superiore alla quantità venduta o comprata; tuttavia la somma delle quantità programmate da ciascun

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

2 Specularmente avviene per i contratti in acquisto, registrati con segno positivo e cui devono corrispondere uno o più programmi in prelievo registrati con segno negativo.

operatore può essere complessivamente inferiore al saldo netto registrato (c.d. sbilanciamento a programma). Nel caso di contratti stipulati direttamente tra le parti (c.d. contratti bilaterali fisici), i contratti e i programmi devono essere da queste esplicitamente registrati sulla PCE; nel caso di contratti stipulati su MTE il saldo netto dei contratti in capo a ciascun operatore viene automaticamente registrato dalla piattaforma stessa sulla PCE alla scadenza del "trading period", restando agli operatori l'onere di registrare successivamente i relativi programmi; nel caso, infine, di contratti conclusi sul MPE, le offerte accettate diventano automaticamente contratti e programmi registrati dalla piattaforma stessa su PCE.

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

Il *settlement* delle partite economiche prevede quindi che: l'energia immessa/prelevata in esecuzione dei programmi di immissione/prelievo sia saldata tra le controparti al prezzo pattuito nel contratto; l'eventuale differenza positiva tra quantità registrata da ciascuna controparte e quantità da essa programmata (c.d. "sbilanciamento a programma") rappresenti un acquisto/vendita sul MGP, da saldarsi con il GME al corrispondente valore di mercato (Pun); l'energia immessa o prelevata in variazione dei programmi relativi a detti contratti sia saldata dall'utente del dispacciamento con Terna al valore del cosiddetto "prezzo di sbilanciamento" (c.d. "double settlement")³.

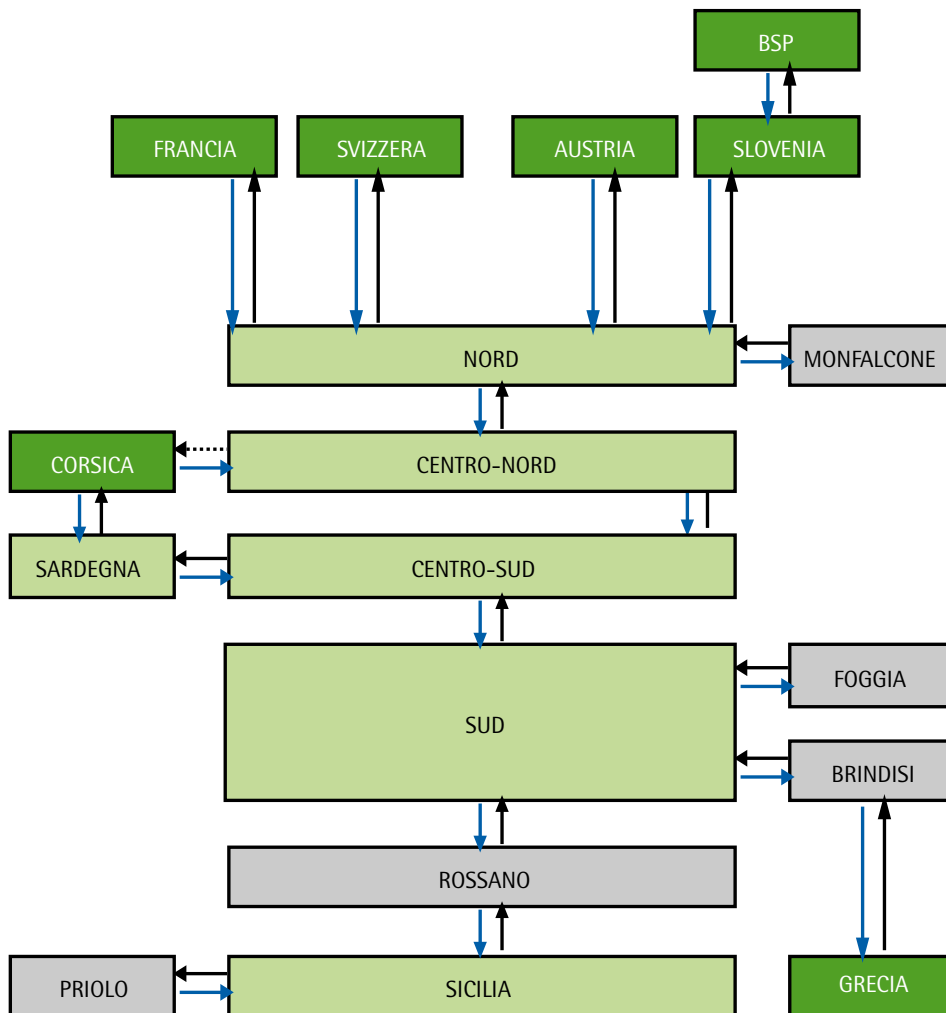
Poiché i programmi registrati sulla PCE contribuiscono a creare congestioni sulla rete come anche i programmi che emergono dalle offerte accettate sul MPE, entrambi devono concorrere tra loro per l'assegnazione della capacità di trasporto disponibile, pagandone il valore di mercato in caso di eventuali congestioni. Ciò viene ottenuto organizzando il MGP come un mercato zonale e veicolando attraverso di esso tutti i programmi registrati sulla PCE, secondo modalità descritte nel paragrafo successivo. A tal fine Terna ha articolato convenzionalmente la rete elettrica in zone, che rappresentano aree tra cui le congestioni sono frequenti e rilevanti ma all'interno delle quali non si danno congestioni significative, secondo lo schema riportato in Fig.B.1.1⁴. In caso di congestione, ai programmi di immissione viene applicato un corrispettivo ("costo del diritto di utilizzo della capacità di trasporto" o CCT), calcolato come differenza in ciascuna ora tra il prezzo orario di acquisto nelle zone di prelievo del contratto e il prezzo orario di vendita dell'energia nelle zone di immissione del contratto: il corrispettivo è quindi positivo (onere)

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

4 L'articolo 15.1 della delibera 111/06 stabilisce che la definizione delle zone deve avvenire in modo che "la capacità di trasporto tra le zone deve risultare inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo corrispondenti alle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti, sulla base delle previsioni degli esiti del mercato elettrico formulate da Terna; l'esecuzione dei programmi di immissione e di prelievo non deve dare luogo a congestioni all'interno di ciascuna zona nelle prevedibili situazioni di funzionamento; la dislocazione delle immissioni e dei prelievi, anche potenziali, all'interno di ciascuna zona non deve avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone". La raffigurazione zonale della rete rappresenta un'approssimazione della rete reale, che lascia potenzialmente irrisolte alcune congestioni, gestite successivamente da Terna sul MSD. Tale semplificazione rappresenta un punto di equilibrio tra la minimizzazione dei costi di soluzione delle congestioni che sarebbe garantita da un sistema nodale e la massimizzazione della liquidità e della trasparenza del mercato tipica di un sistema a zona unica. In proposito si veda l'analisi contenuta nel Documento di consultazione dell'AEEG n. DCO 24/08 inerente "Fondamenti e razionali delle zone: impatto potenziale sul mercato elettrico". In particolare la rete si articola in 6 zone geografiche, 5 poli di produzione limitata e 7 zone virtuali estere. Le zone geografiche (Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sicilia, Sardegna) corrispondono a porzioni del territorio che contengono punti di immissione e di prelievo: nel 2009 hanno rappresentato il 67% delle vendite complessive. I poli di produzione limitata (Monfalcone, Brindisi, Foggia, Rossano, Priolo) corrispondono a punti di immissione insufficientemente interconnessi con il resto della rete, che vengono isolati in un'apposita zona per risolvere a programma congestioni strutturali: nel 2009 hanno rappresentato il 17% delle vendite complessive. Le zone virtuali estere (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Corsica, Corsica AC) corrispondono a porzioni di interconnessione su ciascuna frontiera estera e vengono utilizzate per gestire la soluzione delle congestioni transfrontaliere mediante l'assegnazione a programma della capacità di interconnessione disponibile in import e in export: nel 2009 hanno rappresentato il 16% delle vendite complessive. Dal 1/1/2011 la struttura zonale include una zona BSP relativa alla capacità di interconnessione tra Italia e Slovenia assegnata mediante asta implicita giornaliera (c.d. market coupling). Viceversa la zona virtuale estera Slovenia viene utilizzata per la quota di capacità di interconnessione assegnata mediante aste esplicite periodiche (mensili e annuali).

per l'immissione in zone esportatrici in quanto contribuisce ad aumentare le congestioni, è negativo (sussidio) per l'immissione in zone importatrici in quanto contribuisce a ridurre le congestioni ed è nullo in assenza di congestioni. Nel caso dei contratti registrati sulla PCE, il corrispettivo viene pagato esplicitamente a Terna dall'operatore che ha registrato il programma in immissione; nel caso dei contratti registrati sul MPE, il corrispettivo viene pagato implicitamente dall'operatore nella forma del costo opportunità derivante al venditore dal percepire un prezzo zonale diverso dal Pun. Tale costo viene estratto dal GME come differenza tra valore degli acquisti e valore delle vendite conclusi sul mercato e da questi versato a Terna. L'insieme dei CCT versati a Terna costituisce la rendita da congestione, che Terna restituisce ai clienti finali attraverso una riduzione degli oneri di sistema (c.d. *uplift*). La PCE consente anche di gestire la garanzia di solvibilità degli oneri assunti verso il sistema dagli operatori di mercato e dagli utenti del dispacciamento. All'atto della registrazione dei contratti sui conti energia, infatti, gli operatori devono disporre presso il GME di garanzie sufficienti a coprire il controvalore stimato di un'eventuale sbilanciamento a programma e dell'eventuale CCT, mentre gli utenti del dispacciamento devono disporre presso Terna di garanzie sufficienti a coprire il controvalore stimato degli eventuali sbilanciamenti effettivi.

Fig B.1.1 Lo schema di rete del mercato elettrico



1.2 Il mercato a pronti (MPE)

Avviato il 1 aprile 2004 in attuazione dell'articolo 5 del dlgs 79/99 ai sensi del decreto del Ministro delle attività produttive del 19 dicembre 2003 e parzialmente ridisegnato a partire dal 1 novembre 2009 ai sensi della legge 2/09, il mercato a pronti è articolato in tre sottomercati: Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato Infragiornaliero (MI) e Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

- **Mercato del Giorno Prima (MGP).** Il Mercato del Giorno Prima è il principale mercato gestito dal GME, con i suoi 199 TWh registrati nel 2010. Sul MGP si scambiano solo contratti orari con obbligo di consegna fisica e aventi il GME come controparte centrale. Il MGP si qualifica come un mercato fisico per tre ragioni: possono parteciparvi solo operatori elettrici, col vincolo di poter presentare offerte di vendita solo su punti in immissione e offerte di acquisto solo su punti in prelievo (sul MGP non è quindi consentito svolgere attività di *trading*); le offerte devono essere riferite a specifici punti di immissione, cosicché una volta accettate danno luogo a programmi di immissione/prelievo (c.d. *unit bids*); le offerte vengono accettate in ordine di merito economico, ma compatibilmente con il rispetto dei vincoli di transito tra zone (c.d. *zonal market*). La contrattazione è gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio: le offerte, relative a tutte le unità e alle 24 ore del giorno di consegna, possono essere presentate a partire da nove giorni prima della consegna e fino alle ore 9:00 del giorno precedente quello di consegna (*gate closure*), mentre la comunicazione degli esiti del mercato avviene alle ore 11:30. Ciascun operatore può presentare, per ciascuna ora e ciascun punto di offerta, una curva di offerta costituita di quattro coppie prezzo-quantità (c.d. *simple multiple bids*); le offerte possono cambiare di ora in ora. Poiché i prodotti sono orari e le offerte sono semplici, gli esiti di mercato di ciascuna delle 24 ore possono essere determinati simultaneamente e indipendentemente. Le offerte vengono accettate sulla base di un meccanismo di asta non discriminatoria (o asta a prezzo di equilibrio) che massimizza il valore aggiunto delle transazioni, definito come differenza tra controvalore delle offerte di acquisto e delle offerte di vendita, ciascuna valorizzata al proprio prezzo offerto: graficamente ciò equivale a costruire una curva di domanda decrescente e una curva di offerta crescente, a definire le offerte accettate come quelle collocate a sinistra del loro punto di intersezione e a valorizzarle al prezzo di incrocio di domanda ed offerta (c.d. *clearing price*). Nell'accettare le offerte presentate, tuttavia, l'algoritmo d'asta verifica che la domanda sia complessivamente uguale all'offerta e che i flussi di transito derivanti dalle offerte accettate siano compatibili con i limiti massimi di transito tra ciascuna coppia di zone limitrofe comunicati da Terna prima dell'apertura del mercato, definendo quindi un prezzo di equilibrio per ciascuna zona in cui si articola la rete: qualora nessun limite risulti saturato, il prezzo di vendita in ciascuna zona è uguale, in caso contrario i prezzi zonal di vendita potranno differenziarsi, risultando per definizione più bassi nelle zone esportatrici e più alti nelle zone importatrici. In tal senso il mercato zonale non è solo un'asta esplicita per l'energia ma anche un'asta implicita per il diritto di transito sulla rete. Per questo motivo i programmi registrati sulla PCE in esecuzione dei contratti a termine di compravendita dell'energia vengono considerati, ai fini della soluzione zonale del mercato, quali offerte virtuali presentate sul MGP, che non ricevono il prezzo di mercato ma che concorrono a determinare il livello delle congestioni e cui viene applicato il CCT. Mentre le offerte di vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte di acquisto sono valorizzate in ciascuna ora ad un Prezzo Unico Nazionale di acquisto (Pun), definito per ciascuna ora come media dei prezzi delle zone geografiche ponderati per il valore degli acquisti dei clienti finali nelle stesse ore e nelle stesse zone⁵. A questa regola fanno eccezione le offerte di acquisto riferite alle unità di pompaggio e quelle


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

riferite alle unità virtuali estere, che sono valorizzate ai rispettivi prezzi zonali⁶. In attuazione della legge 2/09, l'articolo 3, comma 4, del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 ha stabilito che, subordinatamente alla verifica positiva da parte del Ministero dello sviluppo economico del completamento del processo di adeguamento disciplinato dalle lettere da b) ad e) dell'art. 3, comma 10, della legge n. 2/2009, a partire dal 1° aprile 2012 il prezzo dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima sia determinato in base ai diversi prezzi di vendita offerti sul mercato, in modo vincolante, da ciascun operatore di mercato in vendita ed accettati dal GME, con precedenza per le forniture offerte ai prezzi più bassi fino al completo soddisfacimento della domanda.

- **Mercato infragiornaliero (MI).** Il Mercato Infragiornaliero, che ha sostituito il Mercato di Aggiustamento a partire dal 31/10/2009 è organizzato su quattro sessioni, di cui due nel giorno D-1 relative alle 24 ore del giorno D e due nel giorno D relative rispettivamente alle ultime 12 e 8 ore, secondo le tempistiche riportate in Tab.B.1.1. I volumi scambiati sul MI, complessivamente pari nel 2010 a 15 TWh, sono molto più ridotti di quelli che caratterizzano MGP in quanto, mentre quest'ultimo ha la principale finalità di definire contratti di compravendita dell'energia e i relativi programmi di immissione/prelievo, il MI ha l'obiettivo di consentire agli operatori di modificare i programmi definiti in esito al MGP, per risolvere eventuali problemi di dispacciamento (nel caso di impianti di generazione termoelettrici) o più in generale di mutata disponibilità all'immissione/prelievo. Sotto il profilo normativo il MI si differenzia dal MGP per pochi aspetti: il fatto che ciascun operatore può presentare su uno stesso punto di offerta sia offerte in vendita che in acquisto e il fatto che tutte le offerte sono valorizzate al relativo prezzo zonale, comprese quelle di acquisto. Fino alla fine del 2008 ciò non comportava problemi, essendo consentita la presentazione di offerte sul MA solo se riferite a punti in immissione. A partire dal 1 gennaio 2009 tale vincolo è stato rimosso consentendo la presentazione di offerte sul MA anche se riferite a punti in prelievo: in questo caso, alle offerte in prelievo viene applicato un corrispettivo di non arbitraggio pari al CCT applicato per quell'ora e quella zona sul MGP.
- **Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).** Il Mercato del servizio di dispacciamento è un mercato di cui GME gestisce le funzioni operative di scambio dati, ma la cui responsabilità in ordine alla definizione delle regole e all'accettazione delle offerte compete a Terna. Tale mercato si articola attualmente in due sessioni, di cui la prima (c.d. MSD *ex ante* o MSD1) si tiene subito dopo il MI2 con apertura alle ore 15:30, chiusura alle ore 17:00 e pubblicazione degli esiti alle ore 21:00. Su tale mercato Terna risolve eventuali congestioni residue a valle di MGP e MI e si approvvigiona dei margini di riserva sulle unità di produzione al fine di garantirsi la possibilità di bilanciare il sistema nel tempo reale. La seconda sessione (c.d. MSD *ex post* o MB) si tiene invece nel giorno di consegna e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo l'eventuale accettazione in sede di bilanciamento delle offerte già presentate sul MSD *ex ante*. A differenza di quanto avviene sul MGP e sul MI, le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (c.d. *pay as bid*). La partecipazione a tale mercato è consentita solo agli utenti del dispacciamento e solo con riferimento alle unità di produzione o di consumo da Terna definite come rilevanti. La partecipazione è peraltro obbligatoria e si sostanzia nella presentazione, per ciascuna ora e ciascuna unità rilevante, di offerte di vendita (a salire) e di acquisto (a scendere), con prezzo liberamente scelto dall'utente del dispacciamento. Tali offerte possono essere accettate da Terna sia su MSD *ex ante* sia su MSD *ex post*, di modo che ciascuno dei due mercati a sua volta si distingue in mercato a salire e mercato a scendere. Si fa presente che a seguito dell'approvazione della legge 2/09, Terna ha modificato le regole di funzionamento del MSD che sono state applicate a partire dal 1 gennaio 2010. Se fino al 31 dicembre 2009 il mercato prevedeva solo una sessione di MSD e una di MB, con possibilità di presentare per ciascuna unità un'unica offerta di vendita e un'unica offerta di acquisto e con prezzi invariati per gruppi di ore contigui, successivamente, a partire dal 1/1/2010, il MSD è stato oggetto di una profonda

⁶ Tale eccezione si giustifica con la necessità di evitare possibili arbitraggi in relazione a queste unità che, potendo presentare simultaneamente offerte di vendita e di acquisto, potrebbero in ogni ora lucrare la differenza tra prezzo zonale e Pun in tutte le zone in cui il primo risulta inferiore al secondo.

revisione normativa. In primo luogo la partecipazione è stata allargata ad ulteriori operatori, includendo in particolare diverse unità CIP6. In secondo luogo è stata consentita la presentazione di offerte multiple, indicanti sia un numero di tre prezzi energia incrementali e successivi (GR1, GR2, GR3), sia i relativi costi di accensione e spegnimento degli impianti. Tali offerte possono per altro differire da un'ora all'altra e possono essere modificate sul MB. In terzo luogo le sessioni di MB sono state portate da 1 a 5, secondo gli orari indicati in Tab.B.1.1, e, ulteriormente, a partire dal 1 gennaio 2011, sono state introdotte anche due nuove fasi infragionali di programmazione del MSD *ex-ante*, rispettivamente successive all'avvio, in pari data, delle due nuove sessioni di MI3 e MI4.

Tempistiche dei mercati elettrici a pronti  Tab B.1.1

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

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

* l'ora si riferisce al giorno D-1

° Si utilizzano le offerte presentate sulla prima sottofase del MSD

quindicesimo giorno mese M+2

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

1.3 La Piattaforma Conti Energia (PCE)

Affidata al GME ai sensi dell'articolo 16, dell'Allegato A alla Delibera AEEG n. 111/06 e ss.mm.ii., ed avviata dal 1 aprile 2007, la Piattaforma Conti Energia (PCE) non è un mercato ma una piattaforma di registrazione, dove gli operatori di mercato comunicano i contratti a termine conclusi al di fuori del MPE senza alcuna indicazione relativa ai prezzi contrattuali. Come visto in precedenza, il funzionamento della piattaforma è basato su un sistema per conti di energia che consente di separare l'attività di registrazione delle transazioni commerciali da quella di registrazione dei relativi programmi di immissione/prelievo che gli operatori si impegnano a eseguire. In tal modo viene resa più efficiente la gestione dei portafogli energia nel medio-lungo periodo in quanto gli operatori possono facilmente rinegoziare, se necessario, l'energia precedentemente acquistata/venduta. La PCE offre agli operatori di mercato iscritti a IPEX anche altre forme di flessibilità: la possibilità di registrare programmi inferiori ai saldi netti registrati sul proprio conto e la possibilità di registrare detti programmi con indicazioni di prezzo positivo, con ciò determinando un'accettazione dei programmi sul MGP solo nel caso in cui detto prezzo risulti inferiore al prezzo zonale che lo stesso concorre a determinare. Entrambi questi strumenti sono consentiti solo agli operatori iscritti su IPEX perché comportano uno sbilanciamento a programma e quindi un acquisto o una vendita sul MGP. Per questo motivo, a fronte di 236 TWh di contratti registrati sulla PCE, i programmi registrati ammontano solo a 119 TWh. Si deve infine aggiungere che, in virtù di quanto previsto nella delibera AEEG n. 111/06, sulla PCE possono essere registrati solo contratti con consegna differita massima di due mesi. Ciò implica che per i contratti aventi durata più lunga si debbano eseguire una serie di registrazioni per *tranches* successive.

1.4 Il MTE e la CDE

Avviato dal 1 novembre 2008, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 17 settembre 2008, e ridisegnato a partire dal 1 novembre 2009, ai sensi della legge 2/09 e del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 (D.M. 29/04/2009), il Mercato a Termine dell'Energia (MTE) è un mercato organizzato dove gli operatori possono vendere e acquistare contratti a termine sull'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro. Il MTE è un mercato organizzato sul quale si possono scambiare prodotti standardizzati a termine, aventi sia profilo *baseload* che *peakload*, con obbligo di consegna fisica e in cui il GME agisce da controparte centrale. L'obbligo di consegna fisica ha suggerito, almeno in una prima fase, di integrare pienamente l'MTE con la PCE; ciò al fine di salvaguardare le esigenze di sicurezza e stabilità del sistema elettrico. E' stata così prevista la registrazione immediata sulla PCE delle posizioni fisiche derivanti da contratti conclusi su MTE, limitando di conseguenza l'orizzonte temporale massimo da questi coperto a 60 giorni, ossia il periodo massimo di consegna previsto per la registrazione degli scambi di energia elettrica sulla PCE. A partire dal 16 febbraio 2009, in ogni seduta gli operatori avevano a disposizione, oltre ai 4 contratti settimanali e uno mensile, anche 9 contratti giornalieri. Per effetto delle disposizioni di cui alla legge 2/09, a partire dal 1 novembre 2009 la struttura del mercato è stata allineata a quella delle principali borse elettriche europee, eliminando i contratti giornalieri e settimanali e ampliando l'orizzonte temporale coperto dai contratti offerti. Attualmente vengono quotati contemporaneamente 3 contratti mensili, 4 trimestrali e 1 annuale (sempre con profilo *baseload* e *peakload*), mentre con riferimento alla liquidazione dei contratti, solo quello mensile in scadenza va in consegna. Agli altri, in prossimità dell'inizio del periodo di consegna, viene applicato il meccanismo del *cascading*, in base al quale vengono suddivisi in un numero equivalente di contratti con un periodo di consegna inferiore⁷. Questa nuova struttura ha comportato, tra le altre cose, che i contratti conclusi sul MTE vengono riversati sulla PCE non più all'atto della stipula degli stessi bensì alla conclusione del *trading period*, ossia immediatamente prima dell'inizio del periodo di consegna. A differenza di quanto avviene sul MGP, il MTE prevede un meccanismo di contrattazione continua, in cui ogni coppia di contratti viene abbinata in base al proprio prezzo contrattuale. Il prezzo di riferimento pubblicato dal GME è calcolato come la media dei prezzi dei contratti conclusi, ponderati per i rispettivi volumi. Su MTE possono essere registrate anche le transazioni concluse OTC, indicando le quantità di energia e il prezzo oggetto del corrispondente contratto bilaterale; gli operatori possono così gestire in maniera efficiente il rischio di controparte insito in tali contratti. Sebbene i volumi rimangano ridotti, nel 2010 sul nuovo MTE sono state concluse 2.366 transazioni per complessivi 6 TWh, a fronte di 0,12 TWh scambiati nel 2009. A partire dal 26 novembre 2009 il GME gestisce anche una piattaforma per la Consegna Derivati Energetici (CDE) finalizzata a consentire una più piena integrazione tra il mercato a termine fisico e quello finanziario. In particolare sulla CDE vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi sull'IDEX – segmento del mercato degli strumenti finanziari derivati di Borsa Italiana S.p.A. in cui sono negoziati contratti *futures* sull'energia elettrica – relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico, dell'energia sottostante il contratto stesso. Su CDE sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico; tuttavia possono richiedere la consegna fisica sul Mercato Elettrico (ME) solo quegli operatori che dispongano di un conto energia sulla PCE. L'operatore può esercitare l'opzione di consegna fisica sul ME dell'energia elettrica sottostante i contratti finanziari conclusi sull'IDEX – relativamente a quelli aventi periodo di consegna mensile – nell'ambito dei sistemi informatici di Borsa Italiana e CC&G secondo le modalità e i termini definiti nei rispettivi Regolamenti. La consegna fisica avviene mediante la registrazione di una transazione di acquisto/vendita di energia di cui il GME diviene controparte, la quale ha segno corrispondente ai contratti consegnati, e che viene registrata sui conti energia della PCE nella disponibilità dello stesso operatore. Nel corso del 2010 sulla CDE sono stati esercitati opzioni di consegna per complessivi 0,1 TWh.

⁷ Il meccanismo del *cascading* prevede che un contratto trimestrale venga suddiviso in tre contratti mensili (il primo dei quali viene liquidato per consegna fisica), mentre il contratto annuale viene scomposto in tre contratti mensili e tre trimestrali. In entrambi i casi l'orizzonte temporale coperto dai nuovi contratti è identico a quello del contratto originario.

2. I MERCATI AMBIENTALI

2.1 Il Mercato dei Certificati Verdi (MCV)

Il meccanismo di mercato basato sui certificati verdi è stato introdotto nell'ambito del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79, di liberalizzazione del settore elettrico per promuovere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, sostituendo gradualmente il vecchio sistema di incentivazione di tipo *feed-in tariff* noto come CIP 6, in vigore dal 1992. Il suddetto decreto ha previsto per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, a partire dal 2002, l'obbligo di immettere ogni anno in rete energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili per una quota pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh. Tale percentuale d'obbligo è stata poi incrementata dello 0,35% annuo relativamente al periodo 2004-2006 ed ancora dello 0,75% annuo relativamente al periodo 2008-2012.

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

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

Entro il 31 marzo di ciascun anno, i soggetti obbligati presentano al GSE un numero di CV equivalente alla loro percentuale d'obbligo. Ogni CV è caratterizzato dall'anno di riferimento, cioè l'anno in cui la produzione da fonti rinnovabili è stata realizzata. Un CV con un determinato anno di riferimento è valido ai fini dell'adempimento dell'obbligo dello stesso anno o dei due anni successivi. Superata la data ultima di adempimento dell'obbligo del secondo anno successivo a quello di riferimento, tali CV non saranno più considerati validi. Possono inoltre essere emessi CV di diversa tipologia: in particolare, oltre ai CV emessi relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile certificati IAFR, possono essere emessi CV_H2, relativamente alla produzione di energia elettrica con l'utilizzo dell'idrogeno e di energia prodotta in impianti statici con l'utilizzo dell'idrogeno, ovvero con celle a combustibile, e CV_TRL, emessi relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento). Nel momento in cui un soggetto obbligato deve adempiere l'obbligo, pertanto può decidere se investire nella costruzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, ed ottenere i CV attraverso la produzione di energia elettrica dei loro impianti, oppure acquistare i CV da altri produttori. Tale decisione si basa principalmente sulla valutazione dei costi marginali corrispondenti alle due alternative; avranno convenienza a realizzare nuovi impianti nel caso in cui i relativi costi marginali risultino inferiori a quelli corrispondenti all'acquisto dei CV.

Per favorire lo scambio dei CV, è stato previsto dal Decreto Ministeriale 11/11/1999, abrogato e sostituito dal D.M. 24 dicembre 2005, come da ultimo abrogato e sostituito dal D.M. 18/12/2008, che il GME organizzasse e gestisse una piattaforma per la negoziazione degli stessi.

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

Su tale mercato il GME svolge il ruolo di controparte centrale, per garantire il buon esito delle transazioni. A tal fine, per garantire la consegna dei CV negoziati agli acquirenti, le regole del mercato prevedono che sia consentita solo la vendita dei CV disponibili sul conto proprietà di ciascun operatore all'interno del Registro dei CV gestito

dal GSE, eliminando in tal modo la possibilità di vendite allo scoperto e di mancata consegna dei titoli negoziati. Analogamente, per garantire il pagamento agli operatori venditori, è stato previsto che i potenziali acquirenti versino una somma, il giorno prima di ciascuna sessione di mercato, su un conto corrente intestato al GME, a totale garanzia delle operazioni. Non è pertanto possibile per gli operatori acquirenti inserire proposte di acquisto che non siano coperte totalmente dal deposito effettuato, al netto degli acquisti già conclusi.

Oltre alla contrattazione attraverso il mercato organizzato, i certificati verdi possono essere oggetto di libero mercato anche al di fuori della suddetta sede. Per consentire la registrazione delle transazioni *over-the-counter*, il GME ha sviluppato una funzionalità del mercato denominata Piattaforma dei Bilaterali CV (PBCV) attraverso la quale gli operatori possono comunicare gli estremi del contratto bilaterale per consentire poi il trasferimento dal conto proprietà del venditore a quello dell'acquirente. Dal 2009 è obbligatorio registrare tutti i contratti bilaterali attraverso la PBCV, con indicazione del prezzo.

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

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

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

2.2 Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

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

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

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

Target annuali nazionali di risparmio energetico

Tab B.2.1

Anno di obbligo	Obblighi Distributori Energia Elettrica (Mtep)	Obblighi Distributori Gas (Mtep)
2005	0,10	0,10
2006	0,20	0,20
2007	0,40	0,40
2008	1,2	1
2009	1,8	1,4
2010	2,4	1,9
2011	3,1	2,2
2012	3,5	2,5

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

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

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG) ha predisposto e pubblicato le linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti e le modalità di rilascio dei TEE relativamente ai risparmi da questi conseguiti. Ha inoltre il compito di verificare i progetti realizzati e certificarne il risparmio conseguito, chiedendo poi al GME di emettere i relativi TEE a favore del titolare del progetto. I Decreti Ministeriali del 2004 hanno infatti riconosciuto al GME anche il compito di emettere i TEE sulla base della certificazione dei risparmi effettuata dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), la quale verifica i progetti e ne certifica i risparmi conseguiti. Il GME, ricevuta la comunicazione dall'Autorità, emette i corrispondenti Titoli di Efficienza Energetica (in particolare, viene emesso un TEE per ogni tep di risparmio energetico conseguito) a favore del soggetto che ha realizzato il progetto.

I TEE si differenziano in tre categorie:

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

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

Per ottemperare all'obbligo, le imprese di distribuzione, entro il 31 maggio di ciascun anno, a decorrere dal 2006, trasmettono all'AEEG i TEE relativi all'obbligo dell'anno precedente per l'annullamento. L'AEEG verifica che ciascuna impresa di distribuzione posseda i titoli corrispondenti all'obiettivo annuo. Per ciascun titolo consegnato ed annullato, i distributori obbligati ricevono un "contributo tariffario" a parziale copertura dei costi sostenuti per l'adempimento.

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

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

Analogamente al mercato dei certificati verdi, anche il mercato dei titoli di efficienza energetica prevede che gli scambi avvengano secondo la regola della negoziazione continua all'interno delle sessioni di contrattazione. Anche le regole di abbinamento delle proposte di acquisto e di vendita dei TEE sono uguali a quelle del mercato CV, così come i meccanismi di garanzia previsti per garantire il buon fine delle operazioni, con la differenza però che sul mercato TEE il GME non è controparte centrale. Agli operatori acquirenti è, infatti, richiesto un deposito "in conto prezzo" a parziale copertura del controvalore delle transazioni, il quale deve essere reso disponibile su un conto corrente bancario intestato al GME il giorno prima di ciascuna sessione di mercato. E' inoltre previsto un collegamento diretto tra mercato organizzato e Registro TEE, per garantire la disponibilità dei TEE venduti ed evitare vendite allo scoperto. Il Mercato assicura la trasparenza e la sicurezza delle transazioni, oltre che facilitare la ricerca della controparte e assicurare l'efficiente formazione del prezzo dei TEE.

2.3 Il mercato delle Unità di Emissione (EUA)

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

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

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

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

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

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

Nel caso di inadempimento all'obbligo di consegna delle unità di emissione, al gestore inadempiente viene inflitta una sanzione pari a €40, relativamente al periodo 2005-2007, e pari a €100, relativamente al quinquennio successivo 2008-2012, per ciascuna tonnellata di biossido di carbonio emesso e per la quale il gestore non ha restituito la relativa unità. Il pagamento della sanzione non dispensa il gestore dell'impianto dall'obbligo di restituzione delle unità dovute.

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

acquistando i relativi diritti di emissione, piuttosto che ad eseguire interventi diretti.

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

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

In Italia il GME ha organizzato una piattaforma di scambio, avviata il 2 aprile 2007, sulla quale gli scambi avvengono, analogamente a quanto avviene sul mercato dei certificati verdi, secondo la contrattazione continua, con sessioni di norma settimanali. Su questo mercato inoltre il GME è controparte centrale nelle negoziazioni, a totale garanzia del buon fine delle transazioni, con analoghi sistemi di garanzia. Anche su questo mercato le regole di abbinamento delle proposte sono uguali a quelle valide per il mercato CV, così come il sistema di garanzia. Per gli operatori acquirenti è, infatti, previsto il versamento di una somma a titolo di deposito a garanzia totale del controvalore delle transazioni, da rendere disponibile su un conto intestato al GME il giorno prima di quello in cui ha luogo ciascuna sessione. Per la garanzia della consegna delle unità, il GME ha aperto un conto proprietà presso il Registro italiano delle unità di emissione, gestito dall'ISPRA, sul quale i potenziali venditori devono trasferire a titolo temporaneo le unità che intendono negoziare. Il GME consentirà di inserire proposte di vendita solo per un ammontare complessivo minore o uguale al totale delle unità preventivamente trasferite dagli operatori sul conto GME.

In considerazione degli andamenti anomali delle negoziazioni rilevati nelle ultime sessioni di mercato nella seconda parte dello scorso anno ed, in particolare, di presunti comportamenti irregolari o illeciti, il 1 dicembre 2010 il mercato delle unità di emissioni è stato sospeso fino a successiva comunicazione.

3. I MERCATI DEL GAS

L'articolo 30, comma 1, della legge 23 luglio 2009, n. 99 recante *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia* ha affidato, in esclusiva, al GME la gestione economica del mercato del gas naturale e l'organizzazione dello stesso secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza.

Il comma 2 del succitato decreto ha previsto, inoltre, che il GME assuma la gestione delle offerte di acquisto e vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

In termini generali l'approccio che si è seguito è di tipo graduale, ovvero si è scelto di arrivare alla realizzazione di una borsa del gas sviluppando dapprima strumenti che agevolino lo svolgimento dei "servizi connessi" al mercato, quali l'adempimento dell'obbligo di offerta delle quote di gas importato e delle aliquote delle produzioni di gas dovute allo Stato.

In attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 30, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, il MiSE, nel 2010, ha quindi emanato il *DM 18 marzo 2010*, ai sensi del quale il GME ha predisposto il Regolamento di funzionamento e, dal 10 maggio 2010, avviato l'operatività della piattaforma di negoziazione (P-GAS comparto *Import*) attraverso la quale i soggetti¹ che importano gas prodotto da Paesi non appartenenti all'Unione Europea possono adempiere all'obbligo di offerta sul mercato di quote di tale gas importato. Su tale piattaforma è consentita altresì la negoziazione di quote di gas offerte su base volontaria.

¹ I soggetti importatori sono tenuti all'obbligo di cui all'articolo 11, comma 2, della legge 2 aprile 2007, n. 40.

La definizione puntuale delle modalità di offerta e di consegna di dette quote è stata invece rimessa a successivi provvedimenti regolatori dell'AEEG².

Inoltre, sempre in attuazione delle disposizioni del succitato articolo di legge, il MiSE ha emanato il *DM 6 agosto 2010* che stabilisce le modalità con cui i produttori di gas naturale assolvono all'obbligo³ di cessione delle aliquote del prodotto della coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato (c.d. *royalties*), prevedendo in particolare che dette aliquote siano offerte dai titolari esclusivamente presso la Piattaforma organizzata e gestita dal GME (P-GAS Comparto Aliquote). Come previsto dal medesimo decreto, l'AEEG, con Delibera ARG/gas n.132/10 del 9 agosto 2010, ha successivamente definito le modalità economiche di offerta delle aliquote presso la P-GAS, adeguando coerentemente le precedenti disposizioni adottate in materia.

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

La P-GAS si articola quindi in due comparti:

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

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

Le unità di misura adottate sulla P-GAS sono il GJ, per le quote di gas naturale, e centesimi di Euro/GJ, con specificazione di tre decimali, per i prezzi unitari. La quantità minima negoziabile (lotto minimo) è di 3,6 GJ/giorno, pari a 1 MWh⁴.

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

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

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

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

Relativamente alle quote di gas diverse⁵ da quelle offerte dai soggetti all'obbligo sono quotati contemporaneamente

² La Delibera ARG/gas n. 58/10 del 30 aprile 2010 ha definito le disposizioni in materia di modalità economiche di offerta di una parte delle quote del gas naturale importato da offrire entro l'anno termico 2009/2010 e di quelle da offrire entro l'anno termico 2010/2011. La Delibera ARG/gas 20/11 del 16 marzo 2011 ha definito le modalità di offerta presso la Piattaforma delle quote da importazione dell'anno termico 2011/2012 e successivi.

³ I soggetti produttori sono tenuti all'obbligo di cui all'articolo 11, comma 1, della legge 2 aprile 2007, n. 40.

⁴ Ad esempio 3,6 GJ/giorno corrisponde a lotti di 108 GJ per un contratto mensile relativo a un mese composto da 30 giorni e a 1.314 GJ per un contratto annuale.

⁵ In seguito all'esame della situazione di emergenza determinatasi dal 23 luglio 2010 in esito all'indisponibilità del sistema di trasporto transfrontaliero gas gestito dalla società Transitgas SA (nel seguito Transitgas), il MiSE ha emanato indirizzi per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti del gas naturale, per il funzionamento coordinato degli stoccaggi e per la riduzione della vulnerabilità del sistema nazionale del gas

i seguenti contratti:

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

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

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

Nel corso del 2010, un ulteriore tassello per un prossimo completamento della Borsa Gas si è concretizzato con l'avvio, in data 10 dicembre 2010, dell'operatività del mercato a pronti del gas naturale (M-GAS).

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

Sul MGAS, a differenza della PGAS, il GME svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori, vale a dire che il GME garantisce la consegna del gas negoziato, oltre che il buon esito dei pagamenti.

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

Il MGAS si articola in:

- Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS) le cui negoziazioni si svolgono in due fasi successive: nella prima fase, secondo le modalità di negoziazione continua, nella seconda fase, secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta;
- Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS), le cui negoziazioni si svolgono in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MI-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

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

4. IL SISTEMA DEI PAGAMENTI E DELLE GARANZIE

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

In particolare, con riferimento al mercato elettrico gli operatori presentano garanzie finanziarie, cumulabili tra loro, a copertura delle obbligazioni, che sorgono sui mercati dell'energia ovvero sulla Piattaforma dei Conti Energia, nella

naturale. Allo scopo di favorire la risoluzione delle criticità conseguenti all'interruzione del metanodotto Transitgas, il MiSE ha richiesto al GME, in data 13 settembre 2010, di emendare il Regolamento della P-GAS al fine di prevedere, nell'ambito del comparto import - con riferimento alle sole quote gas diverse da quelle soggette all'obbligo di offerta - la possibilità di estendere il periodo di negoziazione dei contratti mensili, stabilendo che tali contratti siano negoziati a partire dal primo giorno di mercato aperto del sesto mese antecedente a quello di consegna e fino al penultimo giorno di mercato aperto del mese antecedente l'inizio del periodo di consegna. A seguito dell'approvazione da parte del MiSE delle modifiche predisposte dal GME al Regolamento della P-GAS, detti prodotti sono stati resi negoziabili all'interno del Comparto Import della P-GAS, a partire dal 24 settembre 2010.

forma di fideiussione a prima richiesta, ovvero di deposito infruttifero in contanti. Le garanzie devono soddisfare i requisiti indicati nella Disciplina del Mercato Elettrico e, qualora presentate nella forma di fideiussioni, le stesse devono essere conformi, a seconda dei casi, ai modelli allegati alla Disciplina del Mercato Elettrico¹ (art. 79) e possono essere aggiornate presentando una lettera di aggiornamento conforme, a seconda dei casi, ai modelli allegati alla Disciplina (art. 80).

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

¹ L'operatore che abbia presentato al GME una garanzia fideiussoria cumulata, può destinare parte di detta garanzia a copertura delle partite economiche che possono sorgere sui diversi mercati dell'energia, presentando al GME una dichiarazione resa dal legale rappresentante, ovvero di altro soggetto munito dei necessari poteri, redatta in conformità al modello pubblicato sul sito Internet del GME, con l'indicazione dell'ammontare della garanzia fideiussoria che intende destinare.





L'ANDAMENTO DEI MERCATI

1.	Il contesto	p.	50
1.1	Lo scenario internazionale	p.	50
1.1.1	I consumi di energia primaria	p.	52
1.1.2	Il mercato del petrolio	p.	53
1.1.3	Il mercato del carbone	p.	55
1.1.4	Il mercato del gas naturale	p.	56
1.2	Il settore energetico italiano	p.	58
1.2.1	Il bilancio energetico nazionale	p.	58
1.2.2	Il sistema gas	p.	64
1.2.3	Il sistema elettrico	p.	69
2.	I mercati elettrici	p.	72
2.1	La partecipazione al mercato	p.	73
2.2	MGP	p.	77
2.2.1	Il prezzo di acquisto unico nazionale	p.	77
2.2.2	I prezzi zonal di vendita (PZ)	p.	81
2.2.3	Domanda e offerta	p.	85
2.2.3.1	Domanda	p.	85
2.2.3.2	Offerta	p.	88
2.2.3.3	Vendite per fonti e tecnologie	p.	92
2.2.3.4	Performance per tecnologia	p.	96
2.2.4	Configurazioni zionali	p.	98
2.2.5	Concentrazione e potere di mercato	p.	101
2.3	MI	p.	110
2.3.1	Prezzi	p.	110
2.3.2	Volumi	p.	112
2.4	Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)	p.	114
2.4.1	MSD EX-ANTE	p.	114
2.5	Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE)	p.	118
2.6	Mercati a termine: MTE e CDE	p.	123
2.6.1	Andamento delle contrattazioni su MTE	p.	123
2.6.2	Evoluzione del sistema di garanzia su MTE	p.	131
2.6.3	La CDE	p.	132
2.7	Confronti internazionali	p.	133
3.	I mercati dell'ambiente	p.	139
3.1	Mercato dei Certificati Verdi (MCV)	p.	139
3.2	Titoli di Efficienza Energetica (TEE)	p.	145
3.3	Unità di Emissione (EUA)	p.	149
3.4	L'evoluzione delle politiche ambientali: confronto internazionale	p.	150
4.	I mercati del gas	p.	152

L'ANDAMENTO DEI MERCATI

1. IL CONTESTO

1.1 Lo scenario internazionale

Il quadro macroeconomico globale del 2010 è risultato positivo sebbene permangano diverse incertezze che, secondo quanto previsto di recente dal FMI, è probabile avranno un impatto negativo nel corso di quest'anno.

La crescita economica presenta i primi segnali di stabilizzazione caratterizzata da una ripresa a "V" e un ciclo economico disallineato tra le due macroaree evidenziate in Fig.C.1.1. In tale processo, secondo le proiezioni macroeconomiche effettuate dal FMI, i paesi emergenti e di nuova industrializzazione continueranno a precedere le economie avanzate. Il consolidamento della crescita della domanda interna nei mercati emergenti, in particolare nell'area BRICS¹ rappresenta il principale *driver* della ripresa indotta dalle esportazioni (12% nel 2010)² di cui beneficeranno le economie sviluppate nel prossimo biennio.

Fig C.1.1 Evoluzione del tasso di crescita del PIL



(*) Stime e (*) proiezioni del Fondo Monetario Internazionale.
Fonte: WEO, aprile 2011 FMI

Non può essere escluso il rischio di una evoluzione negativa del sistema economico. La crescita globale a cui si assiste infatti si sta rivelando più fragile rispetto alle previsioni che nella prima parte del 2010 avevano generato le politiche espansive avviate dai governi delle economie avanzate.

Nei paesi sviluppati il livello del tasso di disoccupazione è ancora elevato (+10% rispetto al 2009) e persistono rischi connessi alla crisi del debito pubblico di alcuni paesi dell'area dell'euro (Grecia, Irlanda, Portogallo e, in misura minore, Spagna). Il recupero dell'economia degli Stati Uniti sembra proseguire l'andamento positivo, ma il suo consolidamento è tuttora legato all'insieme di politiche fiscali, di regolamentazione dei mercati finanziari, nonché monetarie adottate dopo la crisi del 2008. A tal proposito si ricorda il ricorso alla politica del *quantitative easing*

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

2 FMI: WEO, aprile 2011.

da parte della FED nel novembre scorso, per un valore di 600 mld di dollari, segno di un'evidente preoccupazione riguardo alla capacità di tenuta della ripresa negli USA.

In questo contesto vanno ad aggiungersi le spinte inflazionistiche su scala internazionale favorite in particolare dall'aumento dei prezzi delle *commodity* soprattutto del petrolio e del carbone, dalle recenti agitazioni geopolitiche in Nord Africa e Medio Oriente, innescate anche dall'aumento dei prezzi alimentari, e dal terremoto in Giappone. Nelle economie avanzate l'inflazione, sebbene abbia subito un graduale aumento nella seconda parte del 2010, appare attestarsi su livelli moderati; al contrario in molte economie emergenti la forte espansione dell'attività economica e i consumi elevati di energia, si ripercuotono maggiormente sui tassi di inflazione. A ciò si sommano i recenti segnali di surriscaldamento derivanti dai notevoli afflussi di capitale provenienti dalle economie avanzate per limitare i quali appaiono necessarie politiche atte a favorire il bilanciamento degli squilibri esterni, relativi sia al commercio estero che ai movimenti di capitali.

Il tasso di crescita globale del PIL per il 2010 si attesta al 5% e si prevede una flessione moderata al 4,4% nel 2011 (Tab.C.1.1). Si ricorda anche che se la crescita è piuttosto debole per i paesi occidentali (3% e 2,4% nei due anni considerati), rimane invece particolarmente robusta nel resto del mondo (7,3% e 6,5%), in particolare in Cina e in India (10%). Anche negli Stati Uniti i risultati positivi si collocano al di sopra dei livelli pre-recessivi sebbene l'attività reale non abbia ancora recuperato tutta la contrazione subita. Nell'area euro è prevista una debole ripresa nel prossimo biennio pari all'1,8% in media nel 2010 e nel 2011, pesando su di essa un alto indebitamento, una scarsa competitività e un tasso di disoccupazione elevato. Tra i paesi osservati le *performance* di crescita presentano marcate divergenze che spaziano dal 3,5% (2,5% nel 2011) della Germania ad addirittura un segno negativo per la Spagna (-0,1% nel 2010; +0,80 nel 2011). In Italia la crescita è prevista attestarsi all'1,3%, la quale fa seguito alle riduzioni rilevate nei due anni precedenti (-1,3% nel 2008 e -5,2% nel 2009). In questo contesto si inseriscono le correzioni rialziste che hanno spinto il greggio oltre gli 80 \$/bbl.

Tasso di crescita del PIL  Tab C.1.1

PIL	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010*	2011*	2012*
Mondo	4,7	4,9	5	5,2	3,0	-0,6	5,0	4,4	4,5
Economie Avanzate	3,9	2,5	3	2,7	0,5	-3,4	3,0	2,4	2,6
USA	3,4	3,2	3	2,0	0,4	-2,6	2,8	2,8	2,9
Unione Europea**	3,4*	1,9	3,3	3,1	0,9	-4,1	1,8	1,8	2,1
Italia	2,9	0,1	1,8	1,6	-1,3	-5,2	1,3	1,1	1,3
<i>Germania</i>	3	0,9	2,9	2,5	1,2	-4,7	3,5	2,5	2,1
<i>Francia</i>	3,6	1,2	2	2,1	0,3	-2,5	1,5	1,6	1,8
<i>Regno Unito</i>	3	1,9	2,9	3,0	0,5	-4,9	1,3	1,7	2,3
<i>Spagna</i>	2,8	3,5	3,9	3,7	0,9	-3,7	-0,1	0,8	1,6
Giappone	0,8	1,9	2,4	2,4	-1,2	-6,3	3,9	1,4	2,1
Economie Emergenti	5,7	7,5	7,8	8,3	6,1	2,7	7,3	6,5	6,5
<i>Russia</i>	8,3	6,4	7,4	9,3	7,3	-7,9	4,6	5,0	4,7
<i>Brasile</i>	4,4	2,9	3,8	5,7	5,1	-0,6	-0,6	7,5	4,5
<i>Cina</i>	8	10,4	11,1	13,0	9,6	9,2	10,3	9,6	9,5
<i>India</i>	6	9,2	9,7	8,1	5,6	5,7	10,4	8,2	7,8
Volumi Commercio Globale	12,4	7,4	9,2	7,2	2,8	-10,7	12,4	7,4	6,9
Prezzo del petrolio**	57,0	41,3	20,5	10,7	36,4	-36,3	27,9	35,6	0,8
Inflazione									
Econ avanzate	2,3	2,3	2,4	2,2	3,4	0,1	1,6	2,2	1,7
Econ emergenti	6,1	5,4	5,4	6,4	9,2	5,2	6,2	6,9	5,3

*Eu-15; **nel 2005 Eu-25; ***dal 2006 Eu- 27 2006

**Media semplice dei prezzi del Brent, WTI e Dubai pari a 79,03\$/barile (dicembre 2010)

(*) Stime e (*) proiezioni del Fondo Monetario Internazionale.

Fonte: FMI, World Economic Outlook, 11 aprile 2011

1.1.1 I consumi di energia primaria

Nell'attuale panorama economico - tra l'incertezza della domanda globale del dopo-crisi, le potenzialità estrattive dello *shale gas* nel continente europeo, i costi di produzione elevati del petrolio non convenzionale e quelli per ridurre il loro impatto sull'ambiente, i segnali incerti sugli andamenti dei prezzi delle *commodity* (energetiche e non) che si prevede mantengano una volatilità elevata almeno nel medio periodo - secondo le previsioni dell'AIE i combustibili fossili (petrolio, carbone e gas naturale) restano le principali fonti di energia sia a breve che a lungo periodo (rappresentando oltre il 50% della domanda primaria di energia nel 2035³) sebbene il contributo relativo dell'insieme delle fonti primarie di energia vari in misura rilevante. Infatti il settore energetico si sta evolvendo in direzione di un nuovo modello di crescita, su cui si è continuato a discutere nel 2010 a livello mondiale, che non sia basato esclusivamente su risorse esauribili, in considerazione del continuo aumento della domanda da parte delle economie emergenti e in via di sviluppo (in primo luogo Cina e India). Questa inevitabile transizione, sebbene lenta e disomogenea a livello internazionale, sarà stimolata da una maggiore efficienza energetica e da investimenti in tecnologie a basse emissioni di carbonio ad ampio raggio.

I consumi di energia primaria stimati per il 2010 sono in aumento del 4,4% rispetto al 2009 mentre rispetto ai livelli del 2000 si registra un incremento di circa il 26,8% che si traduce in un tasso di crescita annuo composto (TCAC) piuttosto modesto e pari al 2,4% dal 2000. Dai risultati si evidenzia l'incremento tendenziale nel Medio Oriente dell'8,3% (75,2% rispetto al 2000) e nell'area asiatica del 6,8% (72,9% rispetto al 2000), esiti che confermano l'effetto trainante dei paesi emergenti e che si riflettono sui tassi di crescita annuali composti pari rispettivamente al 5,8% e 5,6%. Il carbone domina la scena restando la fonte più utilizzata con un incremento tendenziale pari al 6,6% (poco meno del 50% rispetto al 2000), analogo a quello del gas naturale (il 30% in più rispetto al 2000). Ragguardevole risulta anche l'incremento del consumo dell'idroelettrico che nello stesso periodo di osservazione aumenta del 4,4% (29% rispetto al 2000). Guardando alle fonti rinnovabili la quota sul totale dei consumi primari, sebbene in aumento nel decennio di osservazione, risulta ancora esigua (1,3%). Ciononostante, i risultati di crescita del loro utilizzo sono particolarmente brillanti e pari al 211% in più tra il 2000 e il 2010, con un tasso di crescita annuale composto del 12%. Gli aumenti rilevati nelle macro aree considerate risultano anch'essi particolarmente robusti: +107% nel nuovo continente (TCAC: +7,6%), +227% nel continente asiatico/pacifico (TCAC: +16,7%), fino ad arrivare nell'area europea/euroasiatica al +367% (TCAC: +12,6%).

Tab C.1.2 Consumi di energia primaria (Mtep)

	2010*								2009						2000								
	Petrolio	Gas Naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro	Rinnov	Totale	Δ% '09-'10	Petrolio	Gas Naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro	Totale	Petrolio	Gas Naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro	Rinnov	Totale	Δ% '00-'10	TCAC '00/'10
Americhe	1286,5	888,5	594,8	213,5	317,9	49,5	3350,7	2,3%	1281,5	857,9	553,7	217,5	316,7	3227,3	1294,2	806,4	627,0	200,5	276,0	23,9	3228,1	3,8%	0,4%
Europa e europa	908,3	1.005,3	473,0	266,8	184,5	68,4	2906,4	2,4%	913,9	952,8	456,4	265,0	182,0	2.770,1	929,4	886,2	525,6	267,4	188,5	14,6	2811,7	3,4%	0,3%
Asia e Pacifico	1.249,4	493,4	2.312,0	130,7	243,3	34,6	4463,5	6,8%	1.206,2	446,9	2.151,6	125,3	217,1	4.147,1	990,7	263,3	1.087,4	113,3	116,7	10,6	2582,0	72,9%	5,6%
Africa	146,9	94,4	106,9	2,9	21,6	1,3	373,9	3,3%	144,2	84,6	107,3	2,7	22,0	360,8	117,6	51,5	90,2	3,1	17,0	0,3	279,7	33,7%	2,9%
Medio Oriente	352,2	346,6	9,4	0,0	5,4	0,1	713,8	8,3%	336,3	311,0	9,2	--	2,4	659,0	230,2	168,1	7,3	--	1,8	0,0	407,3	75,2%	5,8%
Totale	3.943,3	2.828,3	3.496,1	613,9	772,8	153,8	11.808,3	4,4%	3.882,1	2.653,2	3.278,3	610,5	740,2	11.164,3	3.562,1	2.175,5	2.337,6	584,3	600,0	49,4	9.308,8	26,8%	2,4%

*stime; ^ Per il calcolo della variazione % '09/'10, dal totale dell'anno 2009 sono state scorporate le fonti rinnovabili

Fonte: BP EnergyOutlook 2010; BP Statistical Review of World Energy 2010

Analizzando i consumi finali di energia, continua a distinguersi, anche nel lungo periodo, l'aumento della domanda di energia elettrica, la quale sarà assorbita dalle economie emergenti per l'80% dell'incremento previsto, stimato al 2,2% annuo fino al 2035⁴. I dati più recenti in termini tendenziali indicano riduzioni consistenti dei consumi di

3 Questa percentuale è conforme a un processo energetico coerente con l'obiettivo di mantenere il *cap* del *global warming* entro 2°C per il 2050 e di contenere la concentrazione di CO2 nell'atmosfera a 450 parti per milione (ppm) entro il 2020.

4 WEO 2010, IEA.

elettricità in tutte le economie avanzate (-4,5%) quale effetto prevedibile della crisi finanziaria del 2008 cui ha fatto seguito la recessione economica del 2009. Al contrario anche in questo caso, incrementi tendenziali robusti hanno caratterizzato le economie emergenti e in via di sviluppo, prima fra tutte l'India (6,8%) seguita da Cina (6,0%) e Medio Oriente (3,8%). Il dato è confermato dai risultati relativi al tasso di crescita annuo composto, che mostrano trend al rialzo, tra il 2000 e il 2009, particolarmente elevati e pari rispettivamente al 12% in Cina, e al 6% in India e Medio Oriente.

Consumi interni di energia elettrica (Mtep) **Tab C.1.3**

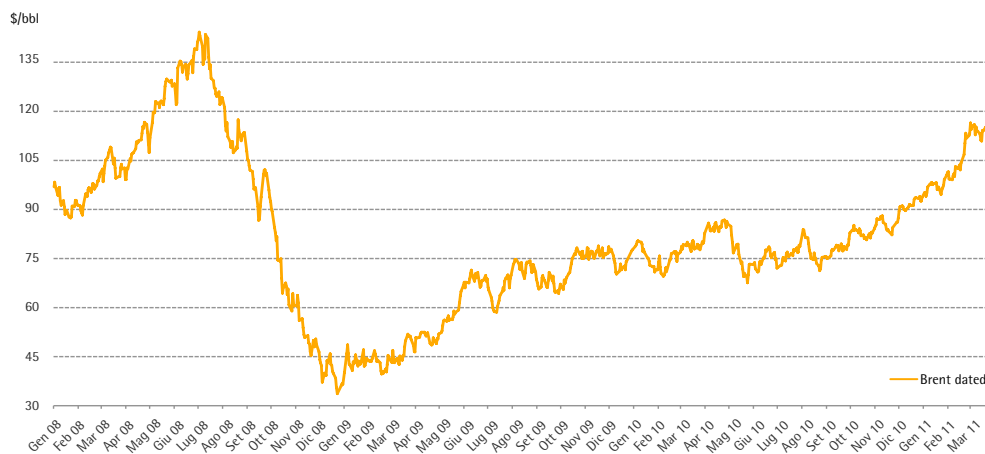
	2000	2006	2007	2008	2009	Δ% '08-'09	TCAC '00-'09
Mondo	13.133,7	16.258,0	17.050,9	17.401,1	17.146,3	-1,5%	3,0%
OECD	8.491,0	9.304,8	9.514,4	9.563,6	9.135,6	-4,5%	0,8%
Eu-27	2.627,9	2.934,1	2.951,5	2.959,0	2.811,3	-5,0%	0,8%
Europa ed Eurasia	3.241,3	3.657,6	3.696,4	3.723,0	3.540,1	-4,9%	1,0%
America del Nord	4.093,1	4.342,1	4.459,9	4.443,3	4.245,9	-4,4%	0,4%
USA	3.589,6	3.816,8	3.920,9	3.911,9	3.746,7	-4,2%	0,5%
Russia	692,9	797,8	820,7	836,7	800,3	-4,4%	1,6%
Centro e Sud America	791,7	965,6	1.006,3	1.039,8	1.038,8	-0,1%	3,1%
Asia & Pacifico	3.558,5	5.440,8	5.954,2	6.190,5	6.343,5	2,5%	6,6%
Cina	1.142,8	2.445,2	2.814,7	2.971,9	3.149,1	6,0%	11,9%
Giappone	957,2	997,5	1.024,7	1.037,0	961,6	-7,3%	0,1%
India	368,7	516,6	566,8	581,5	621,3	6,8%	6,0%
Africa	365,1	493,1	520,3	529,4	515,1	-2,7%	3,9%
Medio Oriente	391,1	560,8	593,1	638,5	662,6	3,8%	6,0%

*tasso di crescita annuale composto

Fonte: BP, Statistical Review on World Energy, 2010

1.1.2 Il mercato del petrolio

Nel 2010, il prezzo del petrolio, con una media annuale del Brent a 79,85 \$/bbl, ha avvertito le incertezze che hanno caratterizzato il quadro economico mondiale, mostrando in corso d'anno fluttuazioni significative (Fig.C.1.2).

Prezzi giornalieri del Brent Dated (\$/barile) **Fig C.1.2**

Fonte: Thomson Reuters

Con una oscillazione compresa tra 67 e 94 \$/bbl e con un incremento dei prezzi rispetto al 2009 del 29,3% (-36,7%

rispetto ai livelli del 2008), le quotazioni del greggio hanno espresso e seguito un *trend* analogo a quello dei mercati finanziari, evidenziando come le aspettative in tema di economia e finanza abbiano pesato nella formazione dei prezzi stessi (Tab.C.1.4). I movimenti rialzisti e ribassisti che hanno caratterizzato il 2010 hanno impattato sui livelli di volatilità che sebbene non trascurabili, presentano indici inferiori rispetto ai periodi di crisi e pre-crisi. Nel primo trimestre 2011 si è assistito a una nuova ripresa della volatilità, la più elevata se la si confronta con lo stesso periodo dei tre anni precedenti (Tab.C.1.5), indice di una forte tensione sui prezzi dovuta alle recenti sommosse in Nord Africa e al terremoto in Giappone che ha causato la chiusura della centrale nucleare di Fukushima.

Tab C.1.4 : Prezzi trimestrali e annuali del Brent (\$/bbl)

	I Trim	II Trim	III Trim	IV Trim	Annuale
2008	96,72	121,18	103,93	55,48	97,26
2009	44,46	58,92	68,08	74,5	61,54
2010	76,45	78,24	76,95	86,62	79,59
2011	105,61	--	--	--	
Δ% 09-08	-54,03%	-51,38%	-34,49%	34,28%	-36,73%
Δ% 10-09	71,95%	32,79%	13,03%	16,27%	29,33%
Δ% 11-10	38,14%				

Fonte: elaborazioni su dati Thomson Reuters

Tab C.1.5 : Volatilità trimestrale del Brent

	2008	2009	2010	2011
I Trim	6,19%	6,56%	4,24%	7,61%
II Trim	9,11%	13,50%	7,12%	
III Trim	13,76%	6,31%	3,64%	
IV Trim	27,28%	4,56%	4,66%	
Media	14,08%	7,73%	4,92%	

Fonte: elaborazioni su dati Thomson Reuters

Durante la prima metà del 2010 le incertezze del quadro economico europeo e il *downgrade* di Grecia, Portogallo e Spagna hanno contribuito a ridurre le quotazioni, annullando in pratica il rialzo che si era verificato, tra febbraio e aprile, a seguito delle buone *performance* registrate sui mercati finanziari. Successivamente, l'annuncio dello EFSF⁵ insieme ai risultati apprezzabili degli *stress test* cui sono state sottoposte le banche europee, hanno contribuito a risollevare gli andamenti dei mercati. L'euro in questo contesto, dopo un deprezzamento del 15% tra gennaio e giugno 2010, dalla seconda metà dell'anno ha cominciato a invertire la sua tendenza recuperando a fine anno poco più di quanto aveva perso nella prima parte del 2010. A ciò sembrano aver contribuito i risultati del rapporto congiunturale della *Federal Reserve (FED)* di fine luglio sulle incertezze della stabilità della ripresa economica USA a cui è seguito, nell'autunno del 2010, l'annuncio di una politica monetaria fortemente espansiva per contrastare la debolezza della sua economia.

Le ragioni che sono alla base delle tensioni sui prezzi sembrano essere spiegate solo parzialmente dal contesto economico a cui si assiste e sono spesso complesse da comprendere in particolare in presenza di un mercato petrolifero caratterizzato da una *spare capacity* (eccesso in capacità produttiva disponibile) piuttosto elevata pari a circa 6 milioni di barili/g (dicembre 2010), oltre il 7% della domanda⁶. Se l'impatto della speculazione sembra probabile che svolga un ruolo importante di breve periodo, accentuando i movimenti tendenziali del mercato, non possono essere ignorati due fattori in grado di incidere sui prezzi rilevati: un livello più elevato dei costi di produzione che pesano sul *range* di equilibrio dei prezzi, e i margini di manovra del mercato in termini di capacità

⁵ La *European Financial Stability Facility*, annunciata il 9 maggio 2010, con un accordo unanime dei 27 Paesi dell'Ue, è una *Special Purpose Vehicle* (società veicolo) emittente obbligazioni. La raccolta tramite il collocamento sui mercati internazionali degli *EFSSF-bond*, appunto, viene utilizzata esclusivamente per aiutare temporaneamente gli stati dell'eurozona in difficoltà. La EFSF con una durata di 3 anni, dal giugno 2010 fino al 30 giugno 2013, potrebbe essere trasformata dal primo luglio 2013 in un nuovo meccanismo permanente di aiuto.


⁶ L'indicatore è sceso al 4,5% ad aprile 2011 mentre dovrebbe attestarsi al 4,8% nel 2012 e al 4% nel 2015.

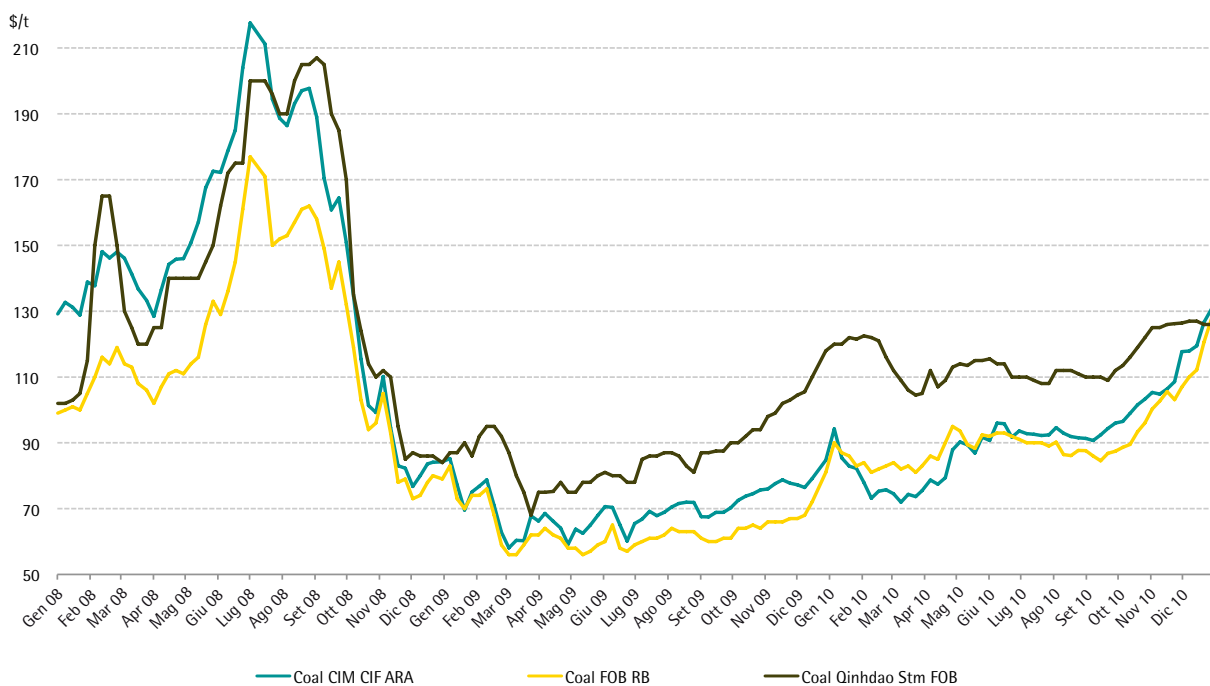
disponibile che influiscono su un eventuale *risk premium* in caso di tensioni nel medio periodo.

1.1.3 Il mercato del carbone

A partire dalla seconda metà del 2009, il flusso tipico del carbone nelle principali macro-aree geografiche è stato stravolto dalle differenti velocità di crescita economica, fino al punto che quote consistenti di prodotto sudafricano (prodotto di riferimento storico per il mercato europeo) vengono esportate in India e altri paesi orientali, per far fronte alla crescente richiesta del continente asiatico rispetto al calo di domanda europea (-6% nel 2009). Una trasformazione epocale se si considera che il prodotto sudafricano, dall'avvio della sua commercializzazione, è stato rivolto per circa il 98% al solo mercato atlantico e in particolare all'Europa.

In effetti la Cina nel 2009 ha registrato un boom di importazioni che hanno raggiunto i 92 milioni di tonnellate (M/t) di *steam coal* (+173% rispetto al 2008) contro un crollo del 47% delle esportazioni (18 M/t). Similmente in India l'import nel 2010 è cresciuto del 49% (da 38 M/t a 56 M/t).

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



Fonte: elaborazioni su dati Thomson Reuters

La disponibilità degli indici sottostanti a questi prodotti, se da un lato ha dato la possibilità agli operatori di sottoscrivere contratti di acquisto basati su prezzi variabili, dall'altro è stata anche causa di volatilità dei prezzi, sebbene a livelli più moderati di quelli registrati dal petrolio e gas naturale.

L'andamento degli indici di prezzo medio nel 2010 ha registrato un incremento pesante attestandosi a 92,5 \$/t al porto di sbarco di Rotterdam (CIM CIF ARA: +31,1%), a 91,7 \$/t al porto di imbarco di Richards Bay-Sud Africa (FOB RB: +43,0%) e a 115,4 \$/t per l'indice di prezzo cinese (Qinhdao STM FOB: +32,4%).


Prezzi e variazioni dei prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t)

	2008	2009	2010	Δ % '09/'08	Δ % '08/'10	Δ % '09/'10
Coal CIM CIF ARA	147,49	70,54	92,51	-52,2%	-37,3%	31,1%
Coal FOB RB	120,33	64,13	91,70	-46,7%	-23,8%	43,0%
Coal Qinhdao STM FOB	145,27	87,20	115,42	-40,0%	-20,6%	32,4%

Fonte: elaborazione su dati Tomson Reuters

1.1.4 Il mercato del gas naturale

L'industria del gas ha segnato nel 2010 una crescita sostenuta, stimolata dalla ripresa dell'economia e dalla rigidità del clima, riportando i consumi a livelli di poco superiori a quelli pre-crisi. Nel 2010, la ripresa della domanda è stata più rapida del previsto sia nell'area OCSE, che in Asia e in alcune economie emergenti. Con riferimento al Medio Oriente, in numerosi paesi (Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iran, Oman) i consumi di gas sono aumentati significativamente nei settori petrolchimico, dell'alluminio ed elettrico, mentre nell'America del Sud è stato il Brasile a conoscere una crescita robusta (+16%) grazie all'elevata richiesta di elettricità durante la stagione secca⁷. Questo rapido sviluppo si è verificato in un contesto di abbondante eccesso di offerta, che ha consentito alla produzione mondiale di segnare nel 2010 un aumento del 4% che si traduce in 120 miliardi mc, attestandosi ad un livello superiore dell'1% a quello pre-crisi. In particolare l'incremento dovrebbe attestarsi all'8%, grazie alla ripresa della domanda nazionale della Federazione Russa, sostenuta da temperature più basse della media stagionale, e all'aumento delle esportazioni destinate ai paesi della CIS⁸. Nonostante prezzi indicizzati più alti rispetto ai prezzi spot GNL, anche le esportazioni verso l'Europa mostrano un aumento, stimato superiore al 4%, trainato dalla domanda di riscaldamento tipica dei mesi invernali e favorito dalla contrazione della produzione locale.

Negli Stati Uniti infine, l'aumento della produzione, (stimato al 2,8% nel 2010) è stato reso possibile dal continuo sviluppo dello *shale gas* (+20% nel 2010), che sembra tuttavia essere messo a rischio nel prossimo futuro dal ridotto interesse da parte delle compagnie a investire ulteriormente in questa risorsa a causa dei prezzi contenuti, circa 4 \$/milioni Btu. La maggior parte dei giacimenti richiederebbe infatti un prezzo di equilibrio di circa 5 \$ per garantire un ROI almeno pari al 10%. Questa evoluzione ha suscitato un rinnovato interesse a favore dei progetti di liquefazione ed esportazione di GNL verso gli USA poiché possono giustificarsi economicamente grazie a un differenziale di prezzo di poco più di 3 \$/Mbtu.

Da un contesto simile deriva un aumento significativo degli scambi internazionali via pipeline e via nave che dovrebbe superare il 10% nel 2010, dopo la riduzione consistente (-11%) rilevata nel 2009.

Analizzando i prezzi nel corso del 2010 si è assistito a un aumento significativo dei prezzi a pronti presso i principali *hub* del continente europeo (cfr cap. C.4), progressione derivante dalla ripresa della domanda e da un inverno particolarmente rigido. Al contrario, ciò non può essere affermato per i prezzi spot rilevati presso l'*Henry Hub* statunitense che hanno esibito un prezzo medio pari a 4,38 \$/MMBtu (rispetto a 3,93 \$/MMBtu medio del 2009), livello medio che nel primo trimestre del 2011 risulta addirittura in diminuzione (4,17 \$/MMBtu) espressione di un'offerta abbondante di gas non convenzionale che compensa ampiamente il calo di produzione dei giacimenti di gas tradizionale. Il ritorno a una divergenza significativa nei livelli di prezzo tra i due continenti è da attribuire all'elevato grado di regionalizzazione dei mercati europei. Situazione questa che tende, tra l'altro, a rafforzare la quota dei contratti di importazione a lungo termine indicizzati ai prodotti petroliferi (previsti in rialzo nel medio periodo) vista l'assenza di un mercato unico europeo del gas e sufficientemente liquido. Nel continente europeo la

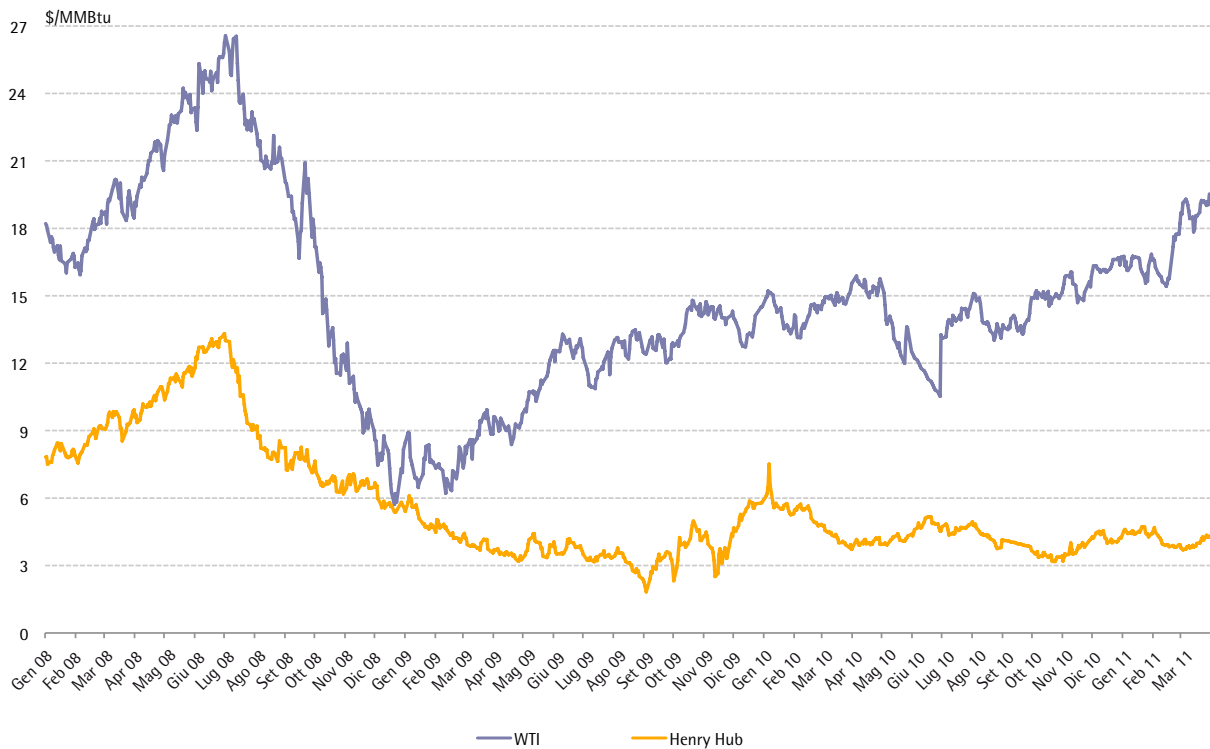
⁷ Dati Cedigaz, Annual Gas Report, dic. 2010.

⁸ *Commonwealth of Independent States*: Armenia, Azerbaijan, Belarus, Estonia, Georgia, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Latvia, Lithuania, Moldova, Federazione Russa, Tajikistan, Turkmenistan, Ukraina, Uzbekistan.

commercializzazione all'ingrosso del gas naturale avviene per un solo 22%⁹ tramite le borse del gas; al contrario la situazione nordamericana è differente.

Il rapido aumento dell'offerta di gas non convenzionale negli USA spiega in gran parte il recente *decoupling* tra i prezzi del gas naturale e quelli del petrolio. Attualmente nel Nord America la negoziazione all'ingrosso del gas naturale avviene per il 98,7%¹⁰ attraverso le borse gas, ovvero hub (in qualità di *market center*). Il confronto tra l'andamento dei prezzi dell'Henry Hub (HH) e del WTI (Fig.C.1.4) è significativo in tal senso. Se l'andamento dei due prezzi fino alla fine del 2008 mostrava un certo allineamento, dal gennaio 2009 il prezzo del WTI è cominciato a crescere fino ad arrivare a un max di 91,4 \$/bbl alla fine del 2010 (79,4 \$/bbl nel 2010, +28,4% rispetto al prezzo medio del 2009 pari a 61,8 \$/bbl) mentre il prezzo del gas ha registrato contemporaneamente un'importante riduzione (-11% rispetto al 2009, -56,6% rispetto al 2008). Il rapporto WTI/HH ha mostrato dal 2010 un certo aumento, segno di un evidente rialzo del prezzo del WTI in considerazione del fatto che il *range* di oscillazione del HH è esiguo e intorno ai 4 \$/MMBtu.

WTI vs HH: prezzi spot giornalieri (\$/MMBtu) Fig C.1.4



Fonte: IEA, Thomson Reuters

⁹ WEO, IMF, aprile 2011.

¹⁰ Nota 7.

1.2 Il settore energetico nazionale

1.2.1 Il bilancio energetico nazionale

Il settore energetico italiano in quest'ultimo decennio è stato coinvolto da importanti evoluzioni di natura istituzionale e di mercato con lo scopo di promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, l'efficienza e il risparmio energetico, di sviluppare la produzione di energia attraverso le fonti rinnovabili nonché di riorganizzare i mercati elettrico e del gas naturale.

In particolare, tra il 2005 e il 2009, ultimo anno per cui si dispone di un dato consolidato, il consumo interno lordo di energia primaria ha subito una correzione al ribasso dell'8,8% (TCAC¹¹ pari a -2,3%), con una caduta più pronunciata proprio nell'ultimo anno per effetto della crisi economica (-5,7%), attestandosi a 180,3 Mtep¹². Il dato stimato per il 2010 - che sconta il recupero dell'attività economica (PIL +1,3%) e del consumo interno lordo pro capite (2,23 tep/milione pps prodotto¹³) - proietta una ripresa dei consumi totali di energia primaria (+1,8%¹⁴), che resterebbero comunque inferiori ai livelli del 2000.

Facendo un confronto con l'andamento del PIL, si osserva un trend positivo negli anni 2005-2007 con un tasso di crescita medio dell'1,2%, anni in cui invece i consumi medi di energia primaria segnavano una flessione dell'1,5%. Nel biennio successivo il PIL registrava un tasso di crescita in calo, pari in media al 3,2%, in linea e più ampio di quello dei consumi primari di energia, dato che rispecchiava la congiuntura economica internazionale negativa.

Analizzando i consumi per singole fonti, nello stesso periodo 2005-2009, tra i combustibili fossili il calo più evidente risulta quello dei combustibili solidi che segnano una flessione del 23,3% (TCAC: -6,4%) seguiti dai prodotti petroliferi che scendono del 14,0% (TCAC: -3,7%) e dal gas naturale la cui diminuzione è pari al 10,2% (TCAC: -2,7%). Una situazione simile si riscontra nel consumo lordo di energia elettrica, risultante dall'import netto, che riporta una contrazione dell'8,5% (TCAC: -2,2%). In controtendenza l'energia da fonti rinnovabili che nel quinquennio mostra un incremento del 49,4% (TCAC: +10,6%).

Concentrandosi al periodo 2008-2009, i consumi lordi dei combustibili fossili hanno evidenziato una contrazione (-21,9% i combustibili solidi, -8,1% il gas naturale, -7,5% il petrolio); in rialzo i consumi lordi di energia elettrica (+12,3%) e come prevedibile delle fonti rinnovabili +18,8% (Tab.C.1.7).

11 Il tasso di crescita annuale composto (TCAC).

12 Dati preliminari del Ministero dello Sviluppo Economico.

13 Al fine un confronto uniforme tra i paesi osservati, il calcolo dell'intensità energetica è stato effettuato utilizzando i PIL annuali in milioni di PPS (*Purchasing Power Standard*). Lo Standard di Potere di Acquisto è un'unità di conto utilizzata nei confronti internazionali per eliminare la differenze nei livelli di prezzo e nei tassi di cambio e permettere i confronti tra le diverse regioni europee basandosi su volumi o unità di beni piuttosto che sui valori.

14 Dato AIEE, marzo 2011.

Bilancio energetico nazionale (anni 2000 e 2005-2009) Tab C.1.7

Mtep	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2000	2005	2006	2007	2008	2009
	Combustibili solidi						Gas naturale³					
Consumo interno lordo ¹	12,882	17,038	17,154	17,212	16,741	13,072	58,365	71,169	69,698	70,041	69,519	63,902
Trasformazioni in energia elettrica	-7,232	-11,892	-11,857	-11,937	-11,892	-10,183	-18,826	-25,284	-26,023	-28,292	-27,768	-23,769
Totale impieghi finali ²	4,227	4,629	4,556	4,501	4,112	2,700	38,876	45,050	42,847	40,479	40,529	39,040
Quota % della fonte sul consumo interno lordo totale	6,9%	8,6%	8,7%	8,9%	8,8%	7,2%	31,4%	36,0%	35,5%	36,1%	36,3%	35,4%
Δ% del consumo interno lordo 2009 rispetto agli altri anni	1,5%	-23,3%	-23,8%	-24,1%	-21,9%	-	9,5%	-10,2%	-8,3%	-8,8%	-8,1%	-
	Prodotti Petroliiferi						Fonti Rinnovabili⁴					
Consumo interno lordo ¹	91,989	85,244	85,211	82,640	79,244	73,295	12,904	13,511	14,231	14,304	16,992	20,183
Trasformazioni in energia elettrica	-19,426	-9,434	-9,501	-7,248	-6,217	-5,069	-11,316	-11,598	-12,152	-11,703	-13,803	-16,377
Totale impieghi finali ²	66,754	69,219	69,725	69,127	66,782	62,315	1,522	1,827	1,985	2,502	3,100	3,709
Quota % della fonte sul consumo interno lordo totale	49,5%	43,1%	43,4%	42,6%	41,4%	40,6%	6,9%	6,8%	7,3%	7,4%	8,9%	11,2%
Δ% del consumo interno lordo 2009 rispetto agli altri anni	-20,3%	-14,0%	-14,0%	-11,3%	-7,5%	-	56,4%	49,4%	41,8%	41,1%	18,8%	-
	Energia Elettrica						Totale					
Consumo interno lordo ¹	9,757	10,814	9,897	10,183	8,808	9,891	185,897	197,776	196,191	194,200	191,304	180,343
Trasformazioni in energia elettrica	56,800	58,208	59,533	59,180	59,680	55,398	-	-	-	-	-	-
Totale impieghi finali ²	23,469	25,866	26,545	26,602	26,601	24,941	134,848	146,591	145,658	143,211	141,124	132,705
Quota % della fonte sul consumo interno lordo totale	5,2%	5,5%	5,0%	5,2%	4,6%	5,5%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Δ% del consumo interno lordo 2009 rispetto agli altri anni	1,4%	-8,5%	-0,1%	-2,9%	12,3%	-	-3,0%	-8,8%	-8,1%	-7,1%	-5,7%	-

1 Definita come la quantità di energia prodotta a livello nazionale più quella importata al netto delle esportazioni e delle variazioni delle scorte; per l'energia elettrica è pari a import netto.

2 Comprende i consumi/perdite del settore energetico.

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

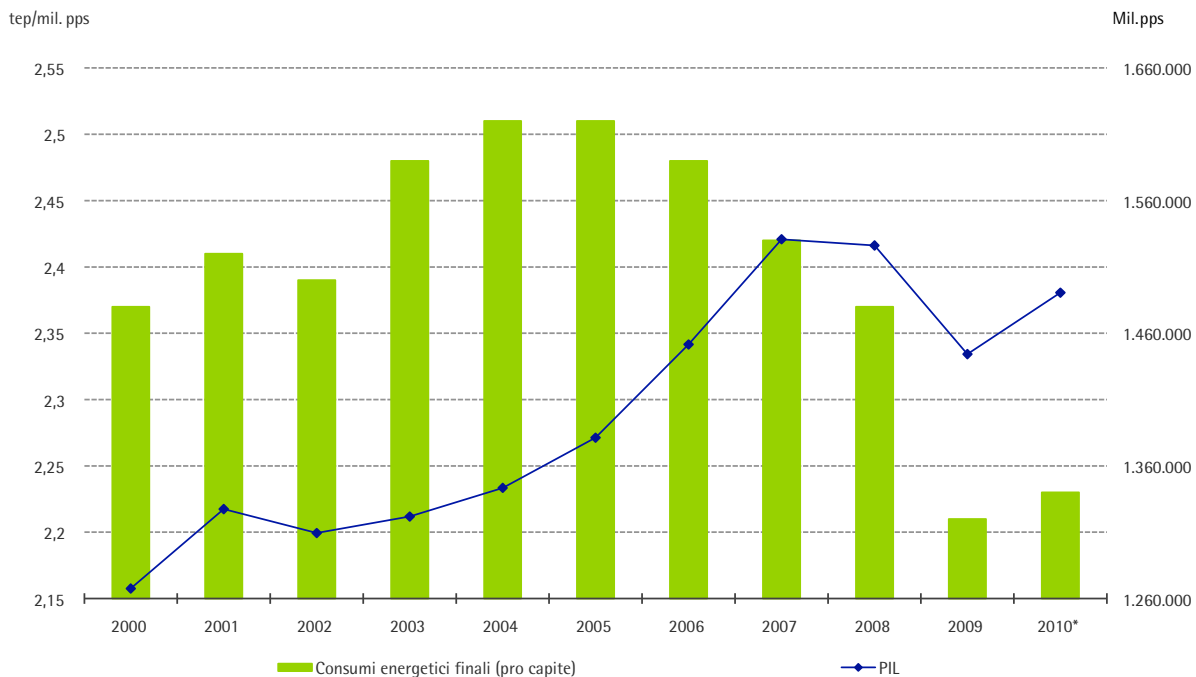
4 Al netto dei pompaggi.

Fonte: Bilancio energetico nazionale (anni 2000 e 2005-2009), MSE

L'insieme di queste variazioni non ha modificato sostanzialmente il quadro generale del mix energetico nazionale in cui risulta tuttora preponderante la quota dei combustibili fossili, in particolare del petrolio (pari al 40,6%) e del gas (35,4%), confermando la peculiarità italiana dovuta all'import strutturale di elettricità e al modesto apporto dei combustibili solidi (7,2%). Si consolida infine la dinamica crescente dell'apporto da fonti rinnovabili salita all'11,2% nel 2009.

Andamenti non dissimili si registrano passando dalla domanda di energia primaria alla domanda di energia per i consumi finali, che ha registrato un trend crescente fino al 2005 per poi ridursi significativamente, in particolare nel 2009 (-6,0%). Complessivamente gli usi finali di energia sono diminuiti dal 2005 al 2009 del 9,5%. Dopo il picco registrato nel 2005 sia degli impieghi finali totali che unitari, maggiore rispetto alla crescita del Pil e della popolazione, a partire dal 2006 si è assistito a una inversione di tendenza significativa da attribuire in gran parte alla crisi originatasi nel 2007 e ai successivi impatti sull'economia reale dei mercati sviluppati (Fig.C.1.5).

Fig C.1.5 Consumi finali di energia pro capite e PIL (2000-2009)



Fonte: Elaborazioni GME su dati Enerdata yearbook 2010; Unfpa (2000-2010); Ameco database.

La contrazione subita dai consumi finali, su base tendenziale, è stata pari al 6,0% attestandosi a 132,7 Mtep, più rilevante rispetto alle flessioni dei quattro anni precedenti.


Tra le variazioni complessive più significative si segnalano:

- una diminuzione marcata dei consumi dell'industria (-19,9%) in linea con la pesante riduzione della produzione industriale (-13,3%¹⁵);
- un aumento degli usi nel settore civile (+2,5%) legato in particolare alla instabilità climatica;
- una flessione significativa dei consumi del settore trasporti (-2,7%).

Osservando analiticamente i consumi finali per fonte e per settore, emerge come le variazioni tendenziali più rilevanti riguardino in particolare la contrazione dei consumi di energia elettrica (-15,3%) e dei combustibili fossili nel settore industria (solidi -34,9%, petroliferi -24,7%, gas -17,9%) nonché la flessione degli impieghi di prodotti petroliferi nei trasporti (-3,9%), settore questo che mostra invece un marcato incremento dell'uso delle fonti rinnovabili, in particolare i biocombustibili (+60,0%) e del gas naturale (+9,3%). Anche nel settore civile si registra un aumento dell'impiego di gas (+4,7%) oltre a quello delle fonti rinnovabili (+9,0%) (Tab.C.1.8).

Infine guardando ai contributi complessivi delle singole fonti per settore emerge che nel 2009 il profilo del mix energetico nazionale risulta sostanzialmente invariato. Osservando i dati rispetto al 2008 risulta preponderante l'impiego di gas ed energia elettrica nei settori industriale (pari al 72,4% sul totale dei consumi) e civile (85,4%), mentre il petrolio copre la quasi totalità del fabbisogno del settore trasporti (94,0%).

15 Fonte Istat.

Usi finali di energia per fonti e settori d'uso (Mtep)  Tab C.1.8

mtep	2000	2005	2006	2007	2008	2009			2000	2005	2006	2007	2008	2009		
	Combustibili solidi						Δ '08-'09	TCAC '00-'05	Gas naturale						Δ '08-'09	TCAC '00-'05
Industria	3,999	4,432	4,413	4,361	3,981	2,593	-34,9%	-12,5%	16,747	16,970	16,418	15,810	14,430	11,852	-17,9%	-8,6%
Trasporti	-	-	-	-	-	-	-	-	0,329	0,384	0,439	0,488	0,550	0,601	9,3%	11,8%
Civile	0,065	0,008	0,008	0,007	0,005	0,004	-20,0%	-15,9%	20,698	26,525	24,887	23,248	24,717	25,878	4,7%	-0,6%
Agricoltura	-	-	-	-	-	-	-	-	0,118	0,171	0,150	0,158	0,137	0,142	3,6%	-4,5%
Usi non energetici	0,163	0,189	-0,135	0,133	0,126	0,103	-18,3%	-14,1%	0,984	1,000	0,953	0,775	0,695	0,567	-18,4%	-13,2%
Bunkeraggi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	4,227	4,629	4,286	4,501	4,112	2,700	-34,3%	-12,6%	38,876	45,050	42,847	40,479	40,529	39,040	-3,7%	-3,5%
Δ % annuo rispetto al 2009	-36,1%	-41,7%	-37,0%	-40,0%	-34,3%	-	-	-	0,4%	-13,3%	-8,9%	-3,6%	-3,7%	-	-	-
	Prodotti Petroliiferi						Δ '08-'09	TCAC '00-'05	Fonti Rinnovabili¹						Δ '08-'09	TCAC '00-'05
Industria	7,500	7,495	7,659	7,145	7,019	5,284	-24,7%	-8,4%	0,228	0,265	0,292	0,368	0,368	0,394	7,1%	10,4%
Trasporti	40,400	42,568	43,069	43,385	41,540	39,934	-3,9%	-1,6%	-	0,157	0,153	0,159	0,662	1,059	60,0%	61,2%
Civile	7,200	6,625	5,959	5,111	5,127	4,768	-7,0%	-7,9%	1,160	1,252	1,371	1,775	1,840	2,006	9,0%	12,5%
Agricoltura	2,600	2,617	2,588	2,457	2,386	2,407	0,9%	-2,1%	0,134	0,153	0,169	0,220	0,230	0,250	8,7%	13,1%
Usi non energetici	6,400	6,492	6,927	7,471	6,937	6,550	-5,6%	0,2%	-	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Bunkeraggi	2,700	3,422	3,523	3,558	3,773	3,372	-10,6%	-0,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	66,800	69,219	69,725	69,127	66,782	62,315	-6,7%	-2,6%	1,522	1,827	1,985	2,522	3,100	3,709	19,6%	19,4%
Δ % annuo rispetto al 2009	-6,7%	-10,0%	-10,6%	-9,9%	-6,7%	-	-	-	143,7%	103,0%	86,9%	47,1%	19,6%	-	-	-
	Energia Elettrica						Δ '08-'09	TCAC '00-'05	Totale						Δ '08-'09	TCAC '00-'05
Industria	11,726	11,899	12,114	11,999	11,614	9,832	-15,3%	-4,7%	40,176	41,061	40,896	39,683	37,412	29,955	-19,9%	-7,6%
Trasporti	0,732	0,853	0,879	0,895	0,932	0,905	-2,9%	1,5%	41,507	43,962	44,540	44,927	43,684	42,499	-2,7%	-0,8%
Civile	10,589	12,653	13,079	13,221	13,567	13,718	1,1%	2,0%	39,700	47,063	45,304	43,342	45,256	46,374	2,5%	-0,4%
Agricoltura	0,422	0,461	0,473	0,487	0,488	0,486	-0,4%	1,3%	3,226	3,402	3,380	3,322	3,241	3,285	1,4%	-0,9%
Usi non energetici	-	-	-	-	-	-	-	-	7,500	7,681	8,015	8,379	7,758	7,220	-6,9%	-1,5%
Bunkeraggi	-	-	-	-	-	-	-	-	2,700	3,422	3,523	3,558	3,773	3,372	-10,6%	-0,4%
Totale	23,469	25,866	26,545	26,602	26,601	24,941	-6,2%	-0,9%	134,809	146,591	145,658	143,211	141,124	132,705	-6,0%	-2,5%
Δ % annuo rispetto al 2009	6,3%	-3,6%	-6,0%	-6,2%	-6,2%	-	-	-	-1,6%	-9,5%	-8,9%	-7,3%	-6,0%	-	-	-

1 al netto dei pompaggi

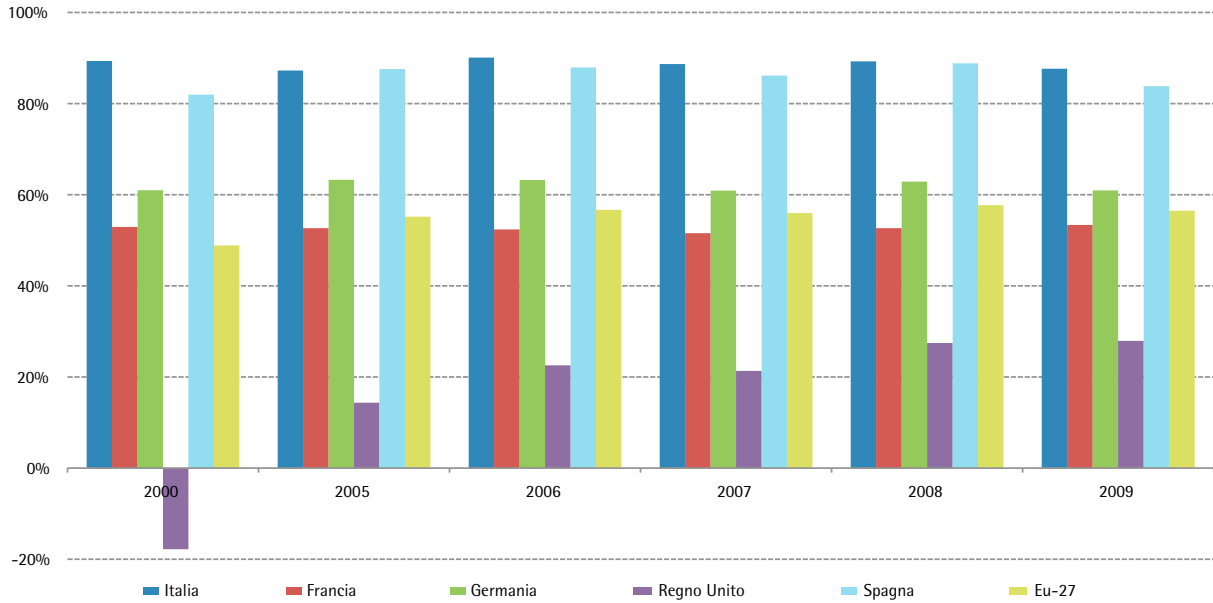
Fonte: bilancio energetico nazionale (anni 2000 e 2005-2009) MSE

Le modifiche del sistema energetico italiano a cui si sta assistendo hanno influito, come si è illustrato, sull'andamento e sulla composizione della domanda e dell'offerta di energia. Questo nuovo contesto insieme ad altre componenti, quali quelle economiche e climatiche, hanno concorso a delineare le caratteristiche del sistema energetico italiano che appare da un lato maggiormente vulnerabile, rispetto agli altri paesi della Ue, in tema di approvvigionamenti (Fig.C.1.6), e dall'altro sembra presentare un'intensità energetica primaria¹⁶ decrescente (Fig.C.1.7) pari nel 2009 a 116 tep/Milpps collocandosi ben al di sotto della media europea (141 tep/Milpps).

La dipendenza del nostro sistema energetico nazionale dall'estero, da alcuni anni intorno all'86% contro il livello dell'Unione europea (UE-27) di circa il 55%, si conferma sostanzialmente invariata nel 2009 (-1,6% sul dato del 2008 per l'evidente effetto della riduzione globale della domanda). Anche la struttura di dipendenza degli altri paesi osservati è sostanzialmente invariata (Francia 53% circa, Germania intorno al 61%, Spagna 87%). Di contro il Regno Unito, storicamente esportatore netto di energia, a partire dal 2004 è divenuto in misura sempre maggiore importatore netto raggiungendo un livello del 27%; tale dipendenza è dovuta in particolare alla riduzione marcata della produzione di carbone.

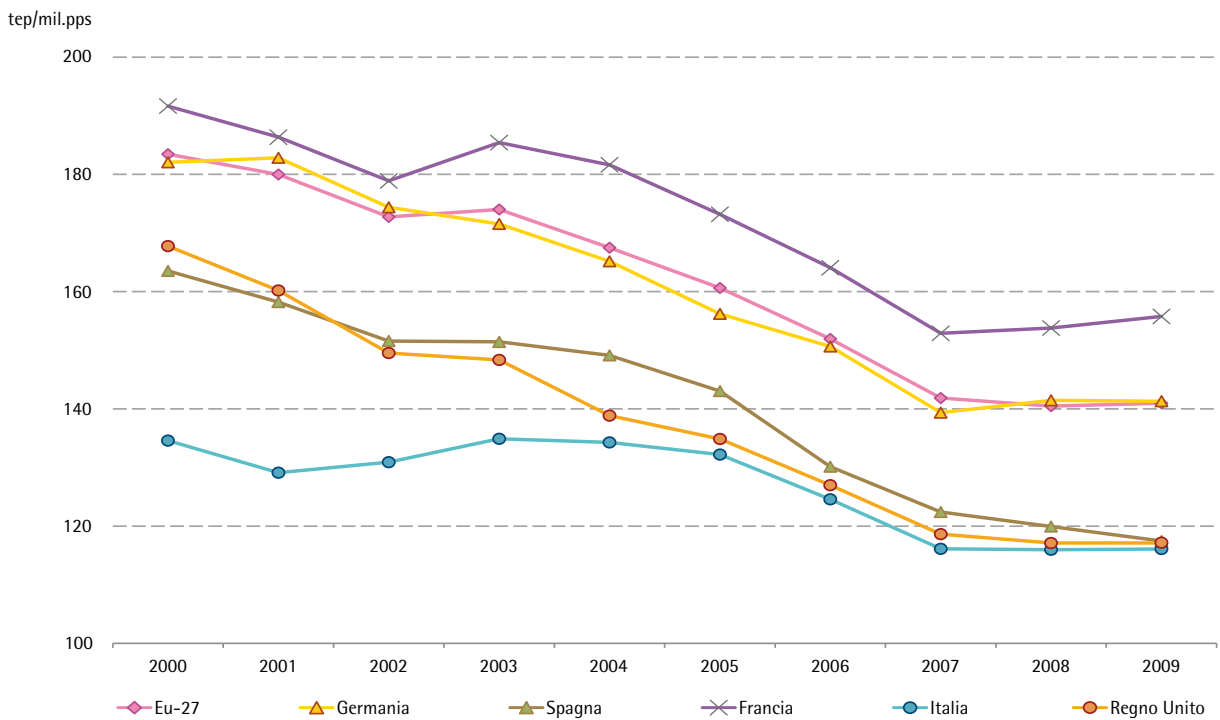
16 E' un indicatore statistico che si calcola dividendo i consumi interni lordi di energia per il PIL, e rappresenta la quantità di energia impiegata per realizzare una unità di reddito.

Fig C.1.6 Dipendenza energetica di alcuni paesi europei (2000-2009)



Fonte: Enerdata 2010

Fig C.1.7 Andamento dell'intensità energetica primaria in alcuni paesi europei (tep/Mil pps)



Fonte: AMECO¹⁷/Eurostat; Enerdata 2010

17 AMECO è il database macro-economico annuale creato dal Direttorato Generale per gli Affari Economici e Finanziari della Commissione Europea (DG ECFIN).

L'intensità energetica nei paesi industrializzati è in genere modesta e inferiore rispetto a quella dei paesi in via di industrializzazione. Il motivo può essere ascritto a un insieme di fattori, quali la debolezza della domanda interna, l'aumento dei prezzi dell'energia¹⁸, la scarsità di fonti energetiche nazionali, la progressiva terziarizzazione dell'economia. Appare altresì evidente che le variazioni delle preferenze dei consumatori influiscono sul miglioramento o meno dell'intensità energetica e del consumo di energia unitari, dipendenti a loro volta dai livelli del PIL e dalla popolazione.

Va osservato infine che il miglioramento di efficienza energetica riscontrato in questi ultimi anni a livello europeo¹⁹ può essere attribuito non tanto all'attuazione di politiche di promozione di risparmio energetico²⁰, ma piuttosto agli effetti successivi alla crisi petrolifera dei primi anni settanta²¹ che, causando consistenti rialzi dei prezzi del petrolio, portò l'intensità energetica a riduzioni significative a livello mondiale. Per quanto riguarda i paesi europei, tra il 2000 e il 2009, il trend dell'intensità energetica osservato è in forte flessione passando in Eu-27 da 183 a 141 tep/Mil_{pps}. In Italia si registrano livelli ridotti dell'intensità energetica (da 134,5 a 116,3 tep/Mil_{pps}) che dipendono dalla struttura specifica del sistema industriale, dominato dall'industria leggera e dalle piccole e medie imprese, che consumano relativamente poca energia (scarsamente *energy-intensive*) rispetto agli altri paesi europei esaminati, caratterizzati da un sistema produttivo in cui l'industria pesante risulta preponderante e da investimenti industriali che tendono a essere maggiormente *capital-intensive*. Tuttavia la velocità di riduzione dell'indicatore è risultata inferiore rispetto a quella di altri paesi europei; ne consegue che il vantaggio iniziale dell'Italia si sta progressivamente assottigliando. In Francia ad esempio nell'ultimo decennio si è passati da 191 a 155 tep/Mil_{pps}, grazie alla produzione e al consumo di elettricità di origine nucleare. In Spagna e nel Regno Unito invece la riduzione è risultata progressiva, fatta eccezione per il biennio 2006 e 2007 in cui l'aumento del PIL, non è stato controbilanciato da una crescita dei consumi primari totali e unitari che hanno, al contrario, sperimentato una flessione.

Consumi primari di energia in alcuni paesi europei (anni 2000 e 2007-2009) 

Mtep	2009							2007									
	Petrolio	Gas Naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro	Rinnov	Totale 2009	Δ% '08-'09	TCAC '00-'09	Petrolio	Gas Naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro	Rinnov	Totale 2007	TCAC '00-'07
Eu-27	623,1	413,9	231,5	206,6	73,9	153,3	1.702,4	-9,83%	-0,65%	707,9	433,1	316,7	212,1	70,1	153,9	1.893,8	0,54%
Italia	73,2	62,9	13,0	--	10,5	10,8	170,4	-6,63%	-0,39%	82,6	70,0	17,2	--	7,4	6,80	184,0	0,46%
Francia	87,5	38,4	11,3	105,6	13,1	6,9	262,7	2,82%	-0,31%	91,4	38,2	12,3	99,7	13,2	18,90	254,8	-0,65%
Germania	113,9	76,4	73,5	34,5	4,5	23,2	326,0	5,08%	-0,46%	112,5	74,6	85,7	31,8	4,6	33,38	309,2	-1,05%
Regno Unito	74,4	77,9	29,5	17,7	1,2	6,1	206,8	-1,95%	-0,96%	79,2	81,9	38,2	14,3	1,2	5,44	214,8	-0,54%
Spagna	63,0	31,1	10,5	13,7	6,1	5,8	130,2	-10,88%	-0,49%	78,8	31,6	20,2	12,5	6,2	12,83	149,3	1,04%

Mtep	2008							2000								
	Petrolio	Gas Naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro	Rinnov	Totale 2008	Δ% '07-'08	TCAC '00-'08	Petrolio	Gas Naturale	Carbone	Energia Nucleare	Idro	Rinnov	Totale 2000
Eu-27	703,4	440,9	293,8	212,7	73,1	164,1	1.888,0	-0,31%	0,50%	697,7	395,8	315,3	213,9	81,9	100,2	1.804,7
Italia	79,2	69,5	16,7	--	9,4	7,7	182,5	-0,82%	0,37%	92,5	58,0	13,0	--	10,0	3,00	176,5
Francia	90,8	39,4	11,9	99,6	13,7	21,3	255,5	0,28%	-0,62%	94,9	35,4	13,9	94,0	15,3	16,82	270,3
Germania	118,9	73,1	80,1	33,7	4,5	33,73	310,3	0,36%	-1,01%	129,8	71,5	84,9	38,4	4,9	10,43	339,9
Regno Unito	77,9	84,4	35,5	11,9	1,2	6,4	210,9	-1,84%	-0,75%	78,6	87,2	36,7	19,3	1,2	2,68	225,6
Spagna	77,1	34,8	15,6	13,3	5,3	13,9	146,1	-2,15%	0,79%	70,0	15,2	21,6	14,1	7,7	7,42	136,1

Fonte: Enerdata Yearbook, 2010; Eurostat

18 A tal proposito una variabile importante che incide sull'intensità energetica, è costituita dal prezzo dei combustibili. Quando quest'ultimo aumenta, l'intensità energetica tende a ridursi favorendo un uso più efficiente dell'energia. L'efficienza costituisce, in questo caso, una nuova fonte di energia o un modo di risparmiare sull'uso delle fonti di energia.

19 Il tasso di crescita medio annuo dell'efficienza energetica in Eu-27 è stato pari all'1,5%; in Italia dello 0,3% (periodo di osservazione 1997-2006).

20 L'intensità energetica finale che è rimasta sostanzialmente invariata in questi ultimi anni e pari in media (2000-2009) a 113 tep/mil. pps.

21 La crisi energetica dell'ottobre del 1973 fu dovuta principalmente alla improvvisa e inaspettata interruzione del flusso dell'approvvigionamento di petrolio proveniente dalle nazioni appartenenti all'OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) verso i paesi importatori di tale fonte. A seguito della guerra arabo-israeliana dello Yom Kippur, i paesi arabi decisero di sospendere le forniture di greggio nei confronti dei paesi sostenitori (USA e i Paesi europei) dello stato di Israele. Il prezzo del petrolio quadruplicò nel 1974 toccando quota 12\$/barile (un record storico per l'epoca) e per tutti gli anni '70 e '80 il prezzo continuò a salire.

Complessivamente, tra il 2008 e il 2009, la recessione economica ha portato a un calo dei consumi primari di energia (Tab.C.1.9) il quale è stato particolarmente evidente nei paesi in cui si è verificata una riduzione della produzione industriale (-14,9% in Eu15+1)²², tra cui Spagna, Italia (-3,9%) e Regno Unito.

1.2.2 Il sistema gas

L'Italia con i suoi 78 mld di mc di domanda di gas naturale rilevata nel 2009 e con una quota pari al 16% sul vecchio continente (EU-27) rappresenta il terzo mercato europeo in termini di consumi dopo Germania e Regno Unito (prossimi ai 91 mld di mc) e ben superiore a Francia e Spagna. La composizione italiana dei consumi di gas ricalca fedelmente quella europea, con una certa prevalenza dei consumi del comparto energetico (38%) rispetto ai consumi del settore domestico (27%) e industriale (21%), a fronte di quella inglese sbilanciata sui comparti energetico (44%) e domestico (37%), quella francese sostenuta dal settore domestico (42%) e quella spagnola marcatamente trainata dal comparto energetico (58%) (Tab.C.1.10).

Tab C.1.10 Consumi, import e capacità di stoccaggio per i paesi europei (anno 2009)

Consumi (mld di mc) ⁽¹⁾	Italia	Francia	Germania	Spagna	Regno Unito	EU-27
Consumi Tot	78,0	42,5	91,6	35,2	90,8	500,7
Industria	16,4	10,3	21,6	8,9	10,7	103,0
Domestico	20,9	17,7	33,2	4,2	30,4	139,8
Usi energetici	29,8	8,3	22,1	20,3	40,2	182,6
Servizi + altro	10,9	6,2	14,7	1,9	9,5	75,2
Produzione Nazionale	7,9	0,9	15,4	0,1	62,8	195,8
Import Totale (mld di mc)⁽¹⁾	70,0	41,6	76,3	35,2	28,1	304,9
Quota Import su Consumi	90%	98%	83%	100%	31%	61%
<i>Import da Pipeline⁽²⁾</i>	<i>96%</i>	<i>73%</i>	<i>100%</i>	<i>25%</i>	<i>75%</i>	<i>84%</i>
Russia	30%	17%	35%	-	-	29%
Algeria	31%	-	-	19%	-	8%
Libia	13%	-	-	-	-	2%
Altro Extra UE 27	-	-	-	-	-	1%
EU 27	22%	57%	65%	6%	75%	45%
<i>Import da LNG⁽²⁾</i>	<i>4%</i>	<i>27%</i>	<i>-</i>	<i>75%</i>	<i>25%</i>	<i>16%</i>
Algeria	2%	16%	-	14%	4%	4%
Libia	-	-	-	2%	-	-
Altro Extra UE 27	2%	10%	-	55%	20%	11%
EU 27	-	1%	-	4%	1%	1%
Stoccaggio (mld di mc)⁽³⁾	14,4	8,9	19,5	5,9	4,8	70,4

(1) Fonte AEEG

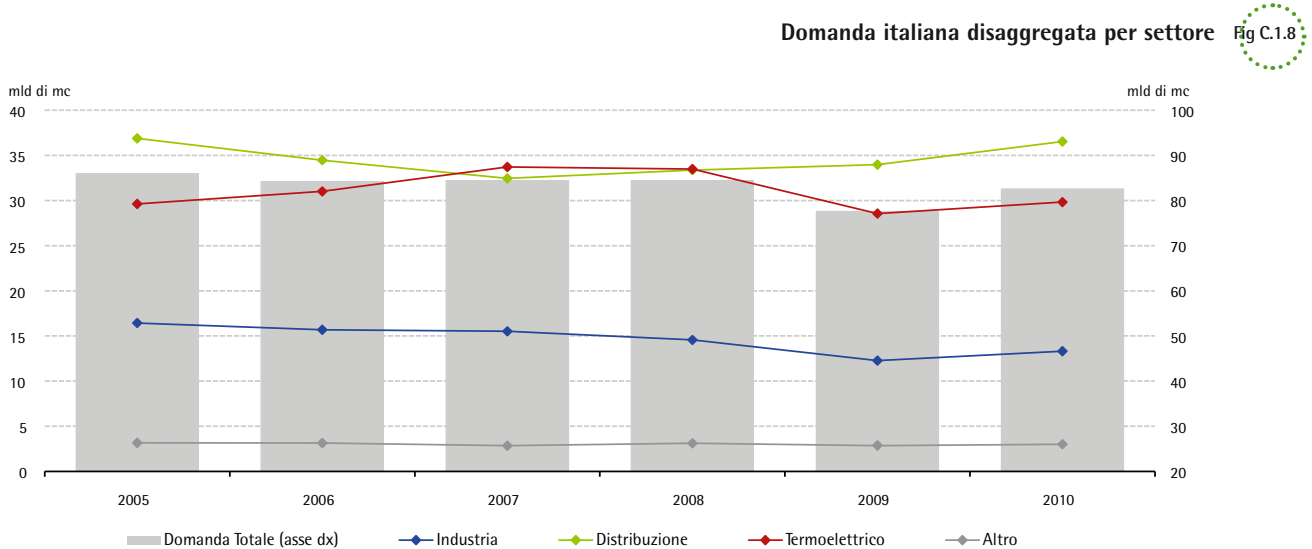
(2) Fonte BP

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

Complice la spinta della domanda termoelettrica che è andata più che a compensare i continui cali del settore industriale, in Italia le dinamiche dei consumi di gas naturale rilevate nel corso degli ultimi anni hanno evidenziato sensibili tendenze al rialzo raggiungendo valori massimi nel 2005 con oltre 86 mld di mc, per poi evidenziare tendenze incerte fino al 2008. Dopo il crollo dei consumi del 2009 indotto dalla forte crisi economica, si è quindi assistito nel 2010 ad un sensibile rimbalzo che ha riportato la domanda a 83 mld di mc (Fig.C.1.8). Tali dinamiche al rialzo collocano l'Italia al di sopra del livello medio di crescita europeo (EU-27) del 5% calcolato nell'anno di

22 Produzione industriale in senso stretto, eccetto il settore delle costruzioni, DG ECFIN key indicators.

crisi 2009 rispetto al 2000. In tale arco di tempo l'Italia ha infatti registrato un aumento dei consumi pari al 10%, seconda solo alla Spagna (+104%²³) – la cui crescita impressionante riflette soprattutto la ridotta dimensione assoluta dei consumi iniziali ed è sostenuta principalmente dall'espansione del comparto termoelettrico e da una sensibile crescita economica – e ben superiore agli incrementi registrati in Francia (+8%).



Fonte: MSE

L'aumento del fabbisogno in Italia è stato soddisfatto prevalentemente da un aumento delle importazioni, che nel 2009 hanno coperto il 90% dei consumi, a fronte di una quota di produzione nazionale progressivamente in riduzione. Un dato in linea con quello delle principali economie europee, con l'eccezione del Regno Unito la cui autosufficienza produttiva è comunque andata riducendosi portandolo ad importare nel 2009 il 31% del proprio fabbisogno.

La dipendenza dall'estero del sistema italiano risulta tuttavia più critica di quella di altri paesi sotto due profili: da un lato perché oltre il 96% del gas importato proviene da un numero limitato di infrastrutture rigide quali pipeline, essendo a tutt'oggi molto ridotto l'apporto del GNL; dall'altro perché il 76% delle importazioni proviene da paesi non appartenenti all'Unione Europea e spesso caratterizzati da un profilo di rischio geopolitico maggiore, quali l'Algeria (33%), la Russia (30%) e la Libia (13%)²⁴. Nel corso degli ultimi anni l'Italia ha dovuto in effetti fronteggiare alcune situazioni di criticità di approvvigionamento per via di tensioni intercorse tra Russia e Ucraina (gennaio 2006 e gennaio 2009) e in Libia (marzo 2011), a cui si sono aggiunti, tra il 24 luglio e 24 dicembre 2010, problemi di natura tecnica sulla rete di trasporto a causa di un guasto sul gasdotto Transitgas, che rifornisce l'Italia di gas proveniente da Olanda e Norvegia e che nel solo primo semestre del 2010 ha registrato un contributo pari al 18% dei flussi in import.

Nonostante un'accresciuta disponibilità garantita dall'inaugurazione del gasdotto Greenstream, collegato alla Libia (dal 2004, per 8 mld di mc l'anno), e dall'entrata in operatività del terminale LNG di Rovigo (dal 2009, per 8 mld di mc l'anno), tali situazioni spesso hanno generato tensioni sui prezzi, determinando – isolati nella fase della prima crisi Ucraina – condizioni di razionamento della domanda e impiego di gas stoccato nelle riserve strategiche, limitate a brevi periodi per via delle loro dimensioni contenute rispetto alla capacità di offerta complessiva delle infrastrutture italiane.

Va infine ricordato come l'Italia, al pari di altri grandi paesi importatori, disponga di capienti strutture di stoccaggio

²³ Fonte: AEEG.

²⁴ La Germania, che pure si approvvigiona esclusivamente attraverso pipelines, evidenzia un profilo di rischio geografico inferiore per via di una quota prevalente di import da paesi EU (65%). Dal canto loro Francia e Spagna, che pure evidenziano una dipendenza da forniture estere ancora maggiore di quella italiana, evidenziano un certo livello di sicurezza per via delle scelte attuate in termini di infrastrutture di approvvigionamento, con modalità pipeline e collegate a paesi EU per la Francia, e con modalità prevalentemente da terminale LNG per la Spagna.

che permettono di spostare l'offerta da periodi di bassa domanda estiva a periodi di picchi invernali, con una quota di capacità di stoccaggio su domanda pari al 18%.

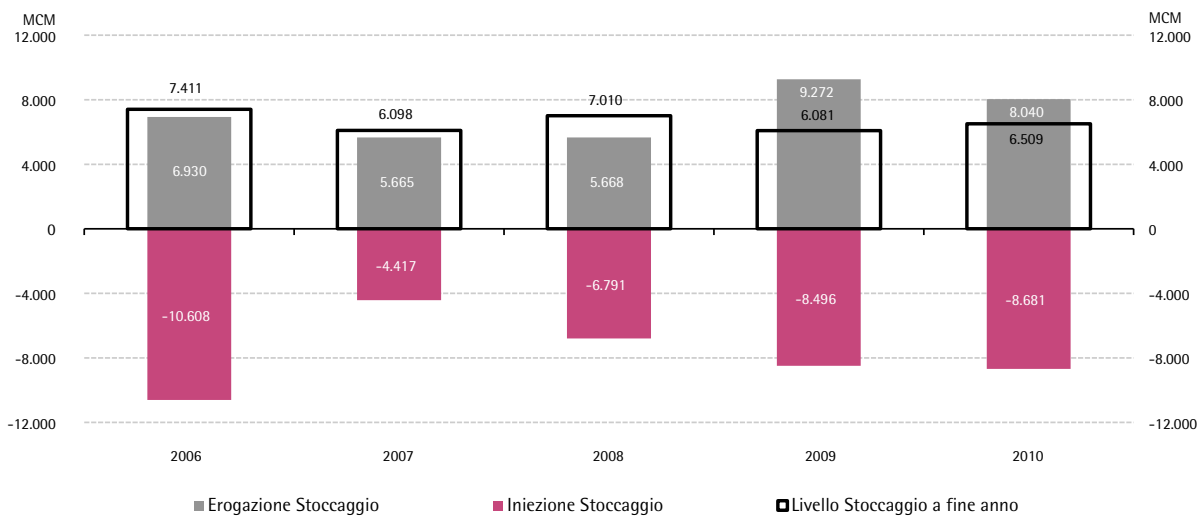
Tab C.1.11 Bilancio gas Snam Rete Gas

Domanda	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Δ% 2010/2009
Totale Prelevato	82.675	77.680	84.526	84.534	84.310	86.101	6,4%
Consumi Industriali	13.319	12.274	14.560	15.514	15.685	16.440	8,5%
Consumi Termoelettrici	29.818	28.549	33.477	33.718	31.007	29.621	4,4%
Impianti di Distribuzione	36.521	33.966	33.376	32.449	34.469	36.875	7,5%
Rete terzi e cons. di sistema	3.018	2.892	3.114	2.854	3.149	3.165	4,4%
Offerta							
Import	75.168	68.676	76.526	73.512	76.482	72.940	9,5%
Produzione Nazionale	8.146	8.228	9.120	9.776	11.506	12.159	-1,0%
Sistemi di Stoccaggio	-641	776	-1.123	1.248	-3.678	1.001	-182,6%
PSV							
Prezzo Medio	23,3	18,4	29,1	21,3	-	-	26,8%
Min	18,0	12,2	23,6	13,4	-	-	47,5%
Max	30,0	37,0	35,2	28,8	-	-	-18,9%

Fonti: Snam Rete Gas; Thomson-Reuters

Rispetto a questo scenario strutturale, l'analisi delle dinamiche evidenziate nel corso del 2010 (Tab.C.1.11) mostra in Italia una ripresa dei consumi di gas naturale, ma su livelli inferiori rispetto a quanto osservato negli anni immediatamente prima della crisi e con volumi pari a 82.675 mln di mc (+6,4%). Tali tendenze rialziste riflettono indistintamente aumenti su tutti i comparti, con maggiore evidenza sul settore industriale, che sale a 13.319 mln di mc (+8,5%), e su quello domestico che si attesta a 36.521 mln di mc (+7,5%), valore massimo degli ultimi 5 anni. Dal canto suo il settore termoelettrico mostra alcuni segnali di ripresa, portandosi a 29.818 mln di mc (+4,4%), confermandosi ancora decisamente al di sotto rispetto ai 4 anni pre-crisi (fino a -12%) per effetto della lenta ripresa della domanda elettrica e del ruolo sempre più importante giocato delle fonti rinnovabili nel mix energetico italiano. L'incremento dei consumi registrato nel 2010 è stato soddisfatto da un deciso balzo dell'import che si porta a ridosso dei valori pre-crisi – crescendo fino a 75.168 mln di mc (+9,5%) – contestualmente ad un utilizzo in erogazione degli stoccaggi più contenuto rispetto al 2009, che chiudono l'anno con un saldo negativo e pari a -641 mln di mc (-182,6%). Di conseguenza, il livello di riempimento degli stoccaggi al 31 dicembre è risultato in aumento rispetto al 2009 e pari a 6.509 mln di mc (+7%), assicurando solo un temporaneo margine di sicurezza in più a fronte della crisi nordafricana esplosa nel corso dei primi mesi del 2011 (Fig.C.1.9). Tale crisi ha infatti provocato la totale interruzione del Greenstream, gasdotto che collega via Gela l'Italia alla Libia, che nel corso del 2010 ha registrato flussi verso il nostro paese per circa il 13% dell'import totale.

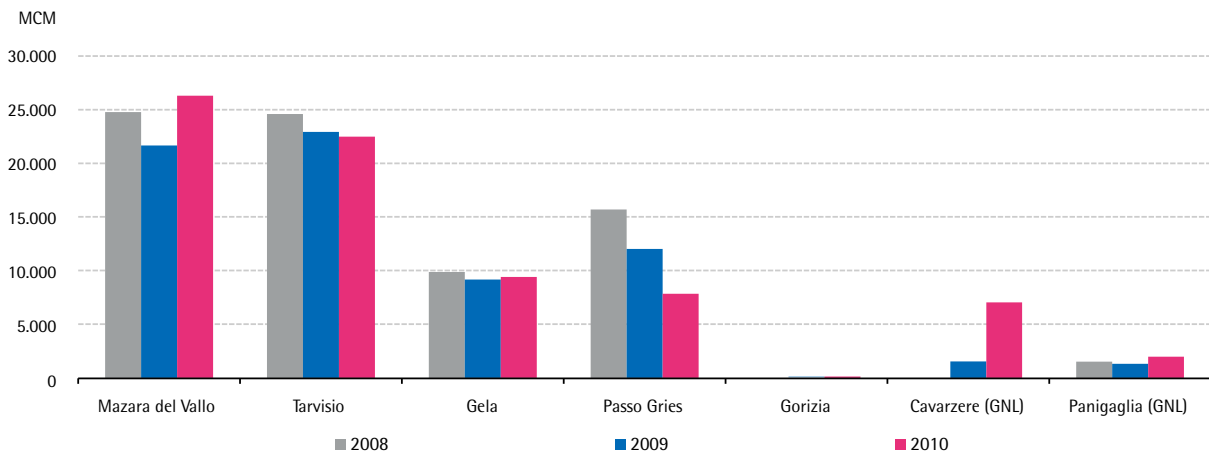
Stoccaggio italiano (mln di mc) Fig C.1.9



Fonti: Snam Rete Gas; Stogit

La crescita dell'import evidenziata nel corso del 2010 (Fig.C.1.10) si è concentrata al punto di entrata di Mazara del Vallo, attestatosi a 26.290 mln di mc (+21%), e al terminale LNG di Cavarzere (Rovigo) che ha fornito gas per 7.040 mln di mc (+360%), a fronte della sensibile contrazione dei flussi in ingresso da Passo Gries per effetto delle già citate interruzioni tecniche che hanno interessato il gasdotto Transigas, con volumi importati pari a 7.830 mln di mc (-35%), quasi dimezzati rispetto al 2008.

Import italiano per punto di entrata (mln di mc) Fig C.1.10

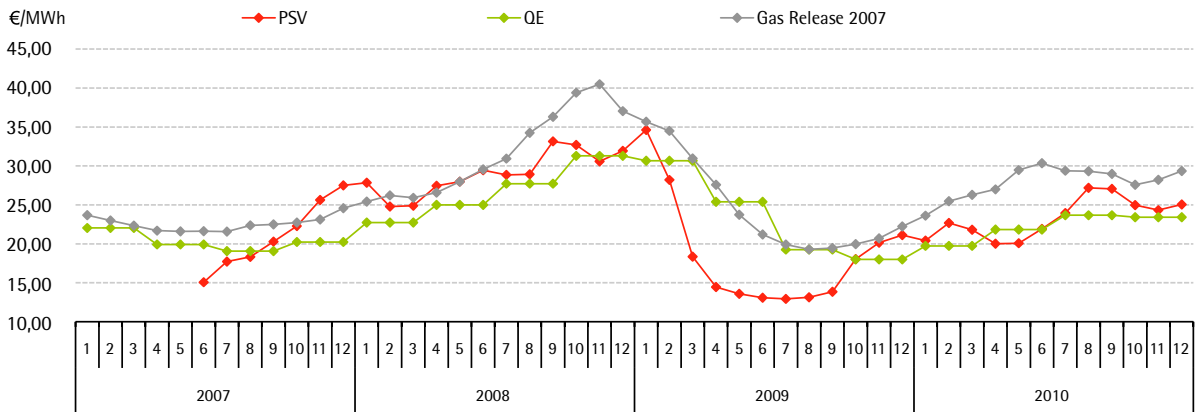


Fonte: Snam Rete Gas

In tale contesto di ripresa, l'indice QE – componente del prezzo del gas legata alla copertura dei costi della materia prima – ha evidenziato continue spinte al rialzo fino al mese di luglio, per poi mostrare un andamento costante fino a fine anno (Fig.C.1.11). Stesso discorso vale per il prezzo relativo alla Gas Release 2007 – principale formula gas indicizzata sul mercato italiano – che mantenendosi stabilmente superiore all'indice QE, ha mostrato una costante crescita nei primi sei mesi dell'anno e poi un andamento incerto, seppur su valori elevati, fino alla fine dell'anno. In questo contesto il prezzo al PSV – tranne per poche eccezioni – si è attestato su livelli leggermente superiori al livello dell'indice QE e sempre marcatamente al di sotto dei prezzi relativi alla Gas Release 2007, mostrando un andamento crescente fino a luglio e poi costante fino alla fine dell'anno. Su base mensile tali tendenze al rialzo evidenziano un'accelerazione

concentrata per lo più in corrispondenza dei mesi estivi, oltretutto caratterizzati da bassi livelli di consumi di gas. Nel dettaglio, i prezzi registrati al Punto di Scambio Virtuale nel corso della prima metà del 2010 mostrano dinamiche oscillatorie con valori attorno ai 20-23 €/MWh, per poi crescere gradualmente sui livelli massimi annuali registrati nei mesi di agosto e settembre con valori di circa 27 €/MWh – sostenuti dall'incertezza relativa alle interruzioni tecniche riscontrate sul gasdotto Transitgas – ed infine tornare sui 25 €/MWh negli ultimi tre mesi dell'anno.

Fig C.1.11 Prezzo PSV, QE e Gas Release 2007 (€/MWh)



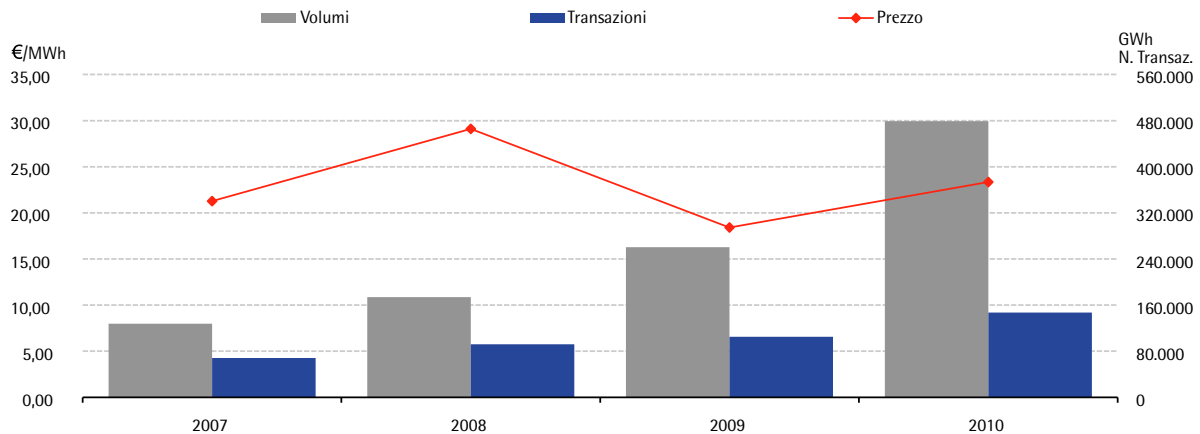
Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters

Su base annuale l'aumento della domanda di gas naturale, contestualmente alla crescita evidenziata sui prezzi dei greggi e all'effetto Transitgas, ha favorito spinte rialziste sui prezzi registrati al PSV (Fig.C.1.12) che, dopo il tracollo registrato nell'anno di crisi, mostrano nel 2010 una decisa ripresa, portandosi a 23,34 €/MWh (+27%), ancora decisamente lontani dai valori massimi registrati nel 2008 (-20%).

Il prezzo registrato al Punto di Scambio Virtuale ha confermato peraltro un differenziale di prezzo di circa 6 €/MWh rispetto alle quotazioni prevalenti sulle altre piazze europee, attestatesi attorno ai 17 €/MWh sotto la spinta dei rialzi sui prezzi dei greggi (cfr capitolo C.4).

Da rilevare i sensibili incrementi sui volumi scambiati al Punto di Scambio Virtuale, che nel 2010 crescono oltre i 479 mila GWh (+84%), quasi raddoppiati rispetto all'anno precedente e triplicati rispetto al 2008, per effetto della Gas Release, provvedimento anticrisi adottato ai sensi della legge n. 102/2009 e della deliberazione AEEG del 7 agosto 2009 ARG/gas 114/09.

Fig C.1.12 Prezzi, Volumi e Transazioni al PSV



Fonti: Snam Rete Gas; Thomson-Reuters

1.2.3 Il sistema elettrico

Il sistema elettrico italiano negli ultimi anni sta attraversando una fase di grandi cambiamenti, sotto la spinta di tre fenomeni principali: la risposta alla crisi economica iniziata due anni fa e non ancora del tutto superata, il processo di liberalizzazione avviato alla fine degli anni '90 dalle direttive comunitarie sul mercato unico, ed un cambiamento strutturale di fondo della struttura dei consumi nazionali.

Sotto il profilo dei consumi, persistono anche nel 2010 gli effetti della crisi economica internazionale, nonostante i primi segni di ripresa. Dopo la stasi registrata nel 2008 e il crollo del 2009, i consumi registrati da Terna sono risaliti a 305,5 TWh, segnando un +1,9% dal valore registrato l'anno precedente nel pieno della crisi internazionale ma rimanendo ancora al di sotto dei valori del 2005. Il dato più interessante riguarda tuttavia la composizione settoriale dei consumi. In particolare gli effetti della crisi sembrano essersi scaricati esclusivamente sui consumi industriali, il cui calo – già lentamente cominciato nel 2007 – ha subito una forte accelerazione nel 2009 perdendo in un solo anno più di 20 TWh, di cui solo 4 recuperati nel 2010, riducendo complessivamente la quota del comparto dal 50% del 2005 al 44% del 2010. Per contro non sembrano aver risentito in alcun modo della crisi sia i consumi dei settori agricolo sia soprattutto quelli del terziario, evidenziando anzi una costante crescita già dal 2005 che ha portato in particolare il terziario a crescere nel periodo di osservazione dal 27% al 31% (Fig.C.1.13). Nel corso del quinquennio si è inoltre registrata una drastica riduzione dei consumi degli impianti di pompaggio, in calo anno dopo anno, con una tendenza in parte riconducibile al costante avvicinamento dei prezzi all'ingrosso nelle ore di picco e fuori picco (Tab.C.2.5). Da segnalare infine come, nonostante la crisi, il picco annuo dei consumi si sia attestato a 56,4 GW, secondo solo al massimo storico di 56,8 GW registrato nel dicembre 2007, e come per il terzo anno consecutivo esso sia stato registrato in un mese estivo, confermando il trend di passaggio dal picco invernale al picco estivo per effetto della progressiva diffusione di impianti di climatizzazione e condizionamento (Tab.C.1.13).

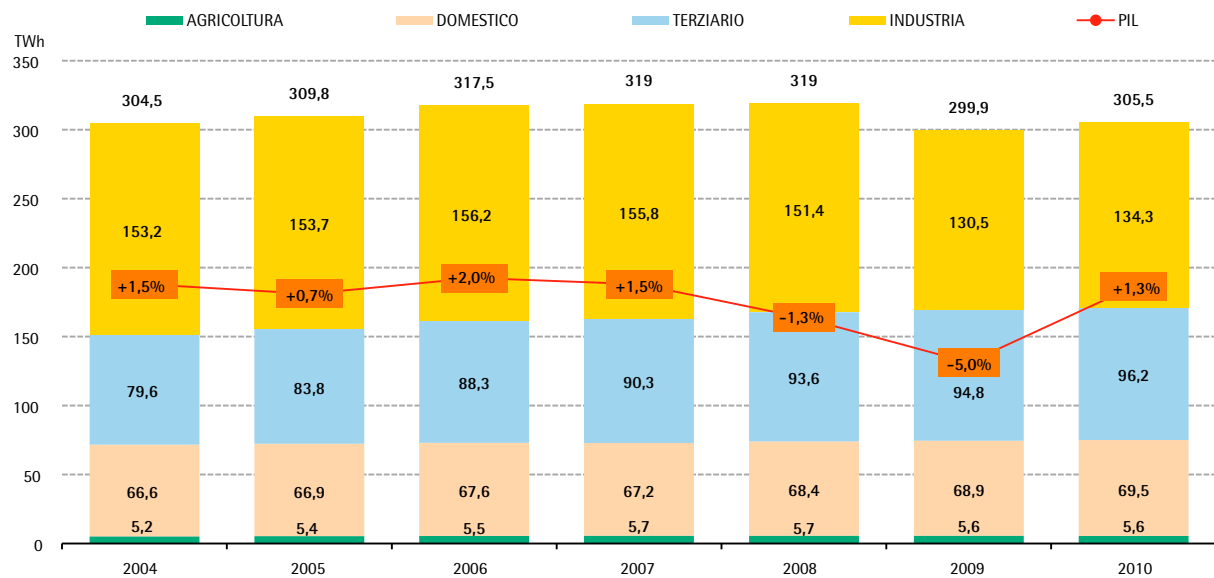
Nonostante il basso livello della domanda, anche nel 2010 è proseguita la crescita del parco di produzione nazionale, che ha raggiunto i 106,9 GW di potenza efficiente netta, con un incremento di 5,5 GW (+5,4%), alimentato sia da fonti rinnovabili che da impianti termici a gas e a carbone (Tab.C.1.13). In particolare nel 2010 si segnalano: a) la piena operatività del nuovo ciclo combinato da 480 MW di Erg in Sicilia, che ha contribuito a calmierare i prezzi isolani e ha diminuire la concentrazione; b) la fine del processo di riconversione a carbone del polo produttivo di Torvaldaliga di Enel al Centro Sud, che con la sua energia a basso costo ha contribuito al riequilibrio zonale della produzione; c) l'ulteriore incremento della capacità installata eolica e fotovoltaica, la cui potenza efficiente netta è salita nel solo 2010 di 2,7 GW (+45%) portando la loro produzione a costituire il 3% dell'energia richiesta in rete (10 TWh).

Con l'incremento di capacità registrato quest'anno ammontano a più di 21.000 i MW di potenza efficiente netta che si sono aggiunti a partire dal 2005. Tale processo ha il suo inizio nella forte spinta al rinnovamento infrastrutturale dell'ultimo decennio indotta dalla liberalizzazione del mercato. A partire dalla fine degli anni 90, infatti, si è assistito alla crescita degli investimenti nel settore sia attraverso il miglioramento della rete di trasmissione nazionale, che ha contribuito alla riduzione delle congestioni e all'integrazione di alcuni poli di produzione limitata²⁵, sia attraverso il progressivo rinnovo del parco, reso più efficiente dai nuovi cicli combinati e dagli impianti a fonte rinnovabile. Agli investimenti per nuova capacità si sono affiancati anche investimenti di *repowering* di obsoleti impianti termici a gas o di riconversione a carbone di vecchi impianti ad olio combustibile. Il rinnovo del parco ha avuto impatti decisamente positivi sul sistema elettrico nazionale, contribuendo all'aumento della capacità installata e dei margini di sicurezza, nonché alla riduzione dei costi di generazione e della concentrazione del mercato, come testimoniato dai dati censiti dal GME sul MGP (cfr. cap. C.2.2.3). Inoltre l'elevato eccesso di offerta, favorito dal contestuale calo dei consumi, ha creato quest'anno le condizioni per una forte competizione al margine

25 In proposito si segnalano la rimozione dei vincoli ai poli di produzione limitata di Turbigo e Piombino, l'aumento di 1,5 GW di NTC dall'estero, l'allargamento del limite di transito tra Nord e Centro Nord, la finalizzazione della linea Matera-Santa Sofia che ha "sbottigliato" gran parte del meridione e soprattutto l'entrata in servizio del nuovo cavo tra Sardegna e Centro Sud (Sapei), che a regime aumenterà la capacità di interconnessione dell'isola con la penisola di circa 800 MW. Con la realizzazione del nuovo cavo di interconnessione tra Sicilia e Calabria da 1.000 MW attesa per il 2013, le principali congestioni interne al sistema elettrico nazionale saranno quindi sensibilmente ridotte quando non rimosse.

tra produttori a ciclo combinato, che ha posto le premesse per la riduzione dei margini sui costi e quindi per il contenimento dell'impatto dei prezzi petroliferi sui prezzi all'ingrosso registrati sul MGP (cfr. cap. C.2.2.1). Ciononostante, la mole di investimenti realizzati non è stata in grado di eliminare i due limiti principali del sistema elettrico nazionale, strettamente legati tra loro: un parco produttivo poco diversificato, eccessivamente dipendente da fonti fossili, e la cospicua quota dell'energia richiesta soddisfatta dalle importazioni. Sotto il primo profilo nel 2010, il 66,1% dell'energia è stata prodotta da fonti termiche convenzionali (Tab.C.1.12), di cui più di due terzi da impianti a ciclo combinato a gas, che hanno gradualmente sostituito i termici tradizionali ad olio relegati assieme al carbone ad un ruolo residuale; ne consegue che la sostanziale sostituzione dell'olio combustibile con il gas naturale quale combustibile di riferimento non ha ridotto la dipendenza del parco italiano da combustibili fossili, aumentando peraltro il ruolo di una fonte (il gas) caratterizzata da un maggior rischio geopolitico e da un prezzo all'ingrosso sul mercato nazionale superiore alla media europea (Fig.C.4.4). Sotto il secondo profilo il rilevante rinnovo del parco e la massiccia riduzione dei costi di generazione non ha ridotto la forte dipendenza dalle importazioni estere, variata in questi anni tra l'11,5% e il 14,5% dell'energia richiesta, continuando a caratterizzare l'Italia come il primo paese in Europa quanto a volumi di energia elettrica importata (Tab.C.1.14). Tale fenomeno non è infatti legato ad una inadeguatezza dimensionale del parco di generazione – che con i 67,0 GW del 2009 di capacità media disponibile alla punta²⁶ è senz'altro sufficiente a coprire il fabbisogno nazionale – ma piuttosto ad una mera convenienza economica delle importazioni dovuta al maggior costo dell'energia in Italia rispetto all'estero; un differenziale di costo che ha la sua genesi storica negli anni '80 – con la rinuncia al nucleare e il basso utilizzo del carbone – e che il rinnovo del parco ha potuto ridurre, ma non ancora eliminare, complice il già citato maggior costo del gas prevalente in Italia rispetto alle altre piazze europee²⁷.

Fig C.1.13 Consumi finali per comparto e PIL



Fonte: Terna

26 La differenza tra potenza efficiente netta e potenza disponibile alla punta è imputabile a diversi fattori: nel caso delle fonti rinnovabili alla fisiologica discontinuità della fonte primaria; nel caso delle fonti termoelettriche alle indisponibilità programmate e non programmate, alle riconversioni di lunga durata, ai limiti all'immissione in rete previsti per gli impianti collocati nei poli di produzione limitata, nonché alla quota di impianti obsoleti censiti ma non più operativi.

27 Al maggior costo di generazione si cumulano gli effetti di una maggiore incidenza degli oneri di sistema e della fiscalità.

Bilancio energetico elettrico Terna Tab C.1.12

TWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
TOTALE RICHIESTA	330,5	326,1	347,1	347,6	346,2	339,8
CONSUMI NAZIONALI	305,5	299,9	319,0	319,0	317,5	309,8
PERDITE DI RETE	20,7	20,4	20,4	21,0	19,9	20,6
ACQUISTI POMPAGGI	4,3	5,8	7,6	7,7	8,8	9,3
PRODUZIONE NETTA	286,5	281,1	307,1	301,3	301,2	290,6
IDROELETTRICO	53,2	52,8	46,7	38,0	42,9	42,4
TERMICO	218,4	216,1	250,1	254,0	250,2	240,9
GEOTERMICO	5,0	5,0	5,2	5,2	5,2	5,0
EOLICO	8,4	6,5	4,9	4,0	3,0	2,3
FOTOVOLTAICO	1,6	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0
SALDO IMPORT/EXPORT	43,9	45,0	40,0	46,3	45,0	49,2
IMPORT	45,8	47,1	43,4	48,9	46,6	50,3
EXPORT	1,8	2,1	3,4	2,6	1,6	1,1

Fonte: Terna

NTC, potenza efficiente e picco di domanda Tab C.1.13

GW	2010	2009	2008	2007	2006	2005
NET TRANSFER CAPACITY (winter)						
IMPORT	8,0	8,0	7,7	7,7	7,7	6,6
EXPORT	3,6	3,6	3,2	3,2	n.d.	n.d.
POTENZA EFFICIENTE NETTA	106,9	101,4	98,6	93,6	89,4	85,5
IDROELETTRICO	21,5	21,4	21,3	21,1	21,1	21,0
TERMICO	76,0	73,4	72,7	69,0	65,8	62,2
GEOTERMICO	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
EOLICO & FOTOVOLTAICO	8,7	6,0	4,0	2,8	1,9	1,6
POTENZA MEDIA DISP. ALLA PUNTA*	n.d.	67,0	63,5	61,2	58,9	56,3
PICCO DI DOMANDA	56,4	51,9	55,3	56,8	55,6	55,0
GIORNO	16 Luglio	17 Luglio	26 Giugno	18 Dicembre	27 Giugno	20 Dicembre
ORA	12	12	12	17	11	18

* al netto della capacità d'importazione

Fonte: Terna

Confronti internazionali – anno 2008 Tab C.1.14

GW	Francia	Germania	Italia	Regno Unito	Spagna
POTENZA EFFICIENTE LORDA	118,6	138,2	102,3	84,6	96,8
NET TRANSFER CAPACITY (winter)					
IMPORT	10,7	16,9	7,7	2,1	3,2
EXPORT	15,4	15,4	3,2	2,5	2,5
TWh					
PRODUZIONE LORDA	574,0	633,2	319,1	390,0	313,4
IDRICA	12%	4%	15%	2%	8%
EOLICA	1%	6%	2%	2%	10%
FOTOVOLTAICA	0%	1%	0%	0%	1%
TERMICA	11%	65%	82%	83%	62%
GEOTERMICA	0%	0%	2%	0%	0%
NUCLEARE	77%	23%	0%	13%	19%
PRODUZIONE NETTA*	542,5	586,9	299,4	367,7	295,4
SALDO IMPORT/EXPORT	-48,0	-20,0	40,0	11,0	-11,2
TOTALE RICHIESTA*	494,5	566,9	339,5	378,7	284,2
CONSUMI NAZIONALI	438,8	521,8	319,0	340,0	262,3

* al netto degli acquisti dei pompaggi

Fonte: Terna

2. I MERCATI ELETTRICI

Nel 2010, a fronte di una debole ripresa della domanda (+2%), i volumi complessivamente scambiati sui diversi mercati dell'energia gestiti dal GME hanno registrato il loro massimo storico, attestandosi a 457 TWh (+14%).

Il dato ha riflesso prevalentemente la forte propensione alla crescita mostrata dalle contrattazioni a termine (+38%) concluse sia sul MTE, il mercato fisico regolamentato, che sulla PCE, la piattaforma di registrazione delle negoziazioni bilaterali. Decisamente più contenuto è risultato invece il contributo al rialzo fornito dalle transazioni spot, la cui lieve ripresa (+2%), sostenuta dal confermato apprezzamento per il nuovo MI, al primo anno completo di operatività, è stata frenata dall'ulteriore calo delle quantità di borsa sofferto dal MGP (-6%).

L'espansione dei volumi è stata favorita in prevalenza dall'incoraggiante aumento della liquidità riscontrato sulla PCE, trainato soprattutto dalla crescente esigenza di copertura manifestata dagli operatori nell'attuale contesto di incertezza dei mercati. I significativi incrementi rilevati nelle quantità registrate (+34%), nel *churn ratio* e nella negoziazione di prodotti standard testimoniano, a tre anni dall'avvio della sua operatività, un rafforzamento dell'attività di trading svolta su di essa, segnalando un suo maggiore utilizzo quale piattaforma di scambio dell'energia contrattata a termine.

D'altro canto, non meno apprezzabile è risultato l'aumento alimentato dalle importanti riforme introdotte nel funzionamento e nella struttura dei mercati elettrici a seguito del recepimento della legge 2/2009. Gli effetti di tali novità sono apparsi evidenti sul MTE, in cui il cambiamento del sistema di garanzie e il lancio dei nuovi prodotti trimestrali e annuali hanno spinto i volumi oltre i 6 TWh, un dato contenuto ma in sensibile crescita sul 2009 e con prospettive di ulteriore aumento per il 2011, e sul MI, la cui articolazione in due sessioni giornaliere ha contribuito a farne salire le quantità a ridosso dei 15 TWh (+22%).

Il rilancio dei volumi transitati sui mercati dell'energia del GME è stato tuttavia parzialmente mitigato dal secondo ribasso tendenziale consecutivo osservato sul MGP, la cui liquidità è calata al 63% (-5 p.p.), nonostante un ulteriore aumento delle società iscritte (134, +18) e un consolidamento della liquidità degli operatori non istituzionali, al massimo storico del 35%. Sul graduale trasferimento delle transazioni dal MGP al mercato OTC hanno influito, lato domanda, il cambio di strategia di approvvigionamento messo in atto dall'Acquirente Unico nel corso dell'ultimo triennio e, lato offerta, la riduzione dello *spark spread* al nuovo minimo storico di 3,6 €/MWh (-77%).

In un contesto di forte ripresa del prezzo dei combustibili (Brent: +36% in €/bbl), la drastica riduzione del margine di profitto inglobato nel prezzo del MGP ha riflesso la sostanziale permanenza del Pun sui valori più bassi dell'ultimo quinquennio, per effetto di un'intensificazione del livello di *overcapacity* del sistema (capacità efficiente: +5,5 GW) e di un conseguente miglioramento della competitività del mercato (IOR: -2 p.p., IOM: -5,5 p.p., ITM ccgt: +8,3 p.p.). In particolare, il Pun si è confermato sui 64 €/MWh, caratterizzandosi per una forte convergenza delle quotazioni di picco e fuori picco e per una ridotta variabilità stagionale, fenomeni che non hanno trovato riscontro sulle altre borse elettriche europee, interessate peraltro da dinamiche di prezzo moderatamente rialziste.

Nell'ambito dei mercati a pronti gestiti dal GME, la quotazione espressa dal MGP è risultata di poco superiore ai prezzi registrati sulle due sessioni di MI, sia a livello nazionale che zonale.

In tal senso, un approfondimento sulle zone in cui si articola il disegno dei due mercati ha consentito di mettere in luce un consolidamento della ridotta frammentazione del continente e un progressivo allineamento del prezzo della Sardegna alle più economiche quotazioni peninsulari, favorito dall'entrata a regime del più capiente cavo di collegamento con il Centro Sud. Di contro, il differenziale di prezzo esistente tra penisola e Sicilia si è confermato elevato (circa 30 €/MWh), sebbene in lieve diminuzione nella seconda parte dell'anno, quando l'isola ha potuto contare sull'entrata in esercizio di nuova capacità di base e *mid-merit*.

Infine, rispetto a quanto registrato sulle quotazioni del 2010, le aspettative di prezzo espresse per il 2011 contemporaneamente dal MTE e dai mercati a termine europei appaiono in moderato rialzo¹, concretizzatosi prevalentemente in corrispondenza degli aumenti rilevati in corso d'anno sulle quotazioni dei mercati petroliferi.

¹ Si è assunto come riferimento di prezzo l'ultima quotazione disponibile del prodotto annuale baseload del 2011.

2.1 La partecipazione al mercato


Il 2010 ha registrato il nuovo massimo di società iscritte ai mercati elettrici del GME, salite a 202, in virtù del più rilevante incremento osservato dalla partenza della borsa (+41).

L'aumento ha interessato tutti i mercati gestiti dal GME, portando al massimo rialzo annuo la partecipazione sia su MGP, arrivato a toccare le 134 unità (+18), che su MI, salito a 69 (+16).

In particolare per MI va segnalato l'effetto trainante prodotto dalla sua riforma, avvenuta alla fine di ottobre del 2009, che ne ha articolato l'operatività in due sessioni giornaliere, accrescendone l'interesse (+30% l'aumento delle società attive rispetto allo scorso anno).

In lieve ripresa risulta la partecipazione su MSD, riformato a partire dal 1 gennaio 2010 ai sensi della Legge 2/09 e del Decreto attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile del 2009, con 23 operatori (+3), e sulla Piattaforma di registrazione delle contrattazioni a termine (PCE), in cui la crescita (95 operatori, +7) ha rappresentato un'inversione rispetto alla tendenza negativa seguita nei due anni precedenti.

Stabile appare soltanto MTE, su cui il numero degli operatori attivi si è confermato sui livelli del 2009 (15 contro 16) (Tab.C.2.1).

La partecipazione al mercato  Tab C.2.1

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Operatori iscritti</i>	202	161	151	127	103	91
PCE (incluso MTE)						
<i>Operatori con offerte</i>	95	88	101	108	-	-
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	75	68	76	94	-	-
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	71	65	71	73	-	-
IPEX						
MTE						
<i>Operatori con offerte</i>	15	16	8	-	-	-
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	12	13	8	-	-	-
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	13	15	6	-	-	-
MGP (escluso PCE)						
<i>Operatori con offerte</i>	134	116	106	89	80	69
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	104	92	85	71	54	42
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	106	92	91	74	68	61
MA/MI						
<i>Operatori con offerte</i>	69	53	37	32	34	23
<i>Operatori con offerte di vendita</i>	65	48	34	29	29	23
<i>Operatori con offerte di acquisto</i>	59	49	36	32	31	23
MSD						
<i>Operatori con offerte MSD ex-ante</i>	23	20	22	19	18	17
PAB						
<i>Operatori con offerte</i>	-	-	10	37	48	52

In termini di volumi, l'ammontare delle contrattazioni complessivamente registrate sui mercati e sulle piattaforme gestite dal GME ha raggiunto il massimo storico di 457 TWh (+14%), rinvigorendo il trend decisamente rialzista in atto dal 2006.

L'aumento è apparso decisamente superiore a quello osservato sul Sistema Italia (319 TWh, +2%) e sul fabbisogno nazionale rilevato da Terna (330,5 TWh, +1,4%), ed è stato trainato dal sensibile incremento delle negoziazioni a

termine (243 TWh, +38%) - il cui peso sul totale risulta negli anni progressivamente crescente anche per effetto del calo degli scambi su MGP lato borsa (199 TWh, -6%) - e da quello delle quantità circolate su MI (15 TWh, +22%). In particolare, sui mercati a termine sono apparse in forte aumento sia le negoziazioni effettuate su MTE che le transazioni bilaterali registrate sulla PCE.

Nel primo caso, il volume di energia scambiato ha raggiunto i 6,29 TWh (erano 0,12 TWh nel 2009), riflettendo il più lungo periodo di contrattazione a cui sono stati esposti i prodotti di maggiore durata (trimestrali e annuali), lanciati il 1 novembre 2009 e per i quali da subito gli operatori avevano mostrato un particolare interesse.

Relativamente alla PCE è interessante sottolineare che, per la prima volta dalla partenza della piattaforma, si è assistito ad un contemporaneo incremento delle quantità registrate e di quelle nominate in consegna. Queste ultime hanno raggiunto i 119 TWh (+19%), in forte ripresa dopo 3 anni di consecutive diminuzioni, a fronte di un più consistente aumento delle prime, salite a 236 TWh (+34%), a segnalare il crescente ricorso all'attività di *trading*, con conseguente rafforzamento del trend positivo del *churn ratio*.

D'altro canto, sui mercati a pronti gli andamenti hanno seguito direzioni tra loro divergenti, evidenziando una consistente crescita degli scambi su MI e una corrispondente diminuzione su MGP e su MSD.

In particolare su MI, le opzioni di flessibilità garantite dalle due sessioni giornaliere introdotte con la riforma del 2009 hanno favorito un maggior utilizzo del mercato, i cui volumi sono arrivati a sfiorare complessivamente i 15 TWh (+22%), concentrandosi soprattutto nel MI1 (9,5 TWh). Per quanto l'incremento sia esclusivamente riconducibile al più esteso periodo di operatività delle duplici sessioni (dodici mesi del 2010 contro i due del 2009), anche il confronto "omogeneo" effettuato sui mesi finali dell'anno ha fatto emergere un immutato apprezzamento per il MI, mostrando variazioni tendenziali nulle rispetto ai risultati lusinghieri ottenuti all'avvio del mercato rinnovato (Tab.C.2.2).

All'interno del Sistema Italia, i cui volumi appaiono in modesta ripresa (+2%), l'aumento già rimarcato dei programmi in esecuzione da contratti bilaterali (+19%) ha spiazzato MGP, le cui transazioni sono scese poco sotto i 200 TWh, segnalando una flessione del 6% che ha confermato la tendenza al ribasso avviata nel 2009.

Dal lato delle vendite, una possibile interpretazione di questo cambio di strategia riconduce alla ridotta redditività associata ai prezzi di borsa, ancorati ai bassi livelli dello scorso anno per effetto di un elevato livello di *overcapacity* e schiacciati su costi di generazione in rapida risalita. In tale contesto, la progressiva perdita di profitto accumulata in borsa ha presumibilmente spinto i produttori a scegliere di fissare in anticipo i propri margini, ricorrendo in maniera più massiccia alle contrattazioni OTC.

Tale spiegazione risulta peraltro corroborata dall'analisi dell'andamento mensile della liquidità, privo della consueta stagionalità, che ha rivelato una dinamica ribassista dell'attività in borsa del tutto analoga alla progressione negativa mostrata in corso d'anno dallo *spark spread* (Fig.C.2.2).

Dal lato della domanda, la diminuzione delle quantità complessivamente negoziate in borsa è apparsa riconducibile unicamente alla strategia di approvvigionamento messa in atto dall'Acquirente Unico, che nel corso dell'ultimo triennio ha progressivamente trasferito i suoi acquisti al mercato dei bilaterali. In questi tre anni il peso delle sue contrattazioni in borsa, pari a 42 TWh al netto della quota CIP6, è passato dal 41% al 24%, rappresentando il 54% del suo fabbisogno complessivo (85% nel 2007).

Per contro, a fronte di un modesto incremento della domanda, si è registrata una ripresa proporzionalmente più consistente delle quantità acquistate in borsa dagli operatori non istituzionali (110 TWh, +5 TWh), la cui liquidità è salita al 35%, rafforzando un trend pluriennale già decisamente positivo (Fig.C.2.1).

Si segnala inoltre, per la consistenza delle sue variazioni, il dato relativo all'utilizzo dello sbilanciamento a programma su PCE, sceso attorno ai 200 GWh sul lato immissione (circa -5 TWh) e in aumento sui 10 TWh dal lato prelievo (contro 1 TWh del 2009). A tre anni dall'entrata in esercizio della PCE e complice la contrazione dei volumi sopraggiunta nel frattempo, tale fenomeno conferma, al pari dell'incremento del *churn ratio*, il maggior ricorso alle opzioni di flessibilità offerte dalla piattaforma (Tab.C.2.3, Tab.C.2.4).

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

	2010		2009**		2008	2007	2006	2005
	TWh	delta %	TWh	delta %	TWh	TWh	TWh	TWh
VOLUMI TOTALI (a+b+c+d+f+l) (****)	456,93	+14%	401,44	+1%	399,06	-	-	-
SISTEMA ITALIA (d+e)	318,56	+2%	313,43	-7%	336,96	329,95	329,79	323,18
Contrattazioni a termine (a+b+c)	242,87	+38%	176,47	+15%	154,22	97,28	-	-
(a) MTE	6,29	+4936%	0,12	* 117,3%	0,06	-	-	-
(b) CDE	0,10	-	-	-	-	-	-	-
(c) PCE (***)	236,48	+34%	176,35	+15%	154,16	97,28	-	-
Contrattazioni spot (d+e+f)	333,18	+2%	325,36	-7%	349,16	346,01	348,16	342,90
(d) MGP/borsa	199,45	-6%	213,03	-8%	232,64	221,29	196,50	202,99
(e) PCE/bilaterali	119,11	+19%	100,39	-4%	104,32	108,66	133,29	120,20
(f) MA/MI (g+h+i)	14,61	+22%	11,93	+3%	11,65	12,74	9,94	10,45
(g) MA	-	-	9,30	* -19,9%	11,65	12,74	9,94	10,45
(h) MI1	9,47	+465%	1,68	-	-	-	-	-
(i) MI2	5,15	+440%	0,95	-	-	-	-	-
(l) PAB	-	-	-	-	0,55	3,33	8,43	9,26
MSD ex ante	21,75	-20%	27,16	+19%	22,84	26,60	26,44	24,66
(m) MSD a salire	6,96	-44%	12,52	+8%	11,58	14,58	12,17	11,59
(n) MSD a scendere	14,80	+1%	14,65	+30%	11,26	12,03	14,27	13,07

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

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

(***) contratti registrati su PCE per anno di contrattazione, al netto dei contratti relativi a MTE e a CDE. Il dato del 2007 è calcolato a partire da aprile, mese di avvio della piattaforma

(****) il dato non si calcola per gli anni precedenti al 2008 per mancanza di omogeneità nel computo delle quantità dei contratti bilaterali

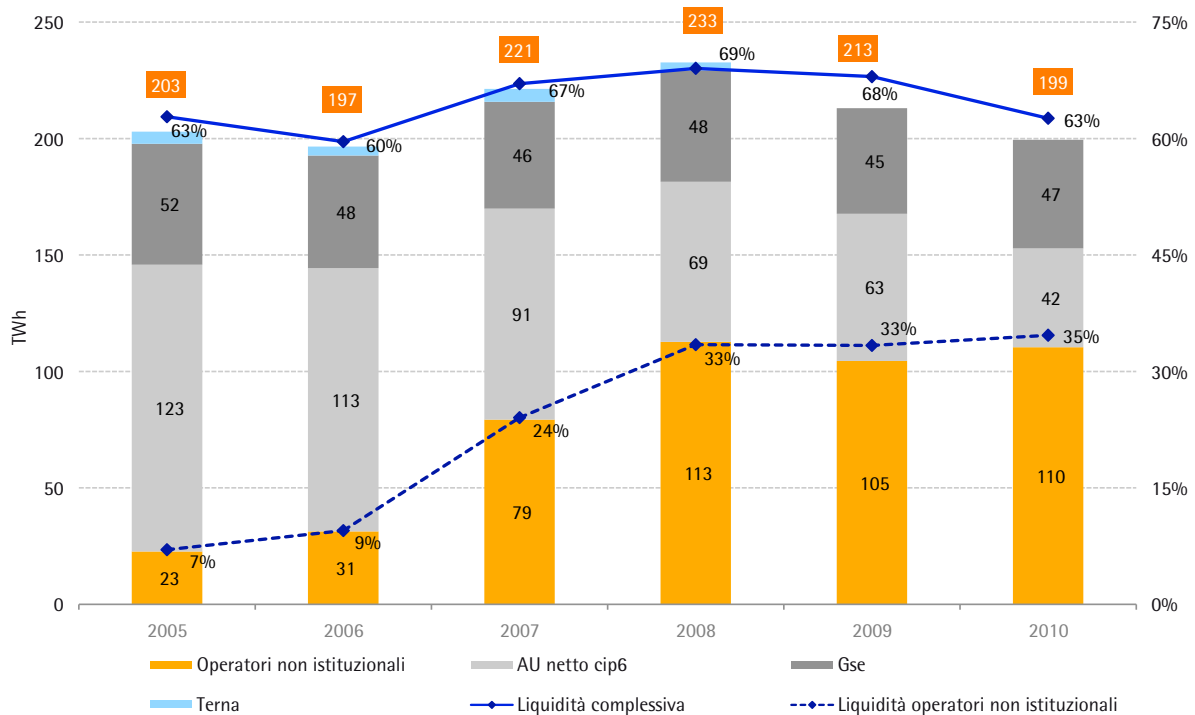
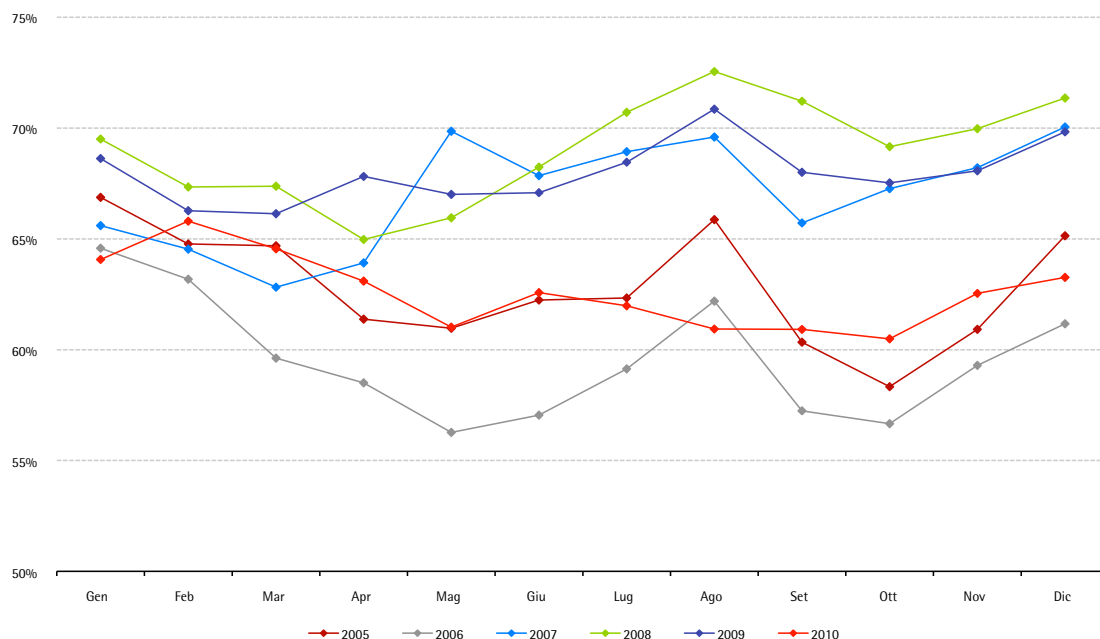
Liquidità del MGP Fig C.2.1

Fig C.2.2 Andamento mensile della liquidità del MGP



Tab C.2.3 Composizione della domanda sul MGP

	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010-2009	Struttura 2010
Borsa	199.450.149	213.034.688	232.643.731	221.292.184	196.535.249	202.986.064	-6,4%	62,6%
Acquirente Unico	48.468.535	70.700.952	79.448.673	106.570.141	132.230.746	139.179.980	-31,4%	15,2%
Altri operatori	134.317.300	134.481.029	137.922.614	99.756.337	49.717.421	47.682.936	-0,1%	42,2%
Pompaggi	2.853.292	2.891.281	5.108.149	6.340.347	7.443.272	8.087.174	-1,3%	0,9%
Zone estere	3.419.627	3.825.739	6.699.056	3.057.474	3.346.408	2.773.208	-10,6%	1,1%
Saldo programmi PCE	10.391.394	1.135.686	91.994	161	-	-	815,0%	3,3%
Offerte integrative	-	-	3.373.245	5.567.723	3.797.402	5.262.767	-	-
Contratti bilaterali	119.111.417	100.390.479	104.317.566	108.657.023	133.254.781	120.198.786	18,6%	37,4%
Bilaterali esteri	408.869	436.389	559.701	726.452	1.285.567	1.143.298	-6,3%	0,1%
Bilaterali nazionali AU	41.846.549	24.246.640	19.502.059	16.166.432	20.768.233	25.153.421	72,6%	13,1%
Bilaterali nazionali altri operatori	87.247.392	76.843.137	84.347.800	91.764.300	111.200.980	93.902.066	13,5%	27,4%
Saldo programmi PCE	-10.391.394	-1.135.686	-91.994	-161	-	-	815,0%	-3,3%
VOLUMI ACQUISTATI	318.561.565	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	1,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	26.491.365	25.790.543	17.357.054	5.475.885	7.299.180	834.401	2,7%	
DOMANDA TOTALE	345.052.930	339.215.709	354.318.351	335.425.092	337.089.209	324.019.251	1,7%	

Tab C.2.4 Composizione dell'offerta sul MGP

	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010-2009	Struttura 2010
Borsa	199.450.149	213.034.688	232.643.732	221.292.184	196.535.249	190.203.057	-6,4%	62,6%
Operatori	120.956.056	131.158.116	147.438.784	142.990.379	123.564.850	133.900.904	-7,8%	38,0%
GSE	46.664.374	45.353.277	47.808.312	45.828.980	48.403.285	51.922.522	2,9%	14,6%
Zone estere	31.631.528	31.215.502	21.788.559	16.786.271	7.969.332	931.017	1,3%	9,9%
Saldo programmi PCE	198.191	5.307.793	7.985.871	12.528.950	13.581.232	-	-96,3%	0,1%
Offerte integrative	-	-	7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.614	-	-
Contratti bilaterali	119.111.417	100.390.479	104.317.565	108.657.023	133.254.781	132.981.793	18,6%	37,4%
Bilaterali esteri	17.122.515	19.108.051	26.013.295	33.782.919	42.000.374	51.831.818	-10,4%	5,4%
Bilaterali nazionali	102.187.092	86.590.221	86.290.141	87.403.054	104.835.639	81.149.975	18,0%	32,1%
Saldo programmi PCE	-198.191	-5.307.793	-7.985.871	-12.528.950	-13.581.232	-	-96,3%	-0,1%
VOLUMI VENDUTI	318.561.565	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850	1,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	190.936.033	185.806.695	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.970	2,8%	
OFFERTA TOTALE	509.497.598	499.231.861	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.820	2,1%	

Sempre con riferimento ai mercati a pronti, volumi in diminuzione si sono registrati anche sul MSD, in ribasso a 22 TWh (-18%), il valore più basso dall'inizio delle contrattazioni. Il cedimento si è concentrato sulle quantità *a salire*, a fronte di una sostanziale tenuta sui massimi storici dei volumi *a scendere*, che potrebbe indicare crescenti difficoltà incontrate dagli operatori nel rispettare i vincoli di minimo tecnico imposti dalla gestione degli impianti nelle attuali condizioni di bassa domanda (Tab.C.2.2).

2.2 Il mercato del giorno prima (MGP)

2.2.1 Il prezzo di acquisto unico nazionale (Pun)

Il 2010 ha consegnato all'Europa una moderata ripresa delle quotazioni espresse dalle principali borse elettriche, alimentata dal generalizzato aumento del costo dei combustibili e dalla risalita, talora anche cospicua, del fabbisogno. La crescita osservata sul continente, tuttavia, non ha trovato conferma in Italia, dove il prezzo all'ingrosso dell'elettricità ha registrato una sostanziale stabilità della sua media annua, accompagnata da una ridotta intensità delle sue oscillazioni stagionali e dalla riduzione al minimo storico del rapporto tra quotazioni di picco e fuori picco, per la prima volta allineato agli omologhi valori degli altri listini europei.

In particolare, il Pun si è attestato a 64,12 €/MWh, mantenendosi sul valore particolarmente basso del 2009 per effetto soprattutto della conclamata situazione di *overcapacity*.

L'azione calmierante prodotta dalla modesta ripartenza della domanda (+1,6%) e dall'ulteriore aumento della capacità efficiente (+5,5 GW) (Tab.C.1.13) ha infatti neutralizzato le spinte rialziste originate dall'incremento dei costi di generazione, limitando o impedendo la crescita dei prezzi e provocando conseguentemente un drastico assottigliamento del margine di profitto inglobato in essi, misurato dallo *spark spread* (3,6 €/MWh, -77%).

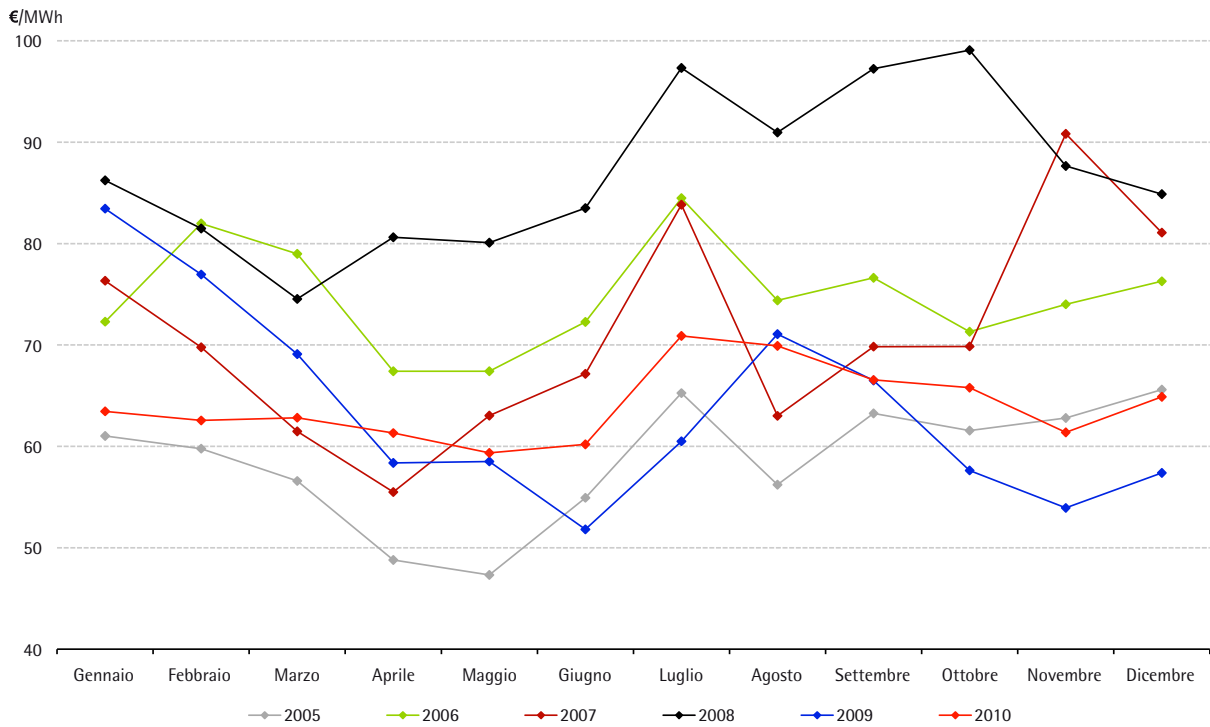
A fronte di una sostanziale stabilità mostrata su base tendenziale dal Pun, l'analisi delle dinamiche orarie dei prezzi ha tuttavia fatto emergere l'improvvisa accelerazione del processo di convergenza tra le quotazioni di picco, in calo al minimo storico di 76,77 €/MWh (-7,6%), e fuori picco, in aumento invece a 54,20 €/MWh (+12,2%), livello inferiore soltanto al dato del 2008. In funzione di quanto osservato, il differenziale e il rapporto tra i due prezzi sono scesi anch'essi ai rispettivi minimi storici di 22 €/MWh e 1,42, riflettendo un differente impatto esercitato dall'*overcapacity* nei due gruppi di ore: molto forte al picco, in presenza di una domanda pressoché costante (+0,9%) e di un accresciuto grado di concorrenzialità del mercato, più attenuato al fuori picco, in virtù di un più consistente incremento della domanda (+2,1%) e di una diminuzione delle quantità offerte a basso costo sulle zone estere (-3,6%).

Dinamiche per certi aspetti simili hanno interessato anche il rapporto tra prezzi festivi e fuori picco, tradizionalmente superiore ad 1 solo in Italia, per effetto di un livello di concentrazione dell'offerta strutturalmente più alto. Nel 2010 l'aumento più contenuto dei primi, attestati a 60,98 €/MWh (+2,9%), ha ridotto pur senza eliminarlo lo scarto coi secondi (6 €/MWh), limando il relativo rapporto (1,13).

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

	2010		2009		2008		2007		2006		2005	
	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%	€/MWh	Delta%
Totale	64,12	0,6%	63,72	-26,8%	86,99	22,5%	70,99	-5,0%	74,75	27,6%	58,59	-
<i>Picco (a)</i>	76,77	-7,6%	83,05	-27,4%	114,38	9,0%	104,90	-3,5%	108,73	23,8%	87,80	-
<i>Fuori picco (b)</i>	57,34	7,4%	53,41	-26,4%	72,53	36,8%	53,00	-7,1%	57,06	32,1%	43,18	-
- <i>Lavorativo (b1)</i>	54,20	12,2%	48,29	-28,7%	67,75	41,0%	48,06	-11,2%	54,12	28,4%	42,15	-
- <i>Festivo (b2)</i>	60,98	2,9%	59,27	-23,9%	77,88	33,0%	58,58	-2,8%	60,25	35,9%	44,33	-
<i>a/b1</i>	1,42	-17,6%	1,72	1,9%	1,69	-22,6%	2,18	8,6%	2,01	-3,6%	2,08	-
<i>b2/b1</i>	1,13	-8,3%	1,23	6,8%	1,15	-5,7%	1,22	9,5%	1,11	5,8%	1,05	-

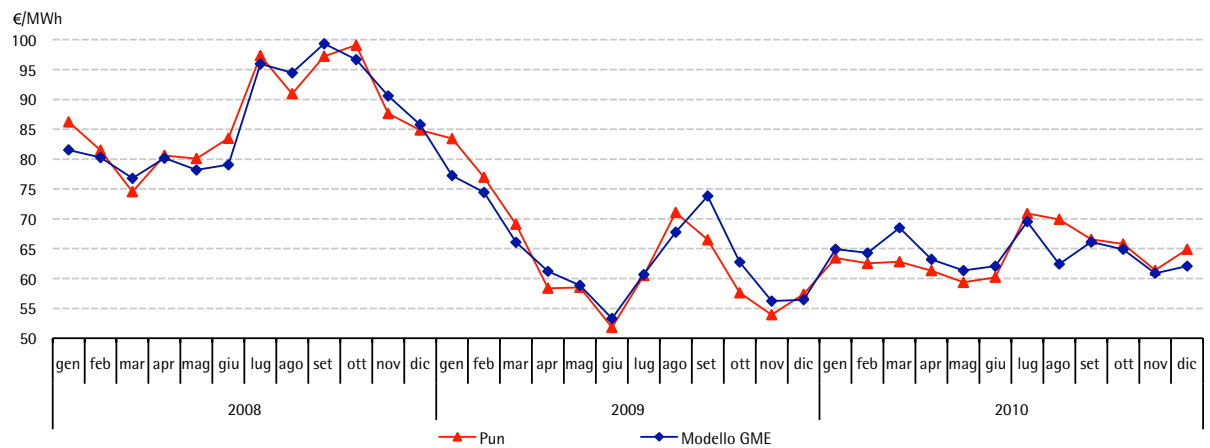
Fig C.2.3 : Pun medio mensile (€/MWh)



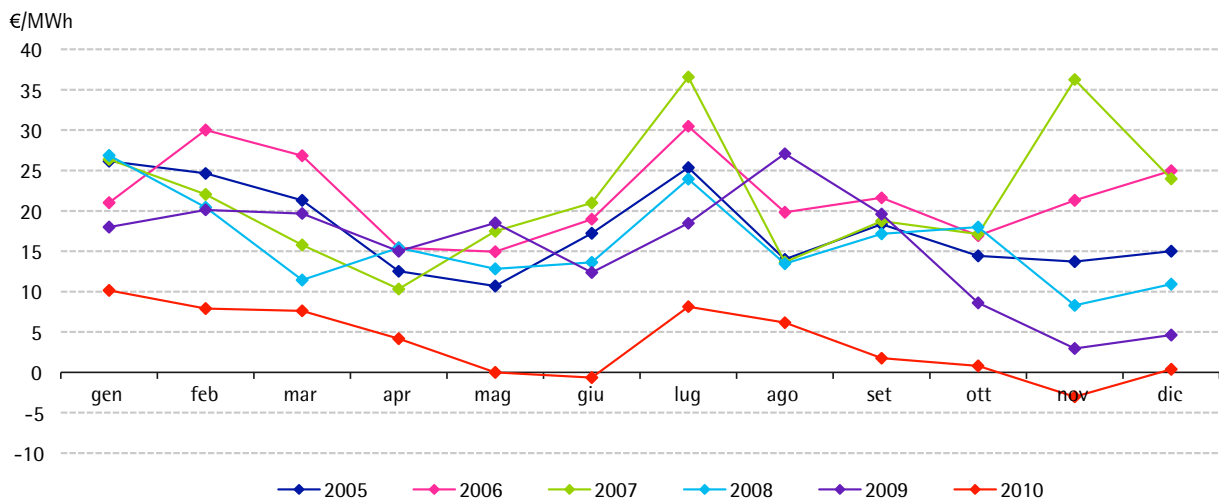
Relativamente al suo andamento mensile, il 2010 ha evidenziato una ridotta volatilità del Pun, solo in parte accentuata dal lento e graduale ritorno ai valori di inizio anno, osservato nella parte finale del 2010 dopo i picchi estivi di luglio e agosto (Tab.C.2.5, Fig.C.2.3).

L'evoluzione mensile del Pun è guidata da tre fattori principali: i costi di generazione, che ne tracciano la tendenza di fondo; la domanda, che ne disegna la tipica stagionalità, caratterizzata da punte estive e invernali; la concentrazione di mercato che contribuisce puntualmente alla formazione di picchi di prezzo relativi. La solidità di tale relazione è confermata anche nel 2010 dal modello econometrico del GME (per un approfondimento si veda il Box 2 della Relazione Annuale 2009 del GME, pag 63), pur risultando parzialmente indebolita dagli effetti dell'*overcapacity*, soprattutto nel primo semestre dell'anno (Fig.C.2.4).

Fig C.2.4 : Stima del Pun attraverso il modello econometrico del GME



Nella contingente situazione di debolezza dei consumi, la nuova capacità, resa disponibile tra la fine del 2009 e l'inizio del 2010, ha infatti schiacciato e "congelato" le quotazioni tra i 60 e i 70 €/MWh, riducendone la volatilità stagionale² e decretando, in presenza di un graduale aumento dei costi, una progressiva erosione dello *spark spread*. In particolare, il dato espresso da quest'ultimo fornisce una misura del pesante e rapido ridimensionamento subito dal Pun medio reale, il prezzo all'ingrosso dell'elettricità al netto dei costi di generazione, sceso al nuovo minimo storico di 3,6 €/MWh (-77%) e caratterizzato da un andamento ancora dalla tipica forma a W, ma con oscillazioni mensili meno accentuate e punte gradualmente meno intense (Fig.C.2.5).

Andamento mensile dello *spark spread* negli anni (€/MWh) 

Di fatto la tendenza di fondo spiccatamente ribassista, che ha gradualmente portato lo *spark spread* ad oscillare attorno allo zero nella parte finale del 2010, ha riflesso la consistente ripresa dei costi di generazione, evidenziata dall'incremento dell'ITEC ccgt³ a 60,51 €/MWh (+25%) e originata dai cospicui rialzi osservati sui mercati petroliferi. Nel 2010, infatti, il Brent si è attestato in media annua a 79,85 \$/bbl (+29%), valore inferiore solo al dato del 2008, in virtù di un trend fortemente crescente che ha proiettato nel mese di dicembre le sue quotazioni oltre i 90 \$/bbl. La secca perdita di potere dell'euro nei confronti del dollaro, segnalata dall'ulteriore calo del tasso di cambio a 1,33 \$/€ (-5%), ha peraltro prodotto nella conversione dei prezzi in moneta europea un'intensificazione di queste dinamiche, spingendo la ripresa tendenziale del greggio al +36% (Tab.C.2.6, Fig.C.2.6).

In questo contesto, l'impatto esercitato sui prezzi elettrici dai modesti rialzi della domanda (+1,6% tendenziale) è risultato neutralizzato sia dall'aumento della potenza efficiente netta (+5,5 GW nel 2010 e +21,5 GW dal 2005), sia dal conseguente incremento della competitività del mercato italiano (IOR: -2 p.p., IOM: -5,5 p.p., ITM ccgt: +8,3 p.p. (cfr cap. C.2.2.5).

A seguito di tali dinamiche, le uniche interruzioni ad un andamento altrimenti decisamente decrescente nell'evoluzione mensile dello *spark spread* si sono riscontrate nei mesi estivi, durante i quali, in corrispondenza dello stagionale picco di domanda e dell'elevato livello di concentrazione (IOR: 15,5%, il valore più alto nel secondo semestre del 2010), i prezzi sono saliti al loro massimo annuo, attestandosi circa 5/6 €/MWh al di sopra della media registrata nel resto dell'anno⁴. D'altro canto, la debolezza e l'instabilità della tendenza rialzista della domanda hanno trovato conferma in autunno, quando le quantità complessivamente scambiate nel quadrimestre conclusivo

² Nel 2010 la deviazione standard delle quotazioni mensili è stata pari a 3,6 €/MWh, contro i 7,8 €/MWh medi del quinquennio precedente.

³ E' l'indice utilizzato come riferimento per un'approssimazione del costo di generazione di un ciclo combinato. In questo caso il valore dell'indice risulta corretto per un rendimento degli impianti a ciclo combinato del 53%.

⁴ A tale proposito si segnala il valore particolarmente alto registrato dal Pun nel mese di agosto, che coincide peraltro con l'errore di stima più marcato del modello, a conferma dell'entità inusuale della quotazione stessa.

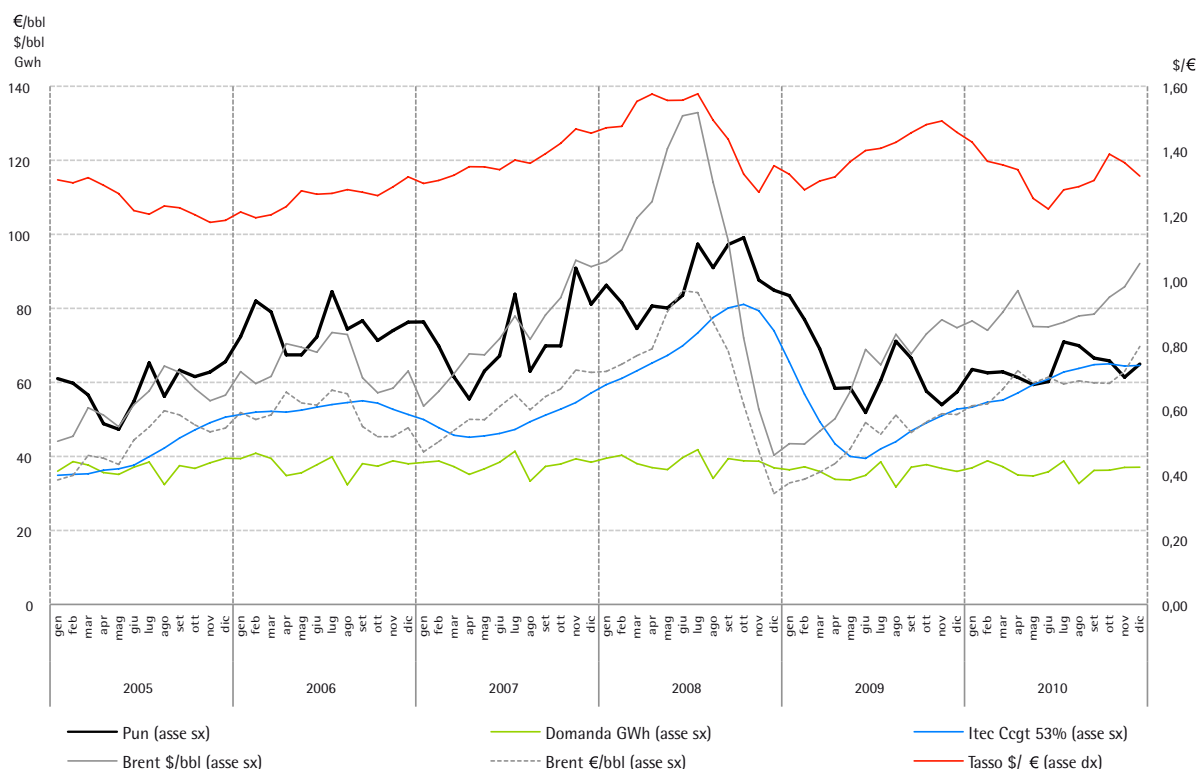
dell'anno hanno toccato il loro minimo storico, fornendo un minimo sostegno ai prezzi e contribuendo al sostanziale azzeramento dello *spark spread*.

Tab C.2.6 Variazioni del Pun e delle sue determinanti

	2010		2009		2008	2007	2006	2005
	Valore	Delta%	Valore	Delta%	Valore	Valore	Valore	Valore
Pun (€/MWh)	64,12	+1%	63,72	-27%	86,99	70,99	74,75	58,59
Domanda (MWh)	36.365	+2%	35.779	-7%	38.361	37.665	37.647	36.893
Brent (\$/bbl)	79,85	+29%	61,67	-37%	97,26	72,39	65,14	54,24
Brent (€/bbl)	60,24	+36%	44,22	-33%	66,11	52,82	51,86	43,59
Tasso \$/€	1,33	-5%	1,39	-5%	1,47	1,37	1,26	1,24
Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh)	71,08	+23%	57,88	-29%	81,92	53,80	62,73	51,87
- Itec Ccgt (€/MWh) ⁽²⁾	60,51	+25%	48,31	-32%	70,96	49,38	52,93	40,84
- CV (€/MWh)	5,15	+12%	4,61	+38%	3,35	4,18	3,38	2,60
- CO2 Ccgt (€/MWh)	5,41	+9%	4,96	-35%	7,61	0,24	6,43	8,42
Spark Spread (€/MWh) ⁽¹⁾	3,61	-77%	15,41	-4%	16,03	21,61	21,82	17,75

(1) lo spark spread è calcolato come media delle differenze mensili tra Pun e Itecccgt al 53% al netto degli oneri ambientali (CV e CO2), ponderata per il numero di ore di ciascun mese
 (2) l'Itec Ccgt è stato ricalcolato considerando un rendimento superiore e pari al 53%

Fig C.2.6 Andamento mensile del Pun e delle sue determinanti (€/MWh)



2.2.2 I prezzi zionali di vendita (Pz)

Nel 2010 i prezzi di vendita rilevati sulle singole zone in cui si articola il mercato italiano hanno confermato le tendenze già emerse nella seconda parte del 2009: il sostanziale allineamento delle zone continentali, l'isolamento siciliano e la progressiva integrazione della Sardegna con il continente.

Così sulla penisola, dove le quotazioni si sono mantenute omogenee e più basse delle isole (circa 62 €/MWh), il Sud rafforza la posizione di zona più conveniente (59 €/MWh), conquistata a seguito della riorganizzazione territoriale adottata da Terna ad inizio 2009, esibendo tra l'altro, unica tra le zone continentali, una lieve propensione al ribasso (-0,8%). Propensione che invece si è mostrata più spiccata in Sardegna (-10,4%), dove le quotazioni sono tornate a scendere ai livelli del 2007 (73,51 €/MWh), beneficiando del più esteso periodo di attività della nuova interconnessione con il continente (c.d. Sapei) e distanziando in tal modo il prezzo della Sicilia (89,71 €/MWh), rimasto stabilmente il più elevato (Tab.C.2.7).

Prezzi zionali medi annui (€/MWh)  Tab C.2.7

€/MWh	2010		2009		2008		2007		2006		2005	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
PUN	64,12	0,6%	63,72	-26,8%	86,99	22,5%	70,99	-5,0%	74,75	27,6%	58,59	-
NORD	61,98	1,9%	60,82	-26,7%	82,92	21,1%	68,47	-7,0%	73,63	27,6%	57,71	-
CENTRO NORD	62,47	0,3%	62,26	-26,7%	84,99	16,7%	72,80	-2,9%	74,98	27,9%	58,62	-
CENTRO SUD	62,60	0,3%	62,40	-28,8%	87,63	20,0%	73,05	-2,6%	74,99	27,0%	59,03	-
SUD	59,00	-0,8%	59,49	-31,9%	87,39	19,6%	73,04	-2,6%	74,98	27,0%	59,03	-
SICILIA	89,71	1,8%	88,09	-26,4%	119,63	50,5%	79,51	0,7%	78,96	25,8%	62,77	-
SARDEGNA	73,51	-10,4%	82,01	-10,7%	91,84	22,5%	75,00	-6,9%	80,55	33,4%	60,38	-
Delta totale	30,71		28,60		36,71		11,04		6,92			
Delta continente	3,60		2,91		5,07		4,75		2,04			

La convergenza tra prezzi di picco e fuori picco osservata a livello nazionale accomuna tutte le zone. Sulla penisola, a fronte di una sostanziale parità delle quotazioni nelle ore fuori picco (51/53 €/MWh, +11/+14%) e festive (58/59 €/MWh, +1/+5%), si è confermata la maggiore economicità del Sud nelle ore di più alta domanda, nelle quali anche nel 2010 si è concentrato il differenziale di prezzo con il resto del continente (66,83 €/MWh, -9,7% vs. 73-75 €/MWh, -7/-9%). Trend analoghi hanno interessato la Sicilia, in cui tuttavia le quotazioni hanno registrato variazioni di minore intensità rispetto al dato nazionale sia al picco (120,16 €/MWh, -3%) che al fuori picco (65,83 €/MWh, +8,6%), confermandosi le più alte nel panorama italiano. In questo quadro emerge infine, ancora una volta, la riduzione controtendenziale della Sardegna, la cui maggiore coesione con il continente ha favorito una diminuzione significativa dei prezzi in tutti i gruppi di ore, più forte al picco (93,38 €/MWh, -13,8%) che nel fuori picco (62,84 €/MWh, -7,6%) e nel festivo (66,2 €/MWh, -9,2%) (Tab.C.2.8).

Prezzi zionali medi per gruppi di ore (€/MWh)  Tab C.2.8

€/MWh	Totale		Picco		Fuori picco		Fuori picco lavorativo		Festivo	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
PUN	64,12	0,6%	76,77	-7,6%	57,34	7,4%	54,20	12,2%	60,98	2,9%
NORD	61,98	1,9%	73,39	-7,2%	55,86	9,3%	53,32	14,4%	58,80	4,6%
CENTRO NORD	62,47	0,3%	74,29	-8,6%	56,12	7,7%	53,35	13,7%	59,33	2,2%
CENTRO SUD	62,60	0,3%	74,98	-7,8%	55,95	7,0%	52,65	12,3%	59,78	2,3%
SUD	59,00	-0,8%	66,83	-9,7%	54,80	5,9%	51,57	11,1%	58,55	1,2%
SICILIA	89,71	1,8%	120,16	-3,0%	73,37	6,3%	65,83	8,6%	82,11	4,5%
SARDEGNA	73,51	-10,4%	93,38	-13,8%	62,84	-7,6%	59,94	-5,9%	66,20	-9,2%
Delta totale	30,71		53,33		18,57		14,26		23,56	
Delta continente	3,60		8,15		1,32		1,78		1,23	

Tuttavia il 2010, pur nel consolidamento delle tendenze di fondo progressivamente affermatesi negli anni, ha lanciato alcuni segnali di cui sarà interessante valutare l'evoluzione in futuro.

Complessivamente il Nord* si è confermata la zona che ha fissato il prezzo sulla quota più rilevante di volumi sia sul totale (48%, -3 p.p.) che sulle singole zone del continente, pur evidenziando in entrambi i casi leggere flessioni tendenziali. In misura del tutto complementare è cresciuto invece il peso del Sud* che, oltre a determinare endogenamente il prezzo con maggiore intensità (41%, +11 p.p.), ha visto crescere la sua quota sia sul totale (16%, +4 p.p.) che nelle zone centrali della penisola.

D'altro canto, mentre la Sicilia ha continuato ad esibire dinamiche prevalentemente locali, anche profondamente differenti da quelle nazionali, definendo indipendentemente il prezzo nel 78% delle ore (+1 p.p.), l'entrata in servizio del Sapei ha drasticamente ridotto l'isolamento della Sardegna dal continente, facendo scendere ai livelli del 2008 la percentuale di fissazione endogena del prezzo (32%, -22 p.p.).

Infine, in questo contesto si è ulteriormente rafforzata la posizione delle zone estere che, in virtù di criteri di assegnazione congiunta della capacità transfrontaliera e di una crescente integrazione tra i mercati, sono risultate price maker sul 17% dei volumi totali, completando l'escalation in atto dal 2005 (Tab.C.2.9).



Tab C.2.9 Percentuale di determinazione del prezzo per zona e anno (IZM)

Zona price maker	Anno	Zona price taker							
		Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
Estero	2010	17%	21%	18%	19%	17%	17%	6%	13%
	2009	16%	18%	16%	17%	16%	19%	7%	10%
	2008	13%	15%	15%	13%	11%	11%	4%	10%
	2007	4%	19%	3%	1%	1%	1%	0%	0%
	2006	2%	11%	1%	0%	0%	1%	0%	0%
	2005	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Nord*	2010	48%	55%	58%	53%	47%	31%	7%	32%
	2009	51%	58%	61%	53%	53%	36%	10%	24%
	2008	46%	55%	56%	44%	34%	34%	10%	32%
	2007	48%	53%	66%	31%	26%	27%	11%	23%
	2006	47%	57%	66%	30%	28%	22%	10%	22%
	2005	48%	58%	60%	41%	30%	30%	12%	26%
Centro Nord	2010	4%	4%	4%	5%	4%	2%	1%	3%
	2009	2%	2%	2%	3%	3%	2%	1%	2%
	2008	7%	7%	7%	11%	8%	7%	2%	8%
	2007	8%	6%	6%	15%	12%	12%	5%	11%
	2006	6%	5%	5%	11%	9%	7%	3%	7%
	2005	6%	6%	6%	9%	8%	7%	3%	6%
Centro Sud	2010	7%	7%	7%	8%	13%	6%	2%	7%
	2009	8%	8%	8%	10%	12%	8%	2%	5%
	2008	11%	8%	8%	12%	23%	19%	4%	9%
	2007	14%	8%	9%	22%	28%	23%	9%	16%
	2006	18%	12%	13%	31%	34%	27%	12%	23%
	2005	24%	20%	20%	30%	38%	35%	15%	27%
Sud*	2010	16%	13%	10%	12%	15%	41%	6%	11%
	2009	12%	9%	8%	10%	11%	30%	4%	4%
	2008	13%	10%	10%	14%	20%	24%	6%	10%
	2007	16%	10%	12%	22%	25%	28%	9%	17%
	2006	16%	11%	10%	21%	22%	35%	14%	16%
	2005	12%	10%	9%	14%	18%	20%	8%	13%
Sicilia*	2010	6%	1%	1%	1%	1%	0%	78%	1%
	2009	7%	2%	2%	3%	2%	0%	77%	2%
	2008	6%	2%	1%	2%	2%	0%	73%	1%
	2007	8%	3%	3%	6%	6%	0%	65%	5%
	2006	7%	2%	2%	4%	4%	0%	60%	3%
	2005	7%	3%	3%	4%	5%	0%	61%	4%
Sardegna	2010	2%	1%	1%	2%	2%	2%	1%	32%
	2009	4%	3%	2%	3%	3%	3%	1%	54%
	2008	4%	3%	3%	4%	3%	3%	1%	31%
	2007	3%	1%	1%	4%	3%	7%	1%	28%
	2006	3%	2%	2%	3%	3%	7%	1%	29%
	2005	2%	1%	1%	2%	2%	5%	1%	24%

Nel 2010 la sostanziale stabilità espressa dai prezzi in termini tendenziali è stata accompagnata da una loro ridotta volatilità, scesa ai livelli minimi degli ultimi quattro anni sulle zone continentali (8/10 €/MWh, 14/16%), e in Sardegna, in forte ripiegamento dopo l'exploit dello scorso anno (20,3 €/MWh, 27%). Estranea a queste dinamiche è apparsa invece la Sicilia, la cui variabilità è aumentata ulteriormente (23,5 €/MWh, 28%) per effetto dell'altalenante

andamento seguito dalle quotazioni in corso d'anno, confermandosi massima in termini relativi nelle ore festive (Tab.C.2.10, Tab.C.2.11).

Volatilità dei prezzi zonal medi annui Tab C.2.10

TOTALE	IVA (€/MWh)						IVR (%)					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
NORD	8,6	10,4	12,7	12,3	9,6	7,8	14%	18%	16%	17%	13%	14%
CENTRO NORD	9,0	11,5	13,0	11,2	9,0	7,4	14%	19%	16%	16%	12%	13%
CENTRO SUD	9,8	11,8	13,9	11,2	9,0	7,1	16%	20%	17%	16%	12%	13%
SUD	8,6	11,2	13,9	11,2	9,0	7,1	15%	19%	17%	16%	12%	13%
SICILIA	23,5	19,4	30,6	15,3	13,4	10,5	28%	26%	29%	20%	18%	17%
SARDEGNA	20,3	29,8	20,5	16,7	16,9	9,1	27%	37%	23%	23%	20%	16%

Volatilità dei prezzi zonal medi annui per gruppi di ore Tab C.2.11

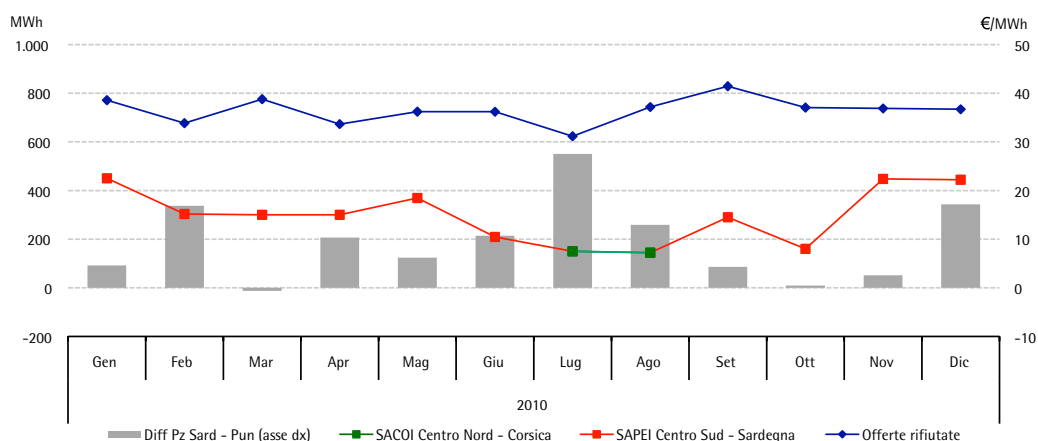
2010	IVA (€/MWh)					IVR (%)				
	Totale	Picco	Fuori Picco	Fuori Picco Lavorativo	Fuori picco Festivo	Totale	Picco	Fuori Picco	Fuori Picco Lavorativo	Fuori picco Festivo
NORD	8,6	11,9	7,3	6,2	7,6	14%	15%	13%	12%	14%
CENTRO NORD	9,0	12,6	7,9	6,2	8,2	14%	16%	14%	13%	14%
CENTRO SUD	9,8	13,4	8,8	6,7	9,3	16%	17%	15%	14%	16%
SUD	8,6	10,5	8,2	6,3	8,8	15%	15%	14%	13%	15%
SICILIA	23,5	29,3	24,2	17,2	24,0	28%	25%	30%	29%	30%
SARDEGNA	20,3	26,4	18,2	15,9	18,1	27%	28%	27%	26%	27%

In generale il divario nel livello e nella variabilità espressi dai prezzi tende a riflettere l'esistenza di differenze strutturali tra le zone.

Sulle isole, in particolare, la capacità di interconnessione col resto del continente, storicamente ridotta, da un lato impone di ricorrere frequentemente all'offerta interna per il soddisfacimento della domanda, dall'altro mantiene circoscritte le dimensioni del mercato locale limitandone lo sviluppo e la concorrenzialità. Questo contesto origina prezzi mediamente più elevati ed estremamente sensibili a piccole variazioni del fabbisogno.

Nel 2010, tuttavia, un piccolo passo avanti in tal senso è stato compiuto in Sardegna, dove l'apertura del nuovo cavo di interconnessione con la penisola ha favorito una riduzione del suo isolamento e un maggiore livello di integrazione con il continente, inducendo sui prezzi le conseguenze già precedentemente descritte. Non a caso il maggior differenziale tra le quotazioni zonal sarde e il Pun si verifica nei mesi di febbraio, luglio, agosto e dicembre, caratterizzati da una indisponibilità parziale o totale della capacità del cavo e, in misura minore, da cali puntuali dell'offerta interna⁵ (Fig.C.2.7).

Variabili strutturali rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sardegna Fig C.2.7

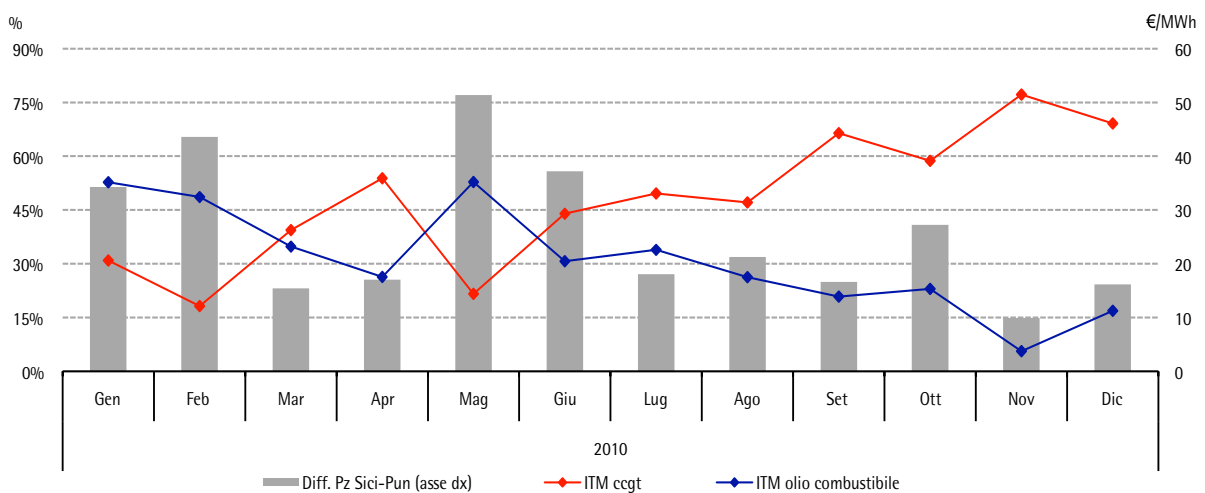


⁵ In particolare, a febbraio e dicembre, i prezzi particolarmente elevati si concentrano solo in alcune settimane, caratterizzate contemporaneamente da un brusco calo dell'offerta interna dell'isola e da circoscritte riduzioni di capacità del Sapei.

In Sicilia, per contro, le persistenti differenze strutturali con il resto del continente hanno mantenuto il prezzo più alto del Pun di circa 25 €/MWh, uno scarto che riflette la differenza nei costi di generazione al margine sostenuti dall'isola, dove ancora forte è il peso dell'olio combustibile (per un approfondimento si rimanda al Box 3 della Relazione Annuale 2009). Tuttavia il 2010 ha portato piccoli elementi di novità anche nel panorama siciliano. L'entrata graduale di nuova potenza di base e mid-merit⁶, ha prodotto una flessione del peso al margine dell'olio combustibile (ITM olio combustibile: -21 p.p.), rendendo trascurabile l'impatto esercitato dall'aumento del suo costo di generazione (ITEC Olio combustibile: +55%) sul prezzo siciliano (+1,8%) e favorendo nel secondo semestre dell'anno una riduzione nel differenziale con il Pun⁷ di circa 15 €/MWh (Fig.C.2.8).

E' infine da segnalare che ulteriori modifiche a questo scenario, con possibili impatti sui prezzi, potrebbero realizzarsi nel 2011, in virtù dell'attuazione degli impegni presi verso l'AGCM da Enel e Edipower relativamente alle loro strategie d'offerta⁸.

Fig C.2.8 : Variabili strutturali rilevanti nell'evoluzione del prezzo in Sicilia



Infine, relativamente alle zone virtuali estere e ai poli di produzione limitata, il 2010 non ha segnalato variazioni significative né nella gestione, né nei prezzi associati ad entrambi, confermando le indicazioni già emerse un anno fa. In merito alle zone virtuali estere, l'adozione di un meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere attraverso aste esplicite periodiche, in vigore dal 2008 per effetto del recepimento del Regolamento 1228/03 CE, ha determinato anche per il 2010 l'assenza di separazioni dalla zona nazionale limitrofa e la conseguente uguaglianza dei prezzi. In virtù di questa crescente integrazione nel sistema, le zone estere hanno frequentemente assunto il ruolo di price maker, fissando il prezzo nazionale nel 17% delle ore.

E' da sottolineare, tuttavia, che il meccanismo dell'asta esplicita non fornisce garanzie di un'allocazione ottima della capacità transfrontaliera disponibile, né in termini di un suo pieno utilizzo, né di un suo uso coerente con il differenziale di prezzo creatosi tra mercati limitrofi. Un importante passo in avanti in tal senso è stato compiuto su una porzione della frontiera italo-slovena, sulla quale dal 1 gennaio 2011 è in funzione un meccanismo di *market coupling*, finalizzato a ridurre il costo associato ad un impiego non totalmente efficiente delle interconnessioni

6 Nel 2010 in Sicilia si segnala la graduale entrata in esercizio di nuovi impianti eolici (240 MW) e il funzionamento a pieno regime della centrale a ciclo combinato di Nuçe Nord (480 MW) e del secondo gruppo, ancora a ciclo combinato, di Isab Energy (260 MW).

7 Il prezzo dell'isola, prossimo in media ai 95 €/MWh nel primo semestre del 2010 e superiore di circa 33 €/MWh al Pun, è sceso poco sotto gli 85 €/MWh nel periodo luglio-dicembre, in corrispondenza di livelli analoghi di domanda, portando il differenziale con la quotazione nazionale a circa 18 €/MWh.

8 Nello specifico gli impegni prevedono per l'offerta di Enel, l'individuazione di un bid cap posto pari a 190 €/MWh per il 2011 e indicizzato al prezzo del Brent per gli anni 2012 e 2013 (Prov. AGCM n. 21960 - A423), mentre per gli impianti soggetti a tolling di Edipower, una gestione centralizzata assegnata all'utente del dispacciamento sia dell'approvvigionamento dei combustibili che della presentazione delle offerte sul MGP, formulate ad un prezzo pari al costo variabile standard nelle ore in cui l'impianto non è individuato da Terna come indispensabile per la sicurezza del sistema, pari a zero nel caso contrario (Prov. AGCM n. 21962 - I721).

attraverso un procedimento di allocazione ad asta implicita della capacità transfrontaliera.

Quanto ai poli di produzione limitata, il 2010 ha ulteriormente consolidato l'efficacia della soluzione adottata da Terna per la risoluzione a programma delle congestioni scaturite dall'insufficiente capacità di trasporto con cui queste singole unità di produzione sono collegate alla rete. Il 2010 ha evidenziato frequenze di separazione molto basse e differenziali di prezzo minimi tra il polo e la zona confinante, riproponendo anche nel 2010 la sola parziale eccezione del polo di Brindisi, separatosi dal Sud nel 6,6% delle ore con un differenziale medio di 1,35 €/MWh, concretizzatosi in corrispondenza di limitazioni per manutenzione del transito SUD-BRNN (Tab.C.2.12).

Differenze di prezzo zonale tra zone geografiche e poli di produzione  Tab.C.2.12

Zona di riferimento	Polo	Percentuale di ore in cui i prezzi sono stati diversi (%)						Differenza media di prezzo (€/MWh)					
		2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Nord	Monfalcone	0,0%	0,0%	0,3%	0,6%	1,3%	0,0%	0,00	0,00	0,02	0,11	0,14	0,00
	Rossano	2,2%	2,7%	3,4%	2,3%	17,3%	2,6%	0,53	0,74	0,40	0,04	0,37	0,04
Sud	Brindisi	6,6%	9,8%	3,9%	3,0%	21,4%	3,3%	1,35	2,46	0,45	0,07	0,70	0,09
	Foggia (*)	0,2%	0,4%	0,7%	4,9%	3,7%	-	0,01	0,19	0,60	3,09	2,61	-
Sicilia	Priolo	0,1%	0,3%	3,4%	14,3%	15,3%	5,1%	0,14	0,14	1,17	1,07	2,28	0,60

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

2.2.3 Domanda e Offerta

Nel 2010 prosegue l'allargamento della forbice tra offerta e domanda già osservato negli ultimi anni. In particolare, la nuova capacità installata e la fine di alcuni processi di riconversione del parco produttivo hanno prodotto un'ulteriore crescita dell'offerta che ha più che bilanciato l'esile ripresa della domanda dopo la crisi del 2009. La nuova offerta, concentrata su impianti più economici ed efficienti, ha favorito un miglioramento nei principali indicatori di concentrazione, contribuendo altresì al contenimento dei prezzi sul continente e sulle isole.

2.2.3.1 Domanda

La richiesta totale di energia elettrica consuntivata da Terna nel 2010 è stata pari a 330,5 TWh, risultando in debole ripresa rispetto all'anno precedente (+1,4%) duramente colpito dalla crisi economica internazionale. Analogamente gli acquisti complessivi registrati sul mercato del giorno sono cresciuti a 318,6 TWh (+1,6%) rimanendo comunque sui livelli minimi dall'avvio del mercato. I volumi di MGP, sostanzialmente in linea con quanto avveniva gli anni precedenti (Tab.C.2.13), risultano pari al 96% dell'energia richiesta complessiva. L'aumento degli acquisti indotto dalla ripresa economica, complessivamente pari a 314,7 TWh sulle zone nazionali (+1,8%), è stato trainato dalle zone settentrionali (+2,5%), che da sole costituiscono il 65% degli acquisti essendovi concentrata la maggior parte dell'attività industriale nazionale, seguite in maniera ridotta da Centro Sud (+1,4%) e Sicilia* (+1,5%).

Le uniche eccezioni hanno riguardato la Sardegna, risultata stabile, e il Sud*, unica zona in sensibile riduzione rispetto al 2009 (-1,9%). Merita sottolineare, inoltre, l'ulteriore calo degli acquisti degli impianti a pompaggio rispetto al già basso livello dell'anno precedente (-1,3%), in parte riconducibile al costante avvicinamento dei prezzi all'ingrosso nelle ore di picco e fuori picco (Tab.C.2.5).

Un discorso a sé meritano gli acquisti sulle zone estere, complessivamente scesi ai minimi storici di 3,8 TWh (-10,2%), con riduzioni comprese tra il -15,7% della Svizzera e il -53,5% dell'Austria, solo parzialmente compensate dagli aumenti registrati sulla frontiera francese (+0,21 TWh +22,3%) (Tab.C.2.14).

Tab C.2.13 Domanda su MGP e totale energia richiesta in rete (TWh)

TWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
TOTALE RICHIESTA*	330,5	326,1	347,1	347,6	346,2	339,8
VOLUMI MGP	318,6	313,4	337,0	329,9	329,8	323,2
VOLUMI MGP/TOTALE RICHIESTA*	96%	96%	97%	95%	95%	95%

* inclusi gli acquisti dei pompaggi

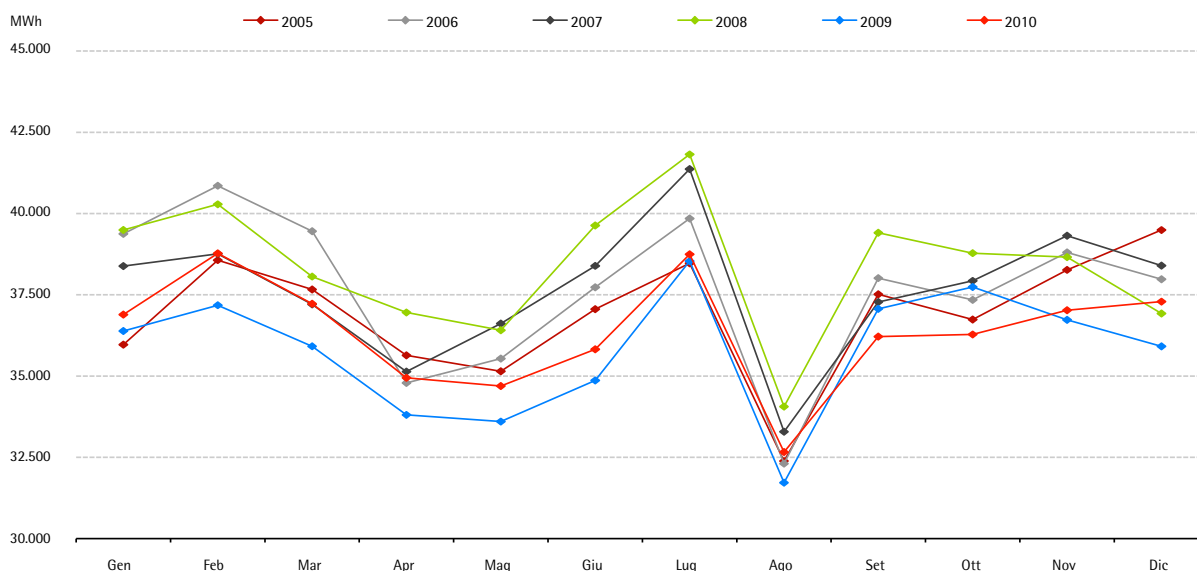
Fonte: elaborazione su dati Terna e GME

Tab C.2.14 Volumi acquistati sul MGP (TWh)

Zone*	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2010/2009	Struttura
Nord*	172,4	168,0	181,0	179,3	178,9	176,0	2,6%	54,1%
Centro Nord	34,5	33,7	35,9	36,5	36,0	35,4	2,1%	10,8%
Centro Sud	50,4	49,7	33,3	32,7	32,4	32,0	1,4%	15,8%
Sud*	25,6	26,1	46,6	45,4	44,7	44,0	-1,9%	8,0%
Sicilia*	20,0	19,7	20,5	19,9	20,0	19,1	1,5%	6,3%
Sardegna	11,8	11,8	12,3	12,4	13,2	12,8	-0,3%	3,7%
Italia	314,7	309,2	329,7	326,2	325,2	319,3	1,8%	98,8%
- pompaggi	2,9	2,9	5,1	6,3	7,4	8,1	-1,3%	0,9%
- clienti finali	311,9	306,3	324,6	319,8	317,7	311,2	1,8%	97,9%
Estero	3,8	4,3	7,3	3,8	4,6	3,9	-10,2%	1,2%
Totale	318,6	313,4	337,0	329,9	329,8	323,2	1,6%	100,0%

La ripresa della domanda si è concentrata nel primo semestre dell'anno crescendo del 3,1% attraverso sei rialzi tendenziali rispetto ai mesi più penalizzati del 2009. Tale crescita ha riguardato sia i consumi nazionali (+3,0%) sia le esportazioni (+10,3%). D'altra parte, il secondo semestre registra una stagnazione dei consumi (+0,2%) che media un lieve aumento sulle zone nazionali (+0,6%) e un marcato declino delle esportazioni (-20,0%) concentrato negli ultimi 4 mesi dell'anno (Fig.C.2.9). Tale ribasso, responsabile anche della diminuzione su base annua, riflette soprattutto i livelli eccezionali di export che hanno caratterizzato l'ultimo trimestre 2009 legati a criticità d'offerta del parco francese.

Fig C.2.9 Andamento mensile degli acquisti sul MGP



La domanda permane poco elastica, con l'indice che si conferma stabile sul valore del 2009 pari a 8,2%. In particolare, l'indicatore a livello nazionale registra il valore minimo degli ultimi 4 anni (0,1%) a fronte di una crescente vivacità d'offerta sulle frontiere, la cui quota di domanda elastica, passando da 91,8% a 93,0% valore massimo dall'avvio del mercato, evidenzia la crescente ricerca di opportunità di trading transfrontaliero. Tale dinamica, peraltro, si osserva su tutte le frontiere con valori compresi tra 92% e 100%. Infine si segnala che del 93,0% di offerte con indicazione di prezzo ben l'87,3% sono state rifiutate, mostrando così come il prezzo espresso sia stato effettivamente stringente (Tab.C.2.15).

Elasticità della domanda Tab C.2.15

		OFFERTE PRESENTATE (al netto dei pompaggi)						OFFERTE RIFIUTATE (al netto dei pompaggi)					
		2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Nord*	MWh	18.283	305.725	703.304	292.061	51.475	506.843	13.767	252.144	567.078	221.708	23.364	12.636
	% sul totale	0,0%	0,2%	0,4%	0,2%	0,0%	0,3%	0,0%	0,1%	0,3%	0,1%	0,0%	0,0%
Centro Nord	MWh	63.542	388.015	612.293	155.864	5.027	211.628	39.777	303.078	509.725	120.571	2.108	415
	% sul totale	0,2%	1,1%	1,7%	0,4%	0,0%	0,6%	0,1%	0,9%	1,4%	0,3%	0,0%	0,0%
Centro Sud	MWh	8	393	480	3	7.483	123.164	8	-	480	3	161	359
	% sul totale	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sud*	MWh	1	36	14	3	17	377.071	1	12	14	3	17	1.187
	% sul totale	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sicilia*	MWh	53.279	220.109	315.707	135.115	1.162	149.775	42.434	181.896	269.412	103.684	968	231
	% sul totale	0,3%	1,1%	1,5%	0,7%	0,0%	0,8%	0,2%	0,9%	1,3%	0,5%	0,0%	0,0%
Sardegna	MWh	158.324	245.105	236.124	80.867	9.050	40.059	69.615	201.155	198.078	63.561	2.058	1
	% sul totale	1,3%	2,0%	1,9%	0,6%	0,1%	0,3%	0,6%	1,7%	1,6%	0,5%	0,0%	0,0%
Pompaggi	MWh	30.359	78.439	171.990	142.218	109.451	124.397	17.833	24.089	56.184	36.626	44.895	44.819
	% sul totale	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Italia	MWh	293.437	1.159.384	1.867.921	663.913	74.215	1.408.540	165.603	938.285	1.544.786	509.529	28.678	14.829
	% sul totale	0,1%	0,4%	0,6%	0,2%	0,0%	0,4%	0,1%	0,3%	0,5%	0,2%	0,0%	0,0%
Estero	MWh	28.016.290	26.710.804	18.838.282	6.453.700	8.358.740	1.963.543	26.307.928	24.828.168	15.756.084	4.928.580	7.225.607	775.122
	% sul totale	93,0%	91,8%	81,9%	74,1%	70,5%	41,9%	87,3%	85,3%	68,5%	56,6%	60,9%	16,5%
Totale	MWh	28.309.727	27.870.188	20.706.203	7.117.613	8.432.955	3.372.083	26.473.532	25.766.454	17.300.870	5.438.109	7.254.284	789.951
	% sul totale	8,2%	8,2%	5,8%	2,1%	2,5%	1,0%	7,7%	7,6%	4,9%	1,6%	2,2%	0,2%

		OFFERTE PRESENTATE (al netto dei pompaggi)						OFFERTE RIFIUTATE (al netto dei pompaggi)					
		2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Francia	MWh	8.092.780	8.737.147	6.954.190	66.915	4.387.462	495.202	7.621.630	8.356.081	6.442.873	1.165	4.150.191	193.680
	% sul totale	92,1%	93,6%	85,5%	19,7%	80,5%	38,1%	86,8%	89,5%	79,2%	0,3%	76,2%	14,9%
Svizzera	MWh	15.252.587	12.503.608	7.921.345	5.140.644	2.940.165	1.294.716	14.322.774	11.481.491	6.447.574	4.140.683	2.188.356	494.997
	% sul totale	93,9%	91,1%	84,8%	93,9%	66,8%	54,2%	88,2%	83,7%	69,0%	75,7%	49,7%	20,7%
Austria	MWh	1.013.817	1.126.975	779.224	750	533.829	172.526	1.002.335	1.111.029	722.411	-	514.324	86.176
	% sul totale	99,7%	98,6%	96,6%	6,0%	97,2%	66,4%	98,5%	97,2%	89,5%	0,0%	93,6%	33,2%
Slovenia	MWh	363.900	226.932	423.100	494.014	455.788	1.099	348.489	212.225	314.765	147.603	354.726	270
	% sul totale	100,0%	97,0%	71,2%	73,2%	89,9%	0,7%	95,7%	90,7%	53,0%	21,9%	70,0%	0,2%
Grecia	MWh	3.293.206	4.116.142	2.760.423	751.377	41.496	-	3.008.301	3.667.342	1.827.661	638.279	18.010	-
	% sul totale	98,8%	97,0%	74,2%	41,7%	8,1%	0,0%	90,2%	86,5%	49,1%	35,4%	3,5%	0,0%
Totale Estero	MWh	28.016.290	26.710.804	18.838.282	6.453.700	8.358.740	1.963.543	26.307.928	24.828.168	15.756.084	4.928.580	7.225.607	775.122
	% sul totale	93,0%	91,8%	81,9%	74,1%	70,5%	41,9%	87,3%	85,3%	68,5%	56,6%	60,9%	16,5%

2.2.3.2 Offerta

Anche nel 2010, come negli ultimi sei anni, si registra un significativo aumento della capacità disponibile di circa 5,5 GW di potenza efficiente netta (Tab.C.1.13). In particolare, tra gli eventi di quest'anno di maggior impatto si segnala: a) la fine del processo di riconversione a carbone dell'impianto di Enel a Torvaldaliga, localizzato al Centro Sud; b) l'entrata in esercizio del nuovo ciclo combinato da 480 MW di Erg (Nuce Nord) in Sicilia*; c) il nuovo incremento di 2,7 GW di potenza efficiente netta di impianti eolici e fotovoltaici. Il rinnovo del parco ha contribuito al riequilibrio territoriale dell'offerta, al ribasso del costo medio di generazione e al miglioramento della concentrazione e del potere di mercato, nonché allo stato attuale di *overcapacity* che ha indotto la compressione dei margini degli operatori, così come evidente dal crollo dello *spark spread*.

L'impatto della nuova capacità installata trova un riscontro quantitativo nel sesto incremento consecutivo dei volumi offerti, saliti a 509 TWh (+2,1%) valore massimo storico. L'aumento complessivo di 10 TWh è sostenuto quasi completamente dalle zone Centro Sud (+8,3%), Sud* (+6,4%) e Sicilia* (+10,7%), in linea con la suddetta localizzazione geografica della nuova capacità, compensando le diminuzioni del Nord* (-1,4%) e delle zone estere (-2,1%) (Tab.C.2.16).

Tab C.2.16 : Volumi offerti annui sul MGP (TWh)

Zone*	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2010/2009	Struttura
Nord*	223,7	226,7	229,8	219,9	211,2	199,9	-1,4%	44%
Centro Nord	39,4	38,2	38,4	38,2	34,0	36,1	3,2%	8%
Centro Sud	66,8	61,6	40,7	40,1	40,5	53,0	8,3%	13%
Sud*	75,7	71,1	86,1	78,1	69,3	54,6	6,4%	15%
Sicilia*	32,4	29,2	29,7	29,6	29,3	30,4	10,7%	6%
Sardegna	17,7	17,2	18,1	18,6	18,7	18,4	2,9%	3%
Italia	455,6	444,2	442,8	424,4	403,0	392,4	2,6%	89%
Estero	53,9	55,0	52,6	55,9	52,9	52,8	-2,1%	11%
Totale	509,5	499,2	495,4	480,2	455,8	445,2	2,1%	100%

L'effetto congiunto del calo delle importazioni commerciali di circa 1,4 TWh (-3,1%), conseguente alla riduzione dell'offerta estera, e della ripresa della domanda per poco più di 5 TWh, ha determinato un aumento della produzione nazionale di 6,7 TWh (+2,5%), per la maggior parte localizzato al Centro Sud (+15,3%) per quanto detto e in misura minore al Centro Nord (+7,3%) e al Nord* (+1,0%). Passando alle isole, che insieme costituiscono il 10% delle vendite nazionali e rimangono strutturalmente importatrici, la Sicilia* registra un aumento delle vendite (+1,8%) per effetto della nuova capacità installata, mentre la Sardegna le vede diminuire (-3,1%) spiazzata dall'energia a più basso costo proveniente dal Centro Sud attraverso la nuova interconnessione Sapei (Tab.C.2.17, Tab.C.2.18).

Tab C.2.17 : Volumi venduti annui sul MGP (TWh)

Zone*	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2010/2009	Struttura
Nord*	137,6	136,2	154,2	148,9	148,3	146,6	1,0%	43%
Centro Nord	22,0	20,5	22,9	24,4	24,5	24,1	7,3%	7%
Centro Sud	28,6	24,8	16,4	16,8	25,2	27,0	15,3%	9%
Sud*	51,2	51,2	63,7	56,5	48,8	39,9	0,1%	16%
Sicilia*	19,3	19,0	20,1	19,8	20,0	20,5	1,8%	6%
Sardegna	11,1	11,4	11,9	13,0	13,0	12,3	-3,1%	3%
Italia	269,8	263,1	289,2	279,4	279,8	270,4	2,5%	85%
Estero	48,8	50,3	47,8	50,6	50,0	52,8	-3,1%	15%
Totale	318,6	313,4	337,0	329,9	329,8	323,2	1,6%	100%

Volumi rigettati annui sul MGP (TWh) Tab C.2.18

Zone*	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Var.% 2010/2009	Struttura
Nord*	86,1	90,6	75,5	71,0	62,9	53,3	-4,9%	45%
Centro Nord	17,4	17,7	15,5	13,8	9,5	12,0	-1,7%	9%
Centro Sud	38,2	36,8	24,3	23,3	15,3	26,0	3,6%	20%
Sud*	24,5	20,0	22,5	21,6	20,5	14,7	22,7%	13%
Sicilia*	13,0	10,2	9,6	9,8	9,3	9,9	27,3%	7%
Sardegna	6,6	5,8	6,3	5,5	5,7	6,1	14,8%	3%
Italia	185,8	181,1	153,6	145,0	123,1	122,0	2,6%	97%
Esteri	5,1	4,7	4,7	5,3	2,9	0,0	8,5%	3%
Totale	190,9	185,8	158,4	150,3	126,0	122,0	2,8%	100%

Con riferimento alla quota d'offerta a prezzo zero si osserva la diminuzione dell'indicatore a livello nazionale, passato da 72,0% a 68,6%, indotta dal calo della componente bilaterale (da 94,4% a 80,0%), a fronte di una sostanziale stabilità della componente di mercato (da 38,7% a 38,2%). Analizzando i dati nel dettaglio si evince che tale variazione è sostenuta per la maggior parte dall'aumento dei volumi complessivi bilaterali⁹, già emerso nel calo della liquidità, e in misura minore dall'aumento dei prezzi offerti, presumibilmente legato al tentativo degli operatori di contrastare il trend calante dei margini. A tale proposito merita rilevare il vero e proprio tracollo registrato dalla componente bilaterale al Centro Sud e in Sicilia*, con i volumi OTC più che raddoppiati rispetto al 2009, che porta le zone ad avere la minor quota d'offerta a prezzo zero del sistema (Tab.C.2.19).

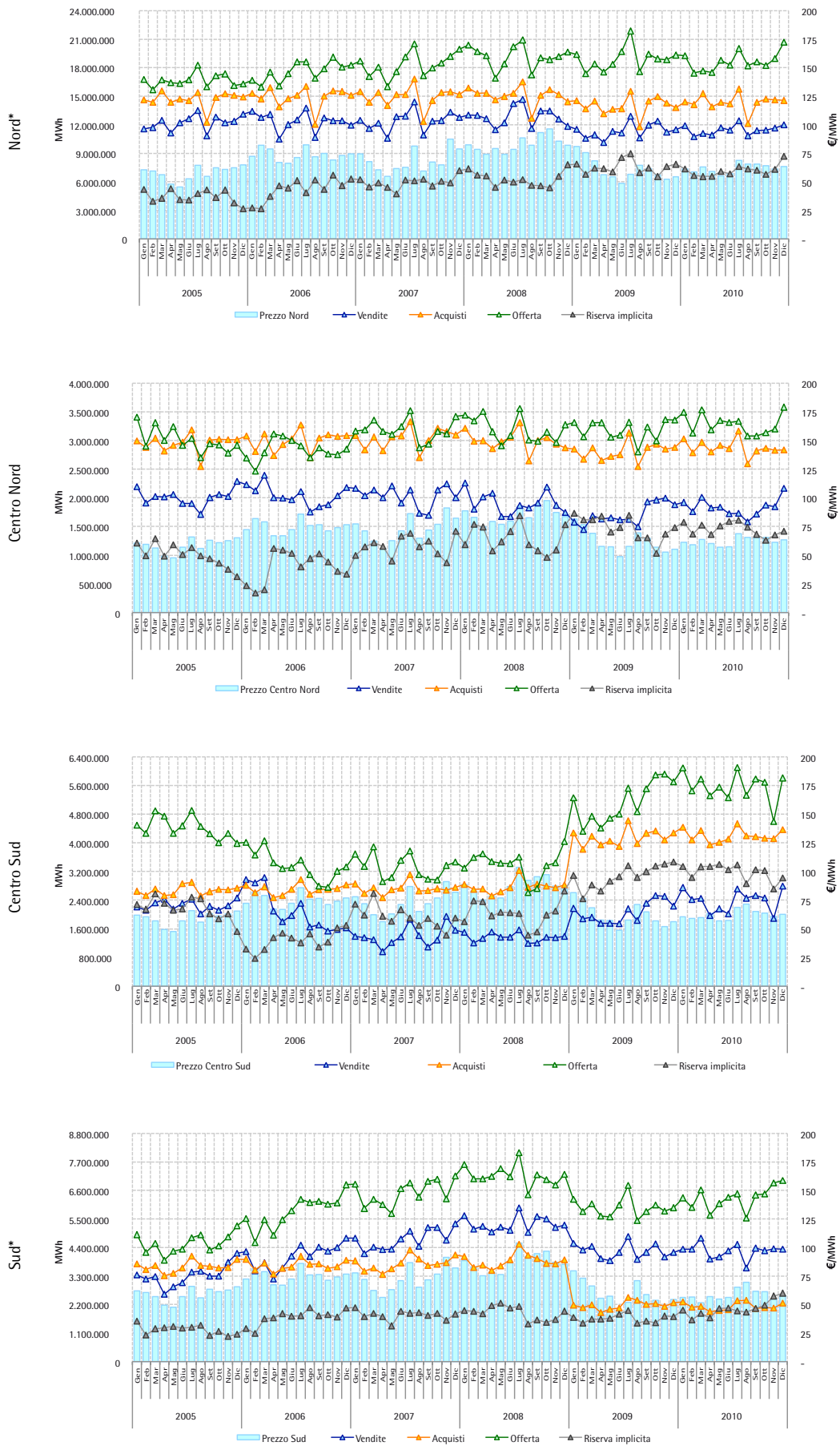
Volumi venduti a prezzo 0 sul MGP Tab C.2.19

	Quote sul Sistema Italia						Quote su IPEX						Quote su PCE					
	Totale						Totale						Totale					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Nord*	62,3%	65,3%	65,3%	66,6%	77,3%	69,5%	32,6%	32,9%	22,8%	27,0%	34,5%	30,3%	82,1%	93,5%	96,8%	94,2%	100,0%	100,0%
Centro Nord	88,4%	89,8%	62,4%	63,8%	85,7%	75,4%	31,2%	32,1%	10,5%	12,6%	19,0%	13,8%	95,6%	98,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Centro Sud	55,0%	70,0%	72,1%	59,8%	60,9%	55,3%	37,9%	34,8%	8,0%	17,6%	22,4%	25,0%	26,1%	97,0%	99,9%	99,9%	100,0%	100,0%
Sud*	74,4%	80,0%	60,9%	56,8%	59,1%	64,6%	31,6%	39,7%	32,3%	26,0%	15,7%	19,5%	95,9%	100,0%	100,0%	98,9%	100,0%	100,0%
Sicilia*	46,4%	39,8%	43,4%	39,8%	50,1%	53,5%	15,3%	14,5%	13,5%	7,2%	12,6%	10,5%	21,8%	51,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Sardegna	74,7%	70,9%	73,0%	69,9%	69,4%	73,8%	7,2%	2,7%	5,7%	9,1%	9,8%	8,7%	70,8%	76,5%	91,9%	99,8%	100,0%	100,0%
Esteri	86,5%	88,3%	91,2%	93,3%	97,2%	99,9%	78,2%	80,6%	79,9%	78,8%	81,3%	90,6%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Totale	68,6%	72,0%	67,2%	67,0%	75,0%	72,3%	38,2%	38,7%	27,1%	26,2%	26,8%	23,8%	80,0%	94,4%	97,9%	96,7%	100,0%	100,0%

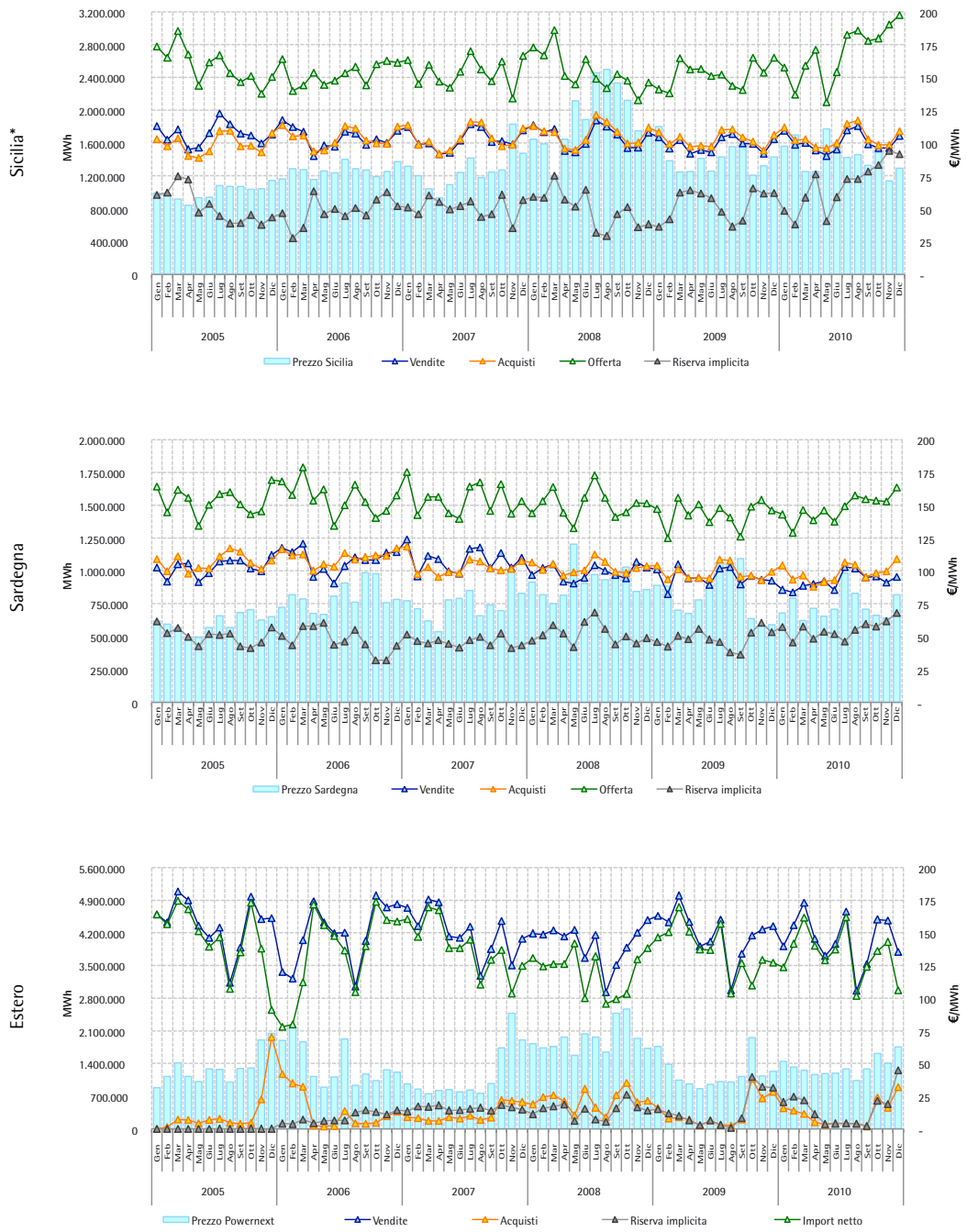
Guardando infine alle serie mensili dei volumi (Fig.C.2.10) e delle vendite per fonti (Fig.C.2.13) si trova conferma dei fenomeni fin qui descritti ed emergono alcuni dati rilevanti ai fini della spiegazione delle dinamiche di prezzo. In particolare l'effetto al rialzo indotto dalla crescita dei consumi e delle quotazioni dei combustibili risulta sostanzialmente neutralizzato dalla crescita delle vendite da impianti a basso costo – come quelli a fonte rinnovabile, a carbone o a ciclo combinato – che spiazzando gradualmente i più costosi impianti termoelettrici tradizionali hanno favorito prezzi zionali stabili o solo in lieve ripresa rispetto al 2009. Tale fenomeno risulta particolarmente forte al Centro Sud e in Sicilia*, riflettendo la localizzazione geografica della nuova capacità disponibile.

⁹ Nel contesto dell'aumento dei volumi nominati sulla PCE, questo dato segnala un aumento della quantità di programmi bilaterali comunicati con prezzo di esecuzione positivo, riconducibile al maggior rischio di prezzi di equilibrio nulli indotto dall'eccesso di capacità. Non a caso tale variazione interessa sostanzialmente le isole, in cui l'effetto della nuova interconnessione per la Sardegna e della nuova capacità in Sicilia hanno aumentato la competizione alla base.

Fig C.2.10 Volumi medi mensili per zona



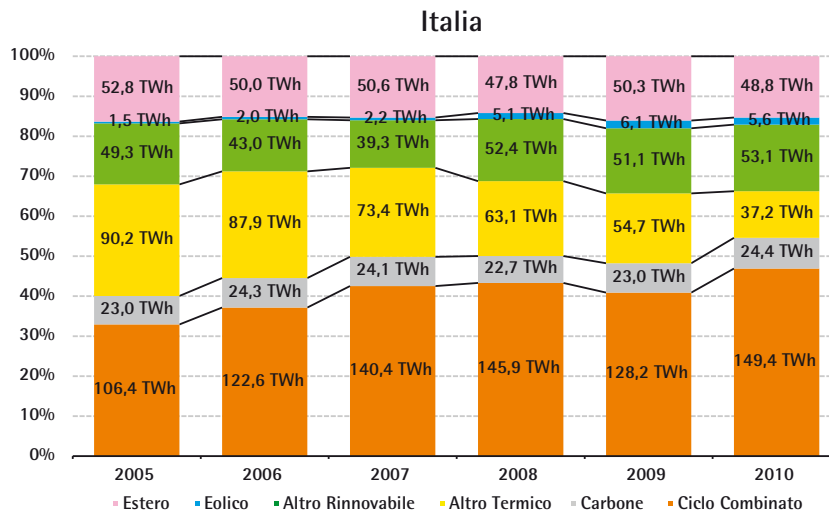
(continua) Volumi medi mensili per zona Fig C.2.10



2.2.3.3 Vendite per fonti e tecnologie

Nel 2010 si consolida ulteriormente il trend in atto dall'avvio del mercato relativo alla graduale sostituzione degli obsoleti impianti termici tradizionali con i più efficienti cicli combinati. Nel dettaglio le vendite classificate come altro termico, che nel 2005 costituivano il 28% del totale, sono scese drasticamente al valore minimo storico di 37,2 TWh (-32,0%) risultando il 12% delle vendite complessive. Di contro si registra la crescita al valore massimo dei cicli combinati, saliti a 149,4 TWh (+16,6%), costituendo ormai quasi la metà delle vendite del sistema (47%). Tale tecnologia - unitamente alla crescita del carbone (+6,2%), sostenuta dalla riconversione dell'impianto di Torvaldaliga, e al maggior apporto dell'altro rinnovabile (+3,9%) - ha sopperito completamente alla crescita della domanda e al calo delle importazioni (-3,1%). In controtendenza l'eolico che inverte il trend crescente degli ultimi sei anni scendendo a 5,6 TWh (-7,1%) (Fig.C.2.11). Tale diminuzione, tuttavia, è isolata al MGP: in effetti si osserva che i volumi dell'eolico registrati sul mercato si discostano per la prima volta dai dati consuntivati da Terna, che invece mostrano la produzione eolica nettamente cresciuta a 8,4 TWh (+29,1%) (Tab.C.1.12). I dati zonal mostrano che Nord*, Centro Nord e Sud* riflettono i fenomeni descritti a livello nazionale differendo solamente per il lieve calo del carbone. D'altra parte il Centro Sud si caratterizza per l'esplosione delle vendite di quest'ultima tecnologia - salita in due anni da 0 a 8,7 TWh, circa il 30 % delle vendite zonal - che ha indotto l'unico ribasso tendenziale del ciclo combinato (-11,5%). A fronte della sostanziale stabilità della Sardegna, in Sicilia* si osservano netti cambiamenti favoriti dall'entrata in esercizio della nuova capacità installata: la decisa crescita delle vendite da ciclo combinato (+15,0%) ed eolico (+27,2%), che congiuntamente costituiscono l'84% delle vendite isolate, ha portato l'altro termico al valore minimo dall'inizio del mercato, circoscrivendolo ad un ruolo sempre più residuale (Fig.C.2.12).

Fig C.2.11 **Vendite per tecnologia e fonte**



Vendite per tecnologia e fonte per zona Fig C.2.12

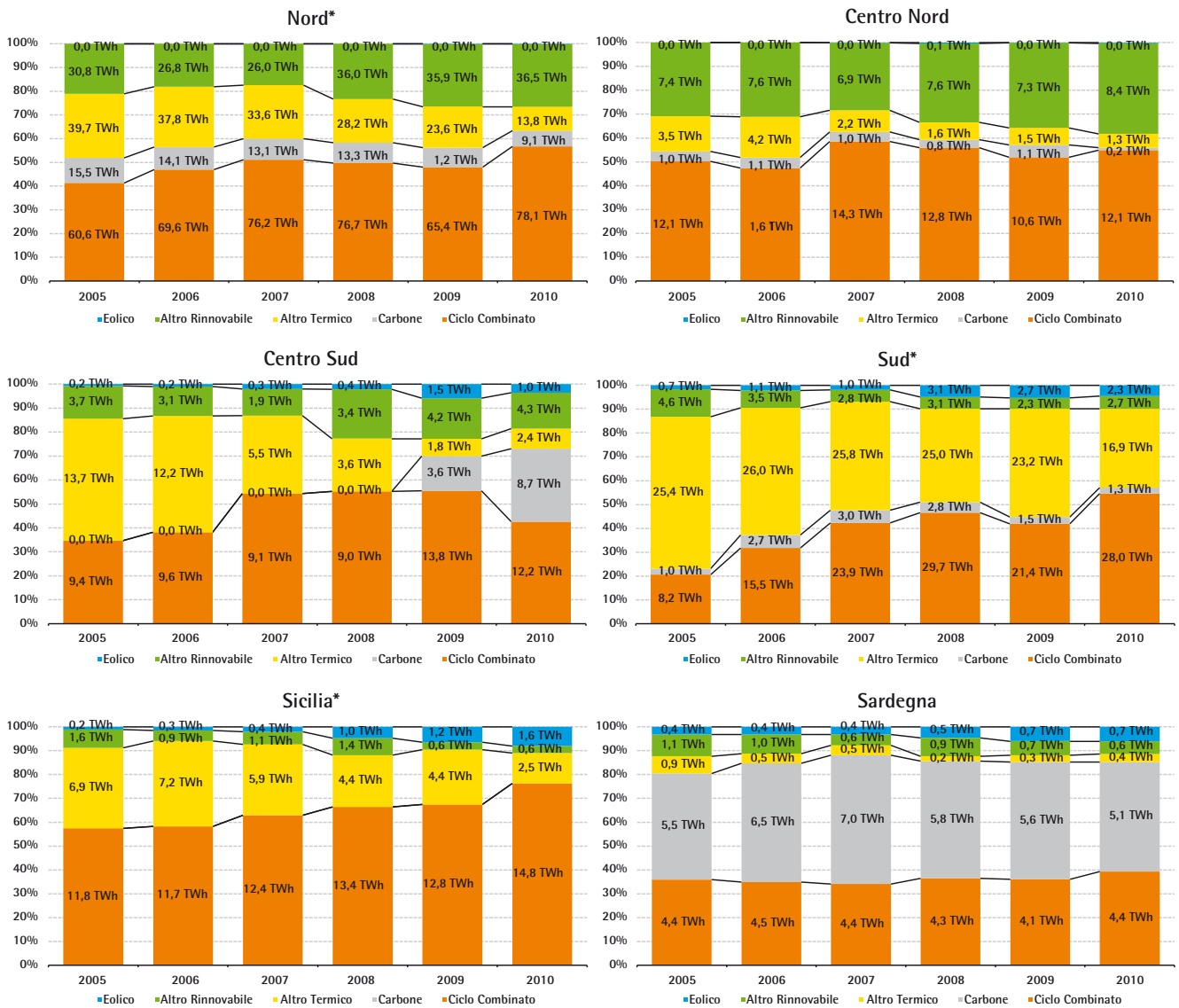
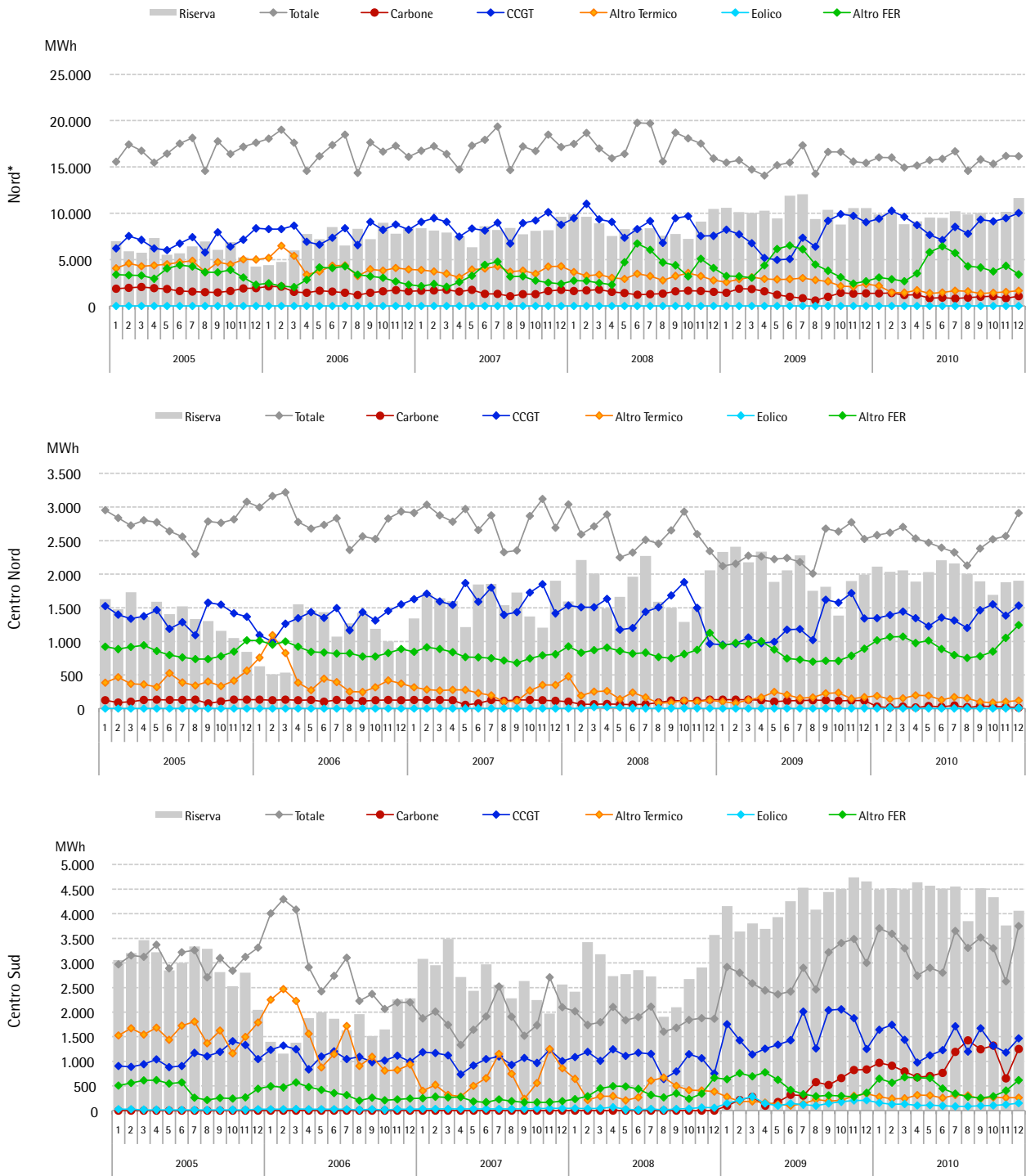
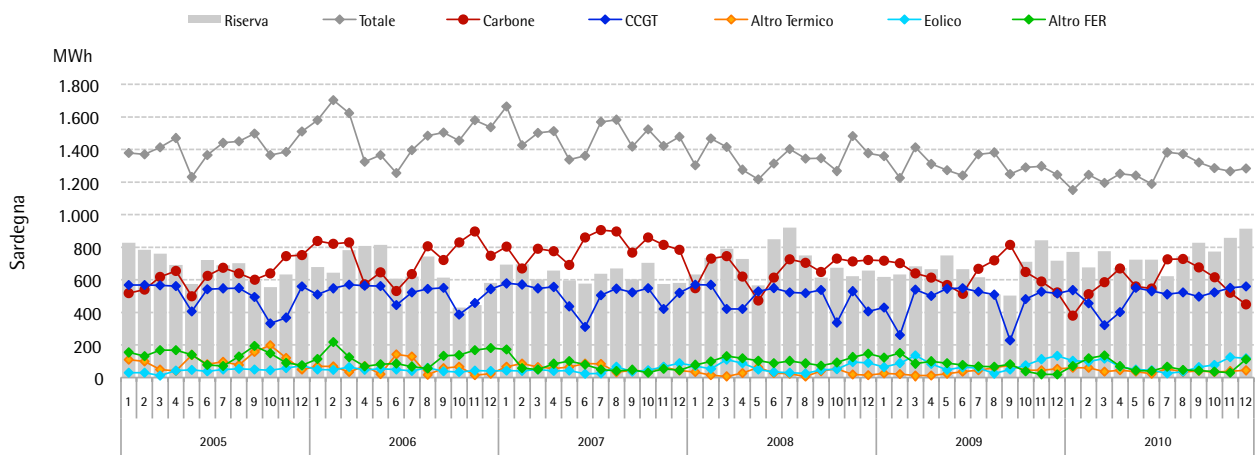
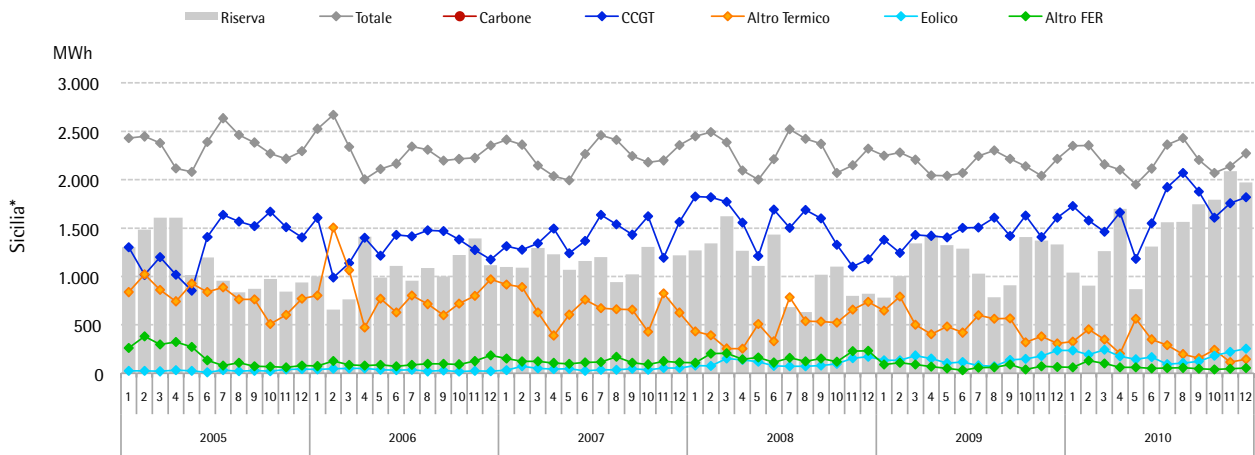
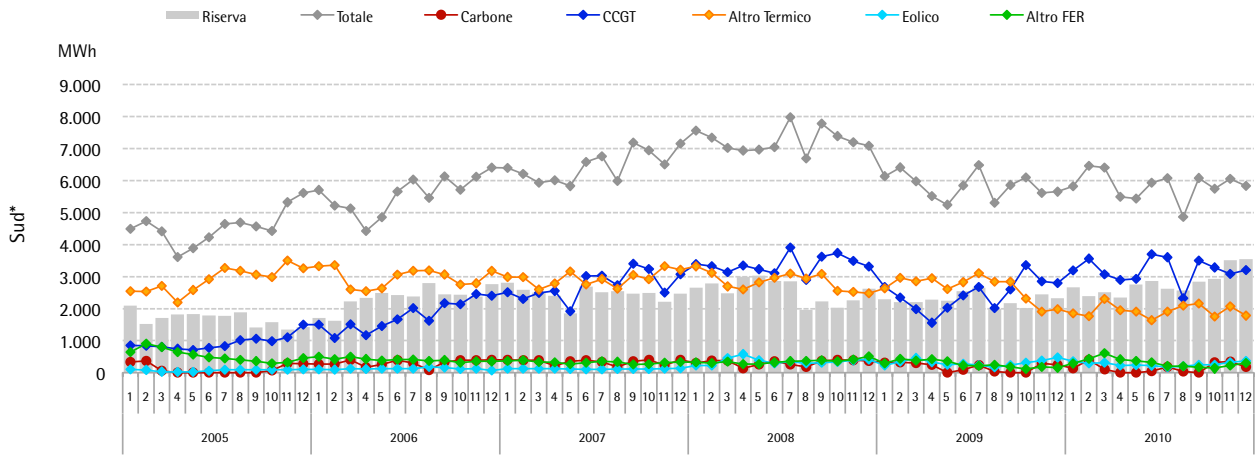


Fig.C.2.13 Vendite medie mensili per fonte e zona*



(continua) Vendite medie mensili per fonte e zona* Fig C.2.13



2.2.3.4 Performance per tecnologia

La decisa crescita delle vendite da ciclo combinato trova conferma anche nel miglioramento degli indici di performance di tale tecnologia, sia in termini di numero di unità (+9) sia in termini di numero di ore di funzionamento. Quest'ultime, infatti, si attestano a 5.327, in ripresa dal minimo storico del 2009 (+459) ma ancora al di sotto dei livelli pre-crisi. In aumento anche l'utilizzo degli impianti classificati nella voce altro termico - per lo più cogenerativi, autoproduttori e termovalorizzatori - le cui ore di funzionamento raggiungono il valore massimo storico pari a 6.156 ore. La crescita di queste due tipologie di impianti ha impatti su tutto il comparto termico tradizionale, determinando un sostanziale spegnimento delle tecnologie più costose - termici a metano e turbogas - ed una consistente riduzione dell'utilizzo degli impianti ad olio e a carbone. Queste ultime, infatti, presentano il quarto calo consecutivo nel numero di ore di funzionamento e nel tasso di successo toccando su entrambi gli indicatori i valori minimi storici. Passando al rinnovabile si registra una sostanziale stabilità degli indicatori, fatta eccezione dell'eolico: nonostante il nuovo balzo del numero di impianti, saliti a 167 (+21), si conferma il minor utilizzo già emerso dal calo delle vendite, con il numero di ore di funzionamento sceso al valore minimo storico di 5.553. A livello zonale gli indicatori relativi agli impianti a ciclo combinato riflettono fedelmente la dinamica nazionale. Si conferma l'eccezionalità dei valori siciliani, attestati ben sopra la media, che riflettono le condizioni strutturali dell'isola in cui tale tecnologia è in base: la crescita del numero di ore di funzionamento al valore massimo storico (8.073) riflette gli impatti del nuovo impianto a ciclo combinato di Erg. L'esame degli *spark spread*, infine, conferma la compressione dei margini degli operatori legata al divaricamento della forbice domanda-offerta, variando da un valore sostanzialmente nullo al Sud* a poco più di 32 €/MWh in Sicilia*.

Tab C.2.20

Indici di performance per anno e tecnologia

	N° di unità						N° di ore medio con offerte accettate						" Tasso di successo (Quantità vendute/quantità offerte) "						Ricavo medio (€/MWh)					
	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%
Carbone	24	23	21	21	21	4%	4.144	5.614	6.728	7.261	6.888	-26%	72%	81%	88%	92%	90%	-11%	65,74	68,56	88,07	73,54	77,34	-4%
Ciclo Combinato (no GSE)	105	96	89	79	71	9%	5.327	4.868	5.678	6.300	6.061	9%	74%	73%	84%	85%	83%	1%	67,40	68,33	92,18	76,89	79,30	-1%
Gas Metano	6	6	7	8	9	0%	70	160	1.083	1.832	3.966	-56%	0%	1%	10%	17%	44%	-68%	96,23	87,07	105,10	85,75	82,63	11%
Olio	42	43	44	44	50	-2%	1.439	1.973	2.207	2.726	3.379	-27%	34%	36%	39%	41%	52%	-7%	65,12	65,15	95,24	81,45	81,99	0%
Turbogas	30	29	30	29	29	3%	86	71	78	94	96	22%	0%	0%	1%	1%	1%	-8%	128,46	139,28	187,73	157,71	148,44	-8%
Altro Termico*	46	40	34	37	34	15%	6.156	5.053	5.073	5.085	5.545	22%	87%	90%	87%	87%	88%	-4%	67,19	70,81	97,94	76,99	80,16	-5%
Eolico	167	146	104	70	61	14%	5.553	7.221	6.541	7.516	6.015	-23%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	68,32	65,75	92,11	75,47	77,09	4%
Idrico Fluente	170	167	167	164	137	2%	7.023	7.204	6.737	6.153	6.876	-3%	87%	90%	75%	72%	79%	-4%	65,04	64,34	90,58	79,88	83,08	1%
Idrico di Modulazione	137	137	140	163	171	0%	4.862	4.612	4.053	3.560	4.286	5%	52%	56%	56%	57%	63%	-6%	66,97	69,52	98,39	89,08	91,14	-4%
Idrico di Pompaggio	22	22	22	24	23	0%	2.219	2.180	2.132	1.567	2.149	2%	14%	14%	18%	16%	25%	3%	76,42	85,29	115,41	106,88	107,00	-10%
Altro Rinnovabile	36	35	32	32	32	3%	7.987	7.677	8.263	8.530	8.536	4%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	62,43	62,17	84,83	72,64	74,97	0%

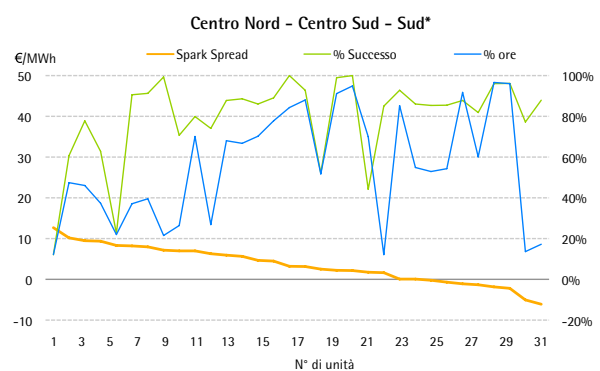
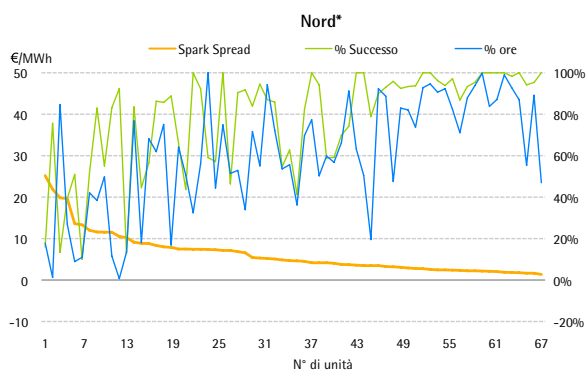
* Altro Termico: in tale voce sono inclusi impianti autoproduttori, cogenerativi e termovalorizzatori

Indici di performance per anno e zona per il ciclo combinato Tab C.2.21

	N° di unità						N° di ore medio con offerte accettate						" Tasso di successo (Quantità vendute/quantità offerte) "						Spark Spread* (€/MWh)					
	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%	2010	2009	2008	2007	2006	Delta%
	Ciclo Combinato (no GSE)																							
Nord*	68	66	63	57	53	3%	5.334	4.875	5.715	6.324	6.208	9%	73%	70%	82%	83%	80%	4%	5,31	16,75	18,18	24,81	26,34	-68%
Cnor	7	5	5	5	5	40%	5.659	4.451	5.125	6.598	4.975	27%	54%	42%	57%	74%	92%	29%	5,08	14,82	21,30	27,89	23,62	-66%
Csud	10	8	3	3	3	25%	4.570	4.422	5.644	5.766	6.363	3%	80%	86%	89%	87%	85%	-7%	7,15	19,06	23,45	36,88	32,66	-63%
Sud*	15	13	15	10	7	15%	4.729	4.785	5.284	6.409	5.237	-1%	77%	83%	92%	95%	97%	-7%	-0,21	12,81	21,52	28,59	25,53	-102%
Sicilia*	5	4	3	4	3	25%	8.073	6.432	7.823	5.709	6.901	26%	85%	90%	92%	92%	90%	-5%	32,60	40,42	51,27	29,39	24,05	-19%
Sardegna																								
Totale	105	96	89	79	71	9%	5.327	4.868	5.678	6.300	6.061	9%	74%	73%	84%	85%	83%	1%	6,94	18,20	21,46	26,47	26,34	-62%

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

Indici di performance per il ciclo combinato nel 2010 e per zona Fig C.2.14



Curva di durata dello spark spread dei CCGT per anno e zona Fig C.2.15

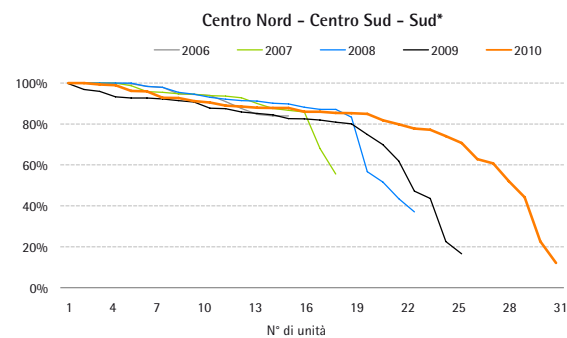
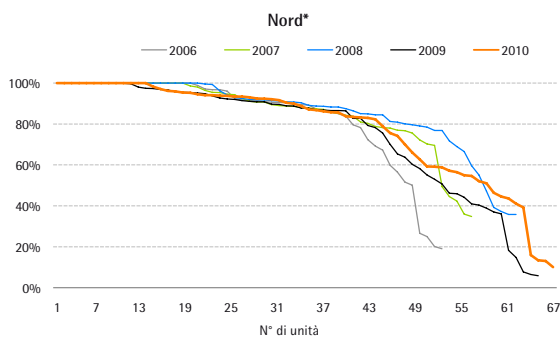
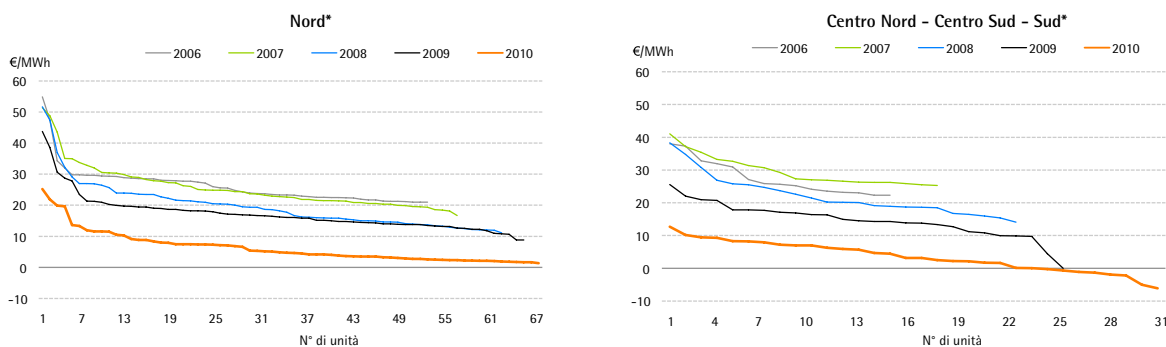


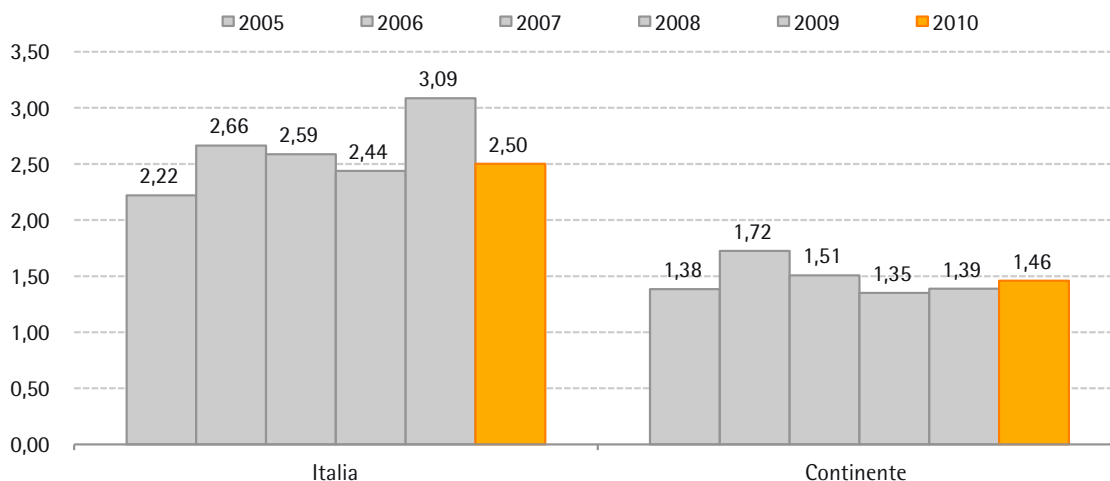
Fig C.2.16 : Curva di durata del tasso di successo dei CCGT per anno e zona



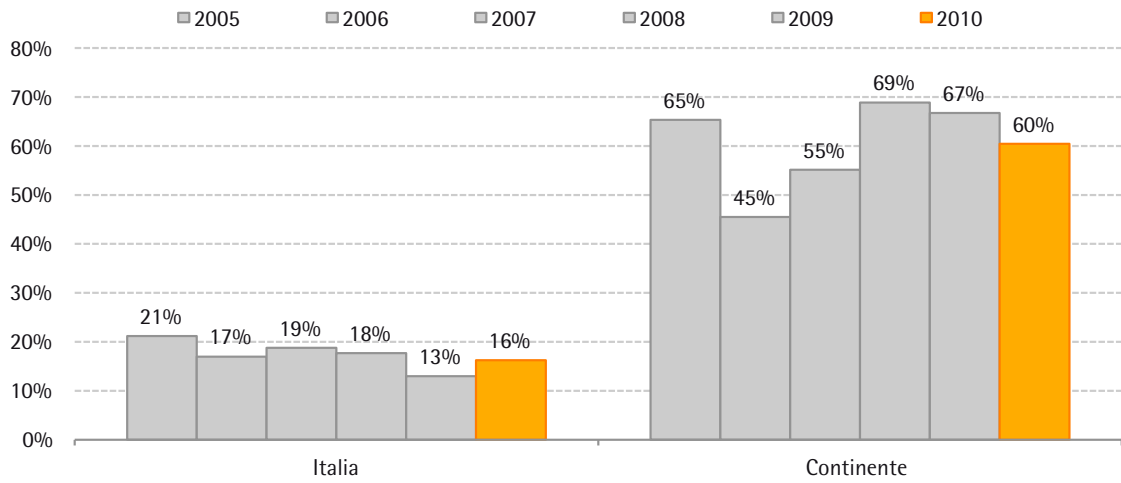
2.2.4 Configurazioni Zonali

Nel 2010 la frammentazione zonale calcolata sull'intero sistema risulta in diminuzione sia in termini di numero medio di zone di mercato, sceso a 2,50, sia in termini di percentuale di ore con il sistema unito, salita al 16%. Tali dati riflettono la piena operatività della nuova interconnessione con la Sardegna (Sapei), partita a fine 2009, i cui effetti peraltro hanno contribuito al calo dei prezzi isolani (Fig.C.2.17, Fig.C.2.18). Di contro si osserva una lieve crescita di entrambi gli indicatori nel perimetro continentale, favorita dal calo delle importazioni localizzato sulla frontiera francese. Su tale frontiera, infatti, si osserva la diminuzione dell'import sia in termini di flusso, in calo di circa 200 MWh medi orari, sia in termini di frequenza di utilizzo in tale direzione, scesa al 96,9% delle ore contro i valori prossimi al 100% delle altre frontiere. Tale calo ha favorito un maggior apporto di energia da Sud a Nord – registrato dalla percentuale di ore in cui il Nord importa dal Centro Nord salita al 22,3%, valore massimo storico (Tab.C.2.22) – che ha prodotto frequenti saturazioni sui transiti SUD-CSUD e CSUD-CNOR. La rendita si mantiene sui massimi valori, nonostante la lieve flessione rispetto al 2009 (-8,5%), sostenuta proprio dall'apporto di questi due transiti cresciuto complessivamente del 32% rispetto all'anno precedente, arrivando a costituire il 56% del totale. La restante parte è raccolta sul transito SUD-BRNN, in diminuzione per effetto di maggiori limiti di interconnessione (-44%), sul transito NORD-CNOR, per quanto detto in calo al valore minimo storico (-72%), e sulle interconnessioni con Sicilia e Sardegna. In entrambe le isole la rendita risulta in linea con il valore dell'anno precedente, riflettendo in Sicilia assenza di variazioni significative, e in Sardegna, gli effetti contrapposti e bilanciati di minor differenziale di prezzo tra l'isola e il continente e maggior capacità di transito del Sapei (Fig.C.2.20).

Fig C.2.17 : Numero medio di zone di mercato



Frequenza di non separazione Fig C.2.18



Configurazioni di mercato più frequenti Fig C.2.19

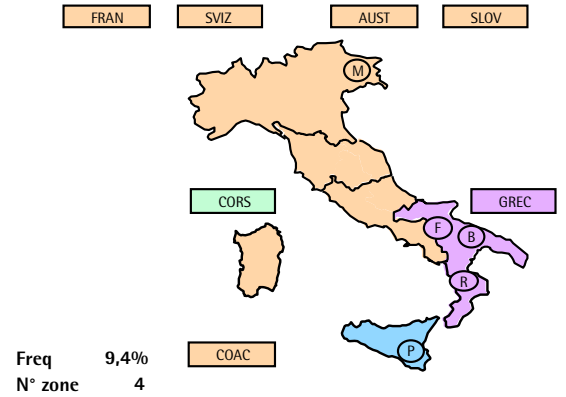
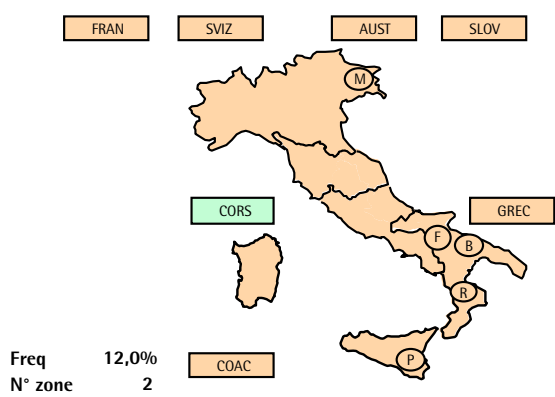
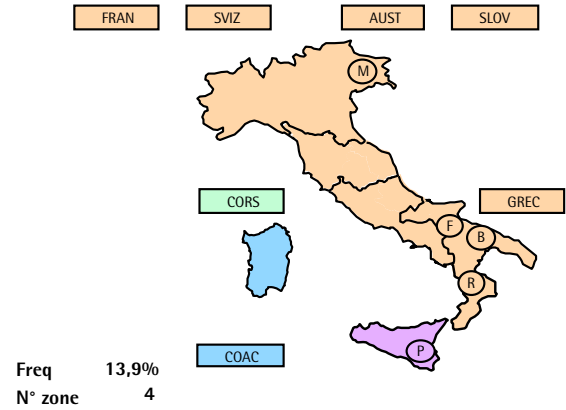
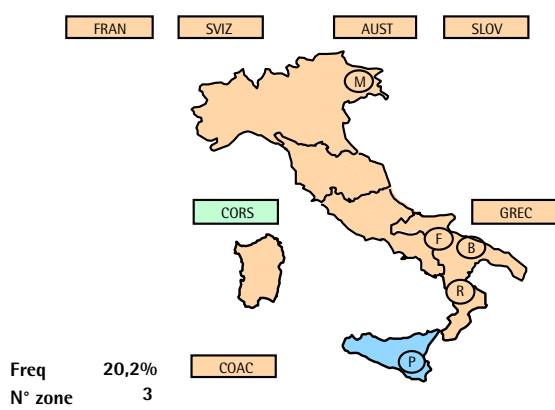
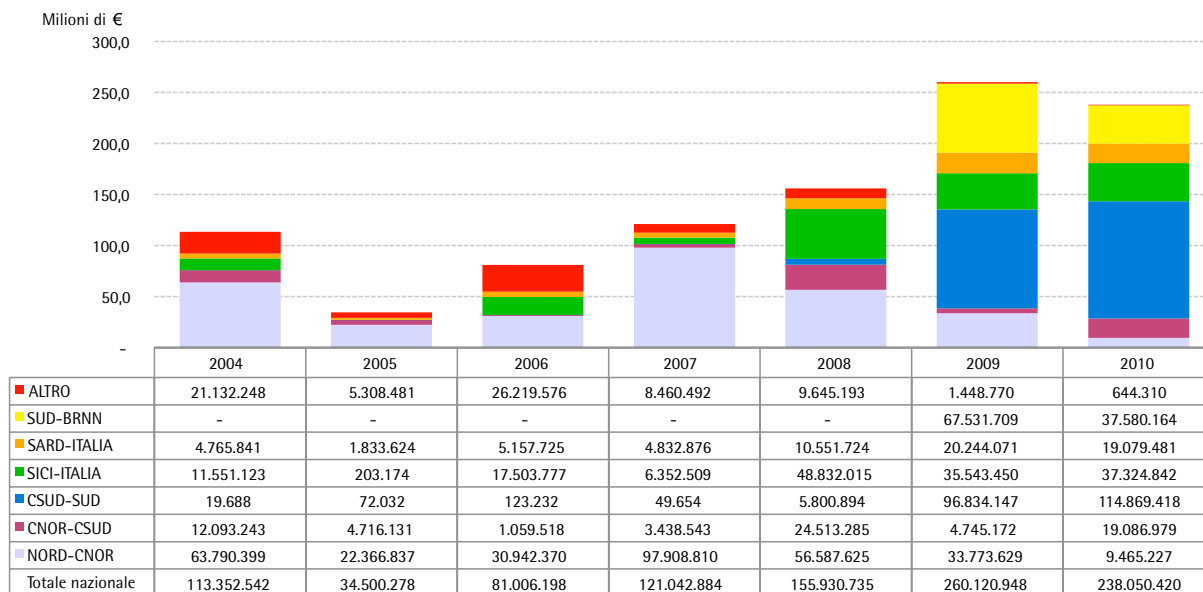


Fig C.2.20 Rendita da congestione nazionale annuale per transito



Tab C.2.22 Gestione dei transiti

Transito		Limite medio		Flusso medio		Utilizzato		Saturato		Inibito	
Da	A	MWh		MWh		% ore		% ore		% ore	
		2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
(a)	Francia Nord	2.138	(2.421)	1.921	(2.132)	96,9%	(98,7%)	-	(-)	-	(-)
	Nord Francia	1.419	(1.565)	490	(327)	3,1%	(1,3%)	-	(-)	-	(-)
(a)	Svizzera Nord	3.286	(3.281)	2.565	(2.457)	99,8%	(99,7%)	-	(0,2%)	-	(-)
	Nord Svizzera	2.995	(2.622)	555	(293)	0,2%	(0,3%)	-	(-)	-	(-)
(a)	Austria Nord	195	(208)	186	(195)	99,0%	(99,5%)	-	(-)	-	(-)
	Nord Austria	118	(137)	35	(30)	0,3%	(-)	-	(-)	-	(-)
(a)	Slovenia Nord	327	(365)	324	(346)	99,9%	(99,7%)	-	(-)	-	(-)
	Nord Slovenia	48	(29)	80	(93)	0,1%	(0,2%)	-	(-)	-	(-)
	Monfalcone Nord	1.726	(1.722)	686	(685)	99,4%	(99,4%)	-	(-)	-	(-)
	Nord Monfalcone	10.000	(10.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Nord Centro Nord	3.264	(3.201)	1.426	(1.630)	77,7%	(91,5%)	3,2%	(6,0%)	-	(-)
	Centro Nord Nord	1.639	(1.573)	760	(433)	22,3%	(8,5%)	0,7%	(0,1%)	-	(-)
	Centro Nord Corsica	46	(166)	94	(144)	30,3%	(67,9%)	81,7%	(52,7%)	64,3%	(14,0%)
	Corsica Centro Nord	32	(115)	62	(89)	5,4%	(18,0%)	66,0%	(19,6%)	64,3%	(15,8%)
	Corsica Sardegna	56	(1.535)	76	(106)	18,7%	(61,4%)	25,7%	(38,9%)	16,8%	(4,3%)
	Sardegna Corsica	69	(162)	54	(91)	64,5%	(34,2%)	73,8%	(19,7%)	16,8%	(5,7%)
	Centro Nord Centro Sud	1.795	(1.896)	585	(691)	30,5%	(41,8%)	3,0%	(1,3%)	-	(-)
	Centro Sud Centro Nord	2.084	(2.183)	990	(735)	69,5%	(58,2%)	6,5%	(1,3%)	-	(-)
	Centro Sud Sud	10.000	(10.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Sud Centro Sud	3.883	(3.961)	3.104	(2.996)	100,0%	(100,0%)	23,5%	(17,0%)	-	(-)
	Centro Sud Sardegna	213	(397)	203	(213)	57,6%	(77,7%)	46,8%	(12,9%)	27,9%	(-)
	Sardegna Centro Sud	273	(433)	102	(112)	14,5%	(22,3%)	28,2%	(0,5%)	27,9%	(-)
	Foggia Sud	1.877	(1.964)	662	(897)	95,7%	(96,9%)	0,2%	(0,4%)	-	(0,2%)
	Sud Foggia	10.000	(10.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Sud Rossano	10.000	(10.000)	123	(105)	7,4%	(8,0%)	-	(-)	-	(-)
	Rossano Sud	2.035	(1.972)	994	(803)	92,5%	(92,0%)	2,2%	(2,7%)	-	(-)
	Rossano Sicilia	164	(163)	121	(123)	78,8%	(79,2%)	64,3%	(63,3%)	1,9%	(3,3%)
	Sicilia Rossano	196	(193)	97	(94)	19,3%	(17,5%)	10,8%	(10,8%)	1,9%	(3,3%)
	Priolo Sicilia	802	(793)	499	(549)	98,2%	(94,5%)	0,1%	(0,3%)	-	(-)
	Sicilia Priolo	10.000	(10.000)	70	(121)	1,7%	(4,9%)	-	(-)	-	(-)
	Sud Brindisi	10.000	(10.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Brindisi Sud	4.969	(4.753)	3.418	(3.342)	100,0%	(100,0%)	6,6%	(9,8%)	-	(-)
	Brindisi Grecia	503	(601)	145	(224)	6,1%	(16,0%)	-	(-)	-	(-)
	Grecia Brindisi	391	(473)	368	(378)	73,6%	(67,3%)	-	(-)	-	(-)

(a) Il limite di transito è calcolato come somma delle capacità in importazione/esportazione assegnate in asta esplicita dai TSO.

2.2.5 Concentrazione e potere di mercato

La crescita dell'offerta registrata nel 2010, in un contesto di debole ripresa della domanda, ha rafforzato l'andamento già osservato negli ultimi anni, confermando il miglioramento della concentrazione e del potere di mercato e il conseguente cambiamento nelle strategie competitive osservate sul mercato¹⁰ (Tab.C.2.23, Fig.C.2.21, Fig.C.2.22, Fig.C.2.23, Fig.C.2.24, Fig.C.2.25, Tab.C.2.24, Fig.C.2.26, Fig.C.2.27, Fig.C.2.29, Fig.C.2.30).

Italia. A livello nazionale la concentrazione dell'offerta si mantiene inalterata: il CR5¹¹, infatti, si attesta stabile al 65%. Si osserva, peraltro, una sostanziale invarianza delle quote di mercato dei principali operatori, tra cui Enel si conferma il primo con il 28%. Di contro appare in miglioramento sia la quota di vendite garantite in assenza di concorrenza (IORq), scesa al minimo storico del 15% (-2 p.p.), sia la concorrenza al margine (IOM), con il valore del primo operatore in calo al 22% (-5 p.p.). Il calo di quest'ultimo riflette la crescita al fianco di Enel di altri operatori *price setters* tra cui – oltre ad Edison (14%), E.On (9%) e A2A (8%) – emergono numerosi altri soggetti che detengono insieme il 42%. Tra tali operatori una quota sempre meno trascurabile fissa il prezzo dalle zone estere (17%), confermando il fenomeno già iniziato nel 2008 relativo ad una particolare vivacità d'offerta sulle frontiere, circoscritta a specifici periodi dell'anno in cui il differenziale di prezzo con le borse limitrofe si riduce. Inoltre, il ruolo crescente degli altri operatori trova conferma anche nel nuovo incremento dell'indicatore di marginalità dei cicli combinati (ITM), tipica tecnologia dei *new comers*, che nel 2010 ha registrato il valore massimo storico (56%). L'analisi dei suddetti dati nelle diverse zone in cui si articola il sistema mostra una sostanziale omogeneità nelle zone continentali, eccetto l'andamento contro tendenziale del Centro Sud, e dinamiche specifiche delle isole.

Zone continentali. La concentrazione nelle zone continentali – misurata dall'indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI) – conferma come unica zona competitiva il Nord* (1.345), seguita a breve distanza solamente dalla zona Sud* (1.868) che si porta a ridosso della prima soglia di concorrenzialità. L'indicatore risulta stabile al Nord* ed in miglioramento nelle altre zone, fatta eccezione per il Centro Sud. In questa zona, infatti, l'HHI peggiora per effetto dell'aumento della quota di mercato di Enel, che si porta al 42% (+13 p.p.), sostenuta dalla maggior offerta a basso costo indotta dalla fine del processo di riconversione a carbone dell'impianto di Torvaldaliga. Tale evento ha effetti analoghi anche sui valori assunti dagli indicatori di potere di mercato unilaterale, in termini di frequenza (IORh) e di volumi (IORq), decretando un sensibile peggioramento del Centro Sud a fronte di stabilità o miglioramenti nelle altre zone. Entrambi gli indici segnalano la maggior concorrenzialità delle zone Nord* e Sud* mentre lasciano in fondo alla classifica le zone centrali. Nell'esame di tali numeri, tuttavia, va ricordato che le zone centrali hanno un ruolo residuale nella fissazione del prezzo (11%), risultando sostanzialmente *price taker*, a differenza del ruolo *price maker* delle zone Nord* (48%) e Sud* (16%) (Tab.C.2.9). Infine, con riferimento agli indicatori di marginalità, le zone continentali rispecchiano fedelmente le dinamiche emerse a livello nazionale in virtù del basso grado di frammentazione zonale.

Sicilia*. Il 2010 registra importanti cambiamenti per la Sicilia* favoriti dalla crescita dell'offerta di base, prodotta dal nuovo ciclo combinato di circa 480 MW di Erg, dal rientro in servizio di un impianto Gse di circa 250 MW e dal sempre crescente numero di impianti eolici. Il nuovo apporto di energia ha generato notevoli cambiamenti, riducendo le quote di mercato di Enel ed Edison, passate rispettivamente da 57% a 50% e da 8% a 4%, contribuendo alla diminuzione del potere di mercato unilaterale, con lo IORq sceso al valore minimo storico del 15% (-10 p.p.), e soprattutto negli indicatori di marginalità, avendo alterato completamente l'ordine di merito preesistente. Al margine, pertanto, il graduale passaggio dagli impianti più costosi ad olio dei toller di Edipower ai cicli combinati di Enel ha comportato l'esplosione dello IOM di quest'ultimo operatore, passato dal 36% al 54%, e dell'ITM del ciclo combinato, salito al massimo storico del 48% (+21 p.p.). Tali novità hanno favorito una notevole correzione ai limiti strutturali dell'isola, sebbene non si registrino ancora effetti significativi sui principali indici di concentrazione, come evidenziato dal CR3, salito al 89% (+5 p.p.), e dall'HHI, in calo ma ancora su valori molto alti (3.596). In prospettiva tali criticità potrebbero essere definitivamente superate con il potenziamento dell'interconnessione tra Sicilia e Calabria atteso per il 2013.

¹⁰ Relazione Annuale 2009 del GME, pagina 102.

¹¹ Per Concentration Ratio 5 (CR5) si intende la quota di mercato cumulata dei primi cinque operatori. Lo stesso indice può calcolarsi con riferimento a un diverso numero di operatori.

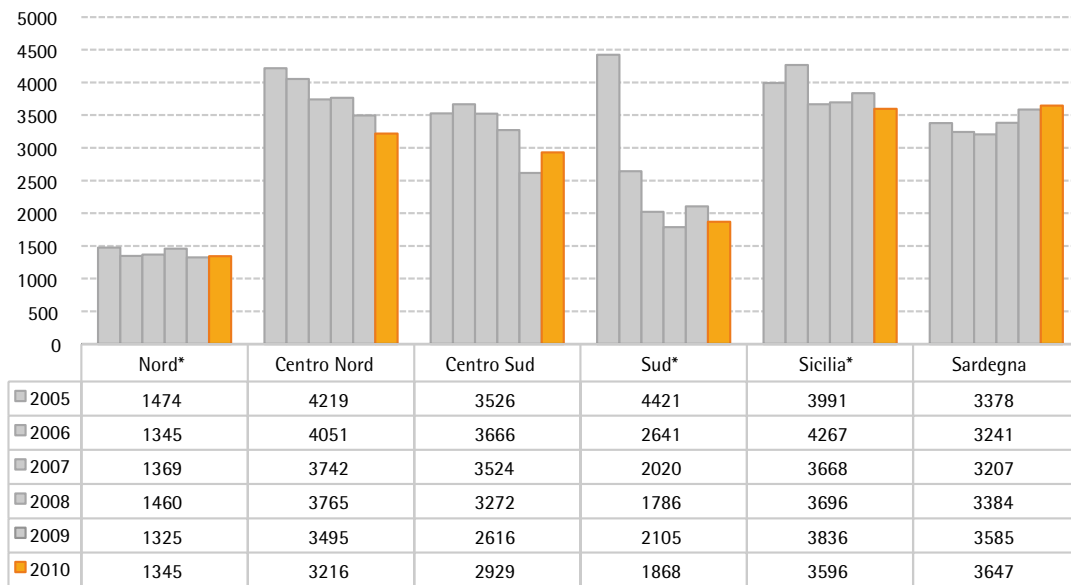
Sardegna. La piena operatività del Sapei ha prodotto notevoli miglioramenti negli indicatori di potere di mercato unilaterale e in quelli di marginalità. Il maggior apporto di energia dal continente, infatti, ha favorito la riduzione dello IORh (58%) e dello IORq (7%), portatisi entrambi sui valori minimi a livello geografico e temporale. Inoltre, il conseguente minor grado di separazione dal continente ha comportato il calo delle ore in cui l'isola fa il prezzo autonomamente, tornate dal 54% del 2009 al 32% del 2010, con impatti su tutti gli indicatori di marginalità. Gli effetti maggiori si osservano sullo IOM di E.On, in forte calo al 9% (-16 p.p.), e sull'ITM del ciclo combinato, in crescita al 38% (17 p.p.) sebbene ancora su livelli più bassi rispetto alle altre zone. Infine, non si registrano impatti sugli indicatori di concentrazione che confermano la Sardegna all'ultimo posto, sia in termini di CR3 (97%) che di HHI (3.647).

L'analisi degli HHI relativi agli acquisti conferma quanto già emerso negli anni passati indicando come lato domanda il mercato all'ingrosso risulti notevolmente più competitivo che lato offerta. L'indicatore, peraltro in diffuso miglioramento rispetto al 2009, varia tra circa 1.000 del Nord* – che quindi risulta competitivo su entrambi i lati del mercato – e i 2.700 della Sicilia*, registrando un buon livello di concorrenza anche sulle zone centrali (Fig.C.2.31). Guardando poi agli altri mercati attraverso l'esame del CR3 si osserva che il MGP risulta il meno concentrato, risultando tra 52% e 54% su entrambi i lati del mercato, seguito dal MSD (65%, 50%) e dai mercati di aggiustamento infragiornalieri, tutti con valori superiori all'84% (Tab.C.2.25).

Tab C.2.23 Quote di vendite annuali zionali su MGP

Operatore	Anno	Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
ENEL S.P.A.	2010	28%	16%	26%	32%	42%	30%	50%	23%
	2009	28%	16%	25%	36%	29%	34%	57%	26%
	2008	29%	18%	29%	38%	23%	30%	53%	26%
	2007	29%	17%	27%	38%	29%	34%	52%	26%
	2006	32%	21%	25%	43%	48%	42%	57%	25%
	2005	32%	2%	28%	40%	49%	61%	55%	24%
GSE	2010	15%	0%	9%	44%	20%	15%	29%	43%
	2009	14%	0%	10%	44%	26%	16%	20%	42%
	2008	14%	0%	9%	45%	30%	14%	24%	40%
	2007	14%	0%	9%	44%	24%	14%	26%	35%
	2006	15%	0%	10%	45%	18%	17%	26%	36%
	2005	17%	0%	13%	50%	19%	22%	26%	39%
EDISON TRADING S.P.A.	2010	9%	1%	14%	3%	3%	17%	4%	0%
	2009	9%	1%	13%	3%	2%	16%	8%	0%
	2008	10%	1%	12%	3%	1%	17%	6%	0%
	2007	10%	2%	13%	3%	2%	17%	7%	0%
	2006	9%	3%	12%	2%	0%	16%	7%	0%
	2005	7%	1%	11%	5%	0%	5%	8%	0%
ENI S.P.A.	2010	8%	1%	13%	4%	0%	13%	1%	0%
	2009	7%	2%	11%	2%	0%	11%	1%	0%
	2008	6%	2%	10%	0%	1%	9%	2%	0%
	2007	7%	3%	10%	0%	1%	12%	3%	0%
	2006	7%	3%	10%	0%	0%	11%	1%	0%
	2005	6%	1%	11%	0%	0%	5%	0%	0%
E.ON S.P.A.	2010	5%	4%	6%	9%	0%	1%	1%	31%
	2009	6%	4%	7%	6%	0%	2%	1%	30%
	2008	7%	4%	10%	4%	0%	2%	1%	29%
	2007	7%	5%	11%	3%	0%	1%	0%	34%
	2006	8%	5%	13%	5%	1%	1%	0%	34%
	2005	8%	1%	13%	4%	2%	2%	0%	33%
Altri	2010	35%	78%	33%	9%	34%	23%	16%	3%
	2009	35%	76%	33%	8%	43%	21%	14%	2%
	2008	34%	76%	30%	10%	44%	29%	14%	5%
	2007	33%	73%	30%	12%	45%	23%	12%	6%
	2006	29%	69%	29%	5%	33%	13%	9%	6%
	2005	31%	95%	25%	2%	30%	5%	11%	4%

HHI annuali relativi alle vendite su MGP Fig C.2.21



HHI annuali per gruppi di ore relativi alle vendite su MGP Fig C.2.22

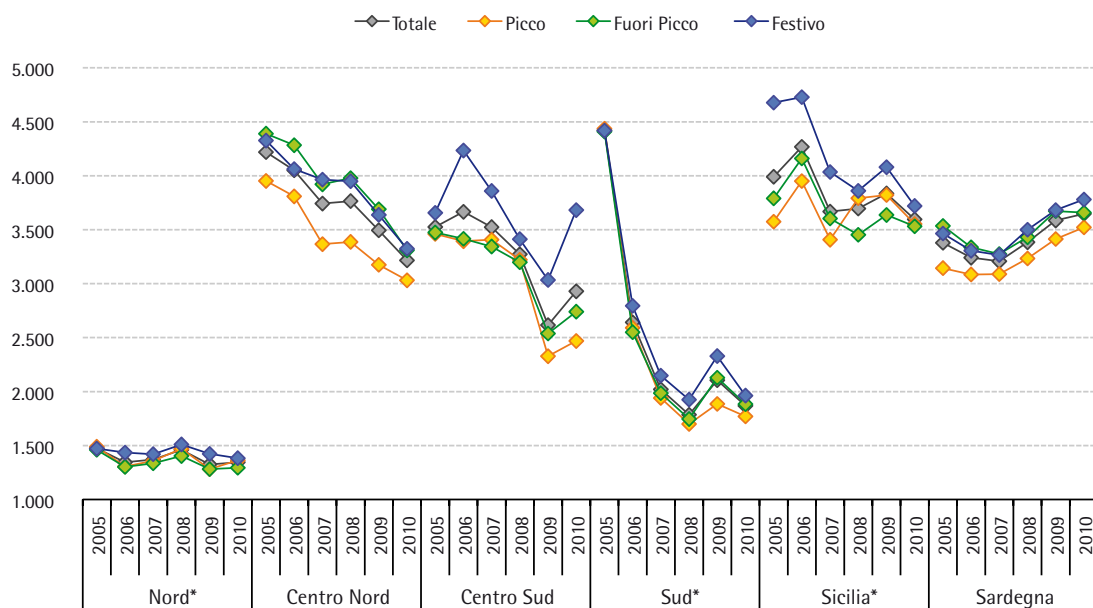


Fig C.2.23 : Frequenza con cui almeno un operatore è stato necessario

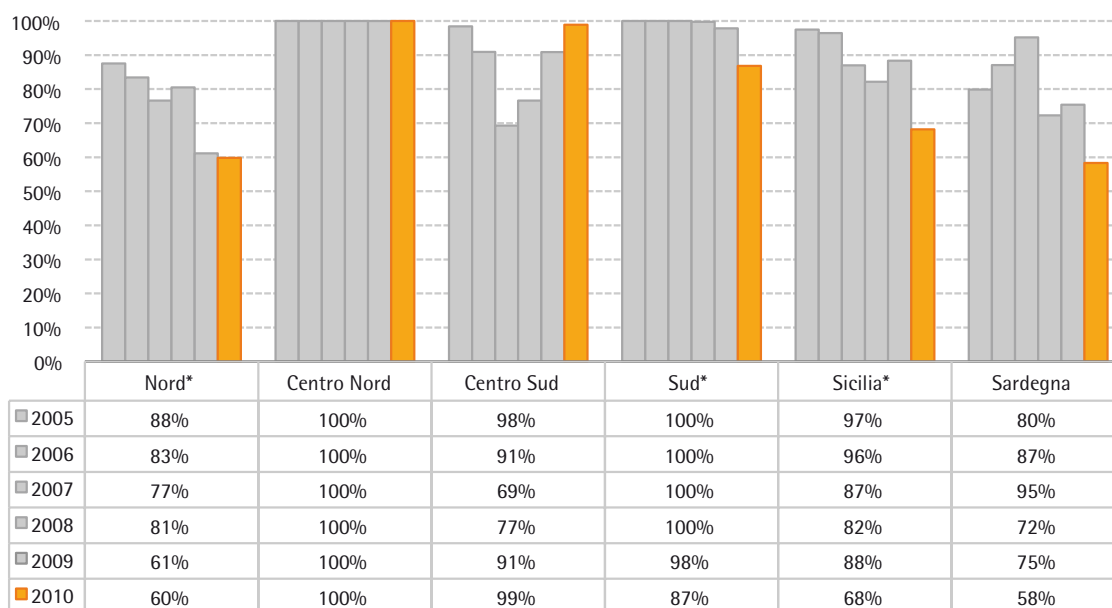
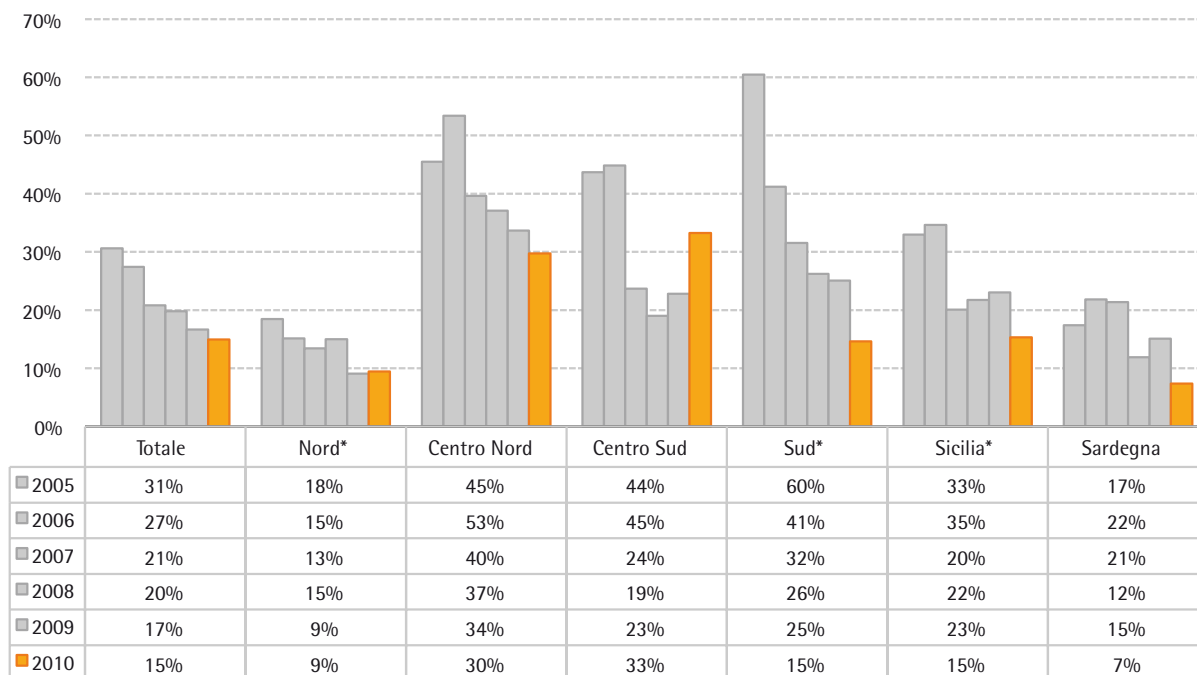
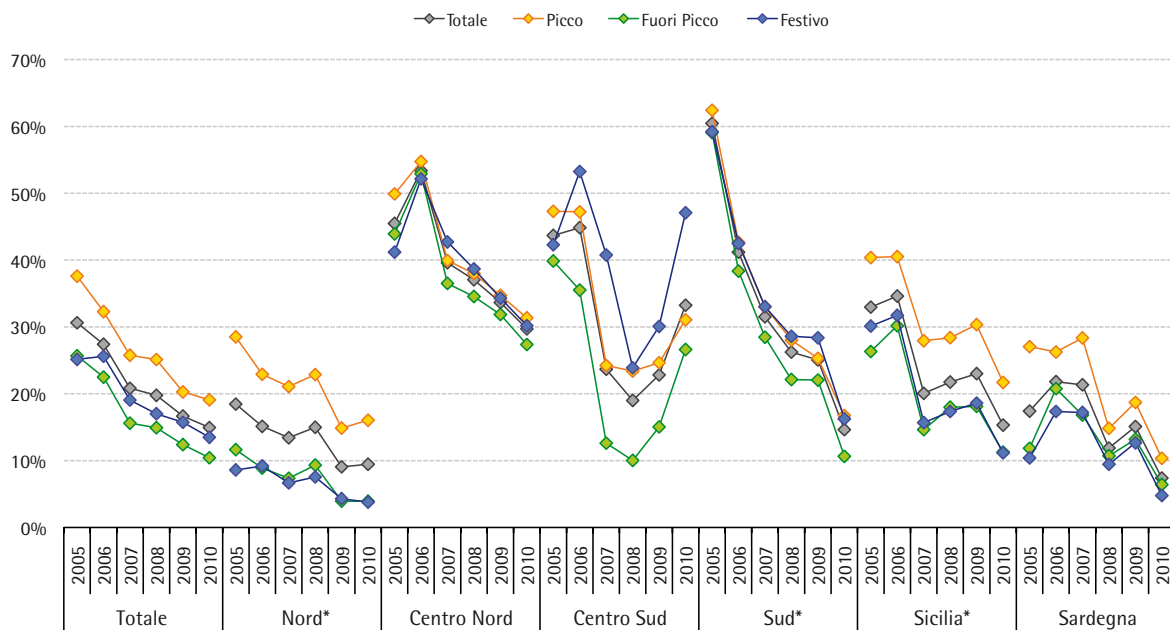


Fig C.2.24 : Quota di vendite in assenza di concorrenza



Quota di vendite in assenza di concorrenza per gruppi di ore Fig C.2.25



Indice di operatore marginale per zona su cui si fissa il prezzo Tab C.2.24

Operatore	Anno	Totale	Estero	Nord*	Centro Nord	Centro Sud	Sud*	Sicilia*	Sardegna
ENEL S.P.A.	2010	22%	19%	19%	21%	20%	18%	54%	37%
	2009	27%	26%	26%	29%	27%	24%	36%	40%
	2008	51%	48%	47%	54%	61%	57%	45%	53%
	2007	77%	62%	72%	91%	93%	92%	79%	83%
	2006	88%	78%	88%	95%	96%	96%	86%	86%
EDISON TRADING S.P.A.	2010	14%	14%	15%	13%	13%	16%	18%	9%
	2009	15%	14%	15%	13%	14%	15%	28%	5%
	2008	12%	11%	12%	10%	9%	11%	25%	7%
	2007	7%	8%	10%	2%	2%	2%	12%	2%
	2006	3%	4%	4%	1%	1%	1%	10%	1%
E.ON S.P.A.	2010	9%	9%	10%	9%	9%	6%	2%	9%
	2009	9%	9%	10%	9%	9%	5%	2%	25%
	2008	5%	5%	5%	5%	4%	5%	4%	15%
	2007	2%	2%	2%	2%	1%	1%	1%	9%
	2006	2%	2%	2%	1%	1%	1%	0%	10%
A2A TRADING S.R.L.	2010	8%	8%	8%	8%	8%	10%	5%	5%
	2009	9%	9%	9%	9%	9%	10%	10%	4%
	2008	6%	7%	7%	5%	4%	4%	8%	4%
	2007	4%	4%	5%	1%	1%	1%	3%	1%
	2006	1%	2%	2%	0%	0%	0%	1%	0%
TIRRENO POWER S.P.A.	2010	5%	5%	6%	5%	8%	4%	1%	4%
	2009	3%	3%	3%	3%	4%	2%	0%	1%
	2008	1%	1%	2%	1%	2%	1%	0%	1%
	2007	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	1%
	2006	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Altri	2010	42%	46%	42%	44%	42%	46%	20%	36%
	2009	36%	38%	36%	37%	37%	43%	24%	24%
	2008	25%	27%	27%	24%	20%	22%	18%	20%
	2007	9%	24%	9%	3%	2%	3%	5%	4%
	2006	5%	14%	4%	2%	2%	2%	3%	3%
2005	3%	5%	3%	2%	1%	2%	3%	2%	

Fig.C.2.26 : Indice di operatore marginale del primo operatore per gruppi di ore

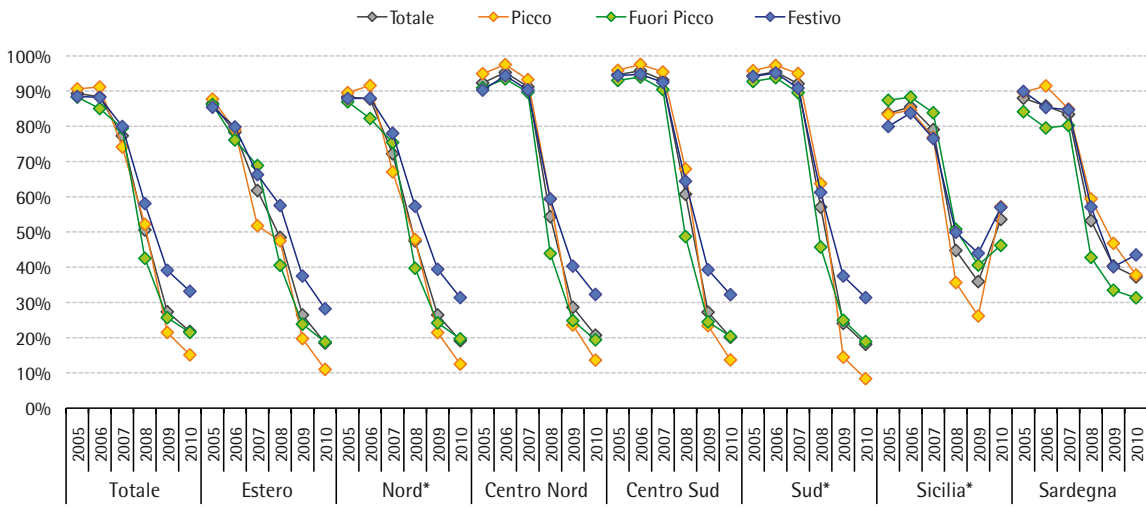
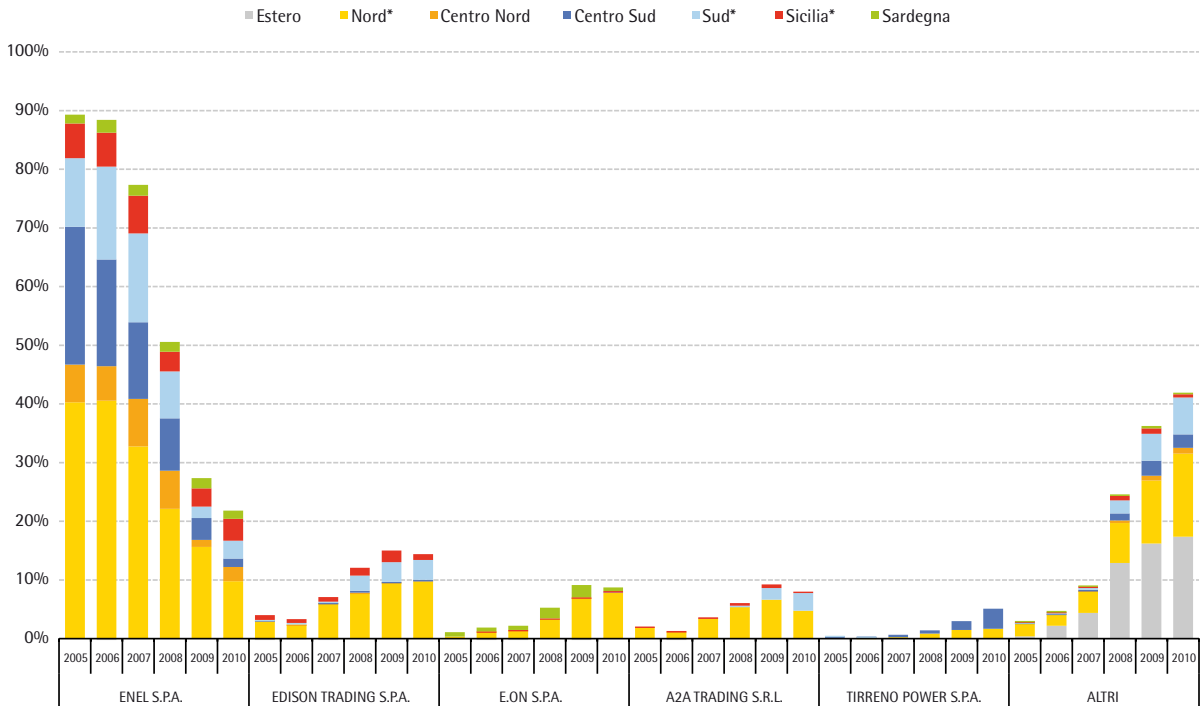
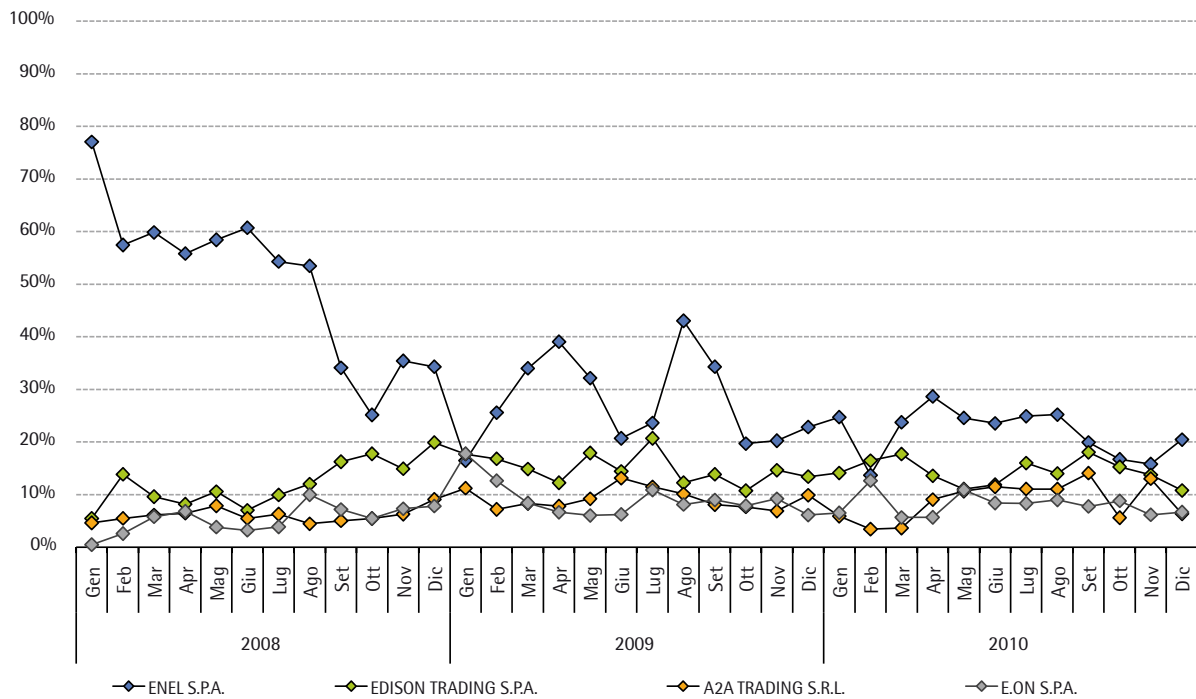


Fig.C.2.27 : Indice di operatore marginale per zona da cui si fissa il prezzo



Indice di operatore marginale mensile per operatore Fig C.2.28



Indice di tecnologia marginale Fig C.2.29

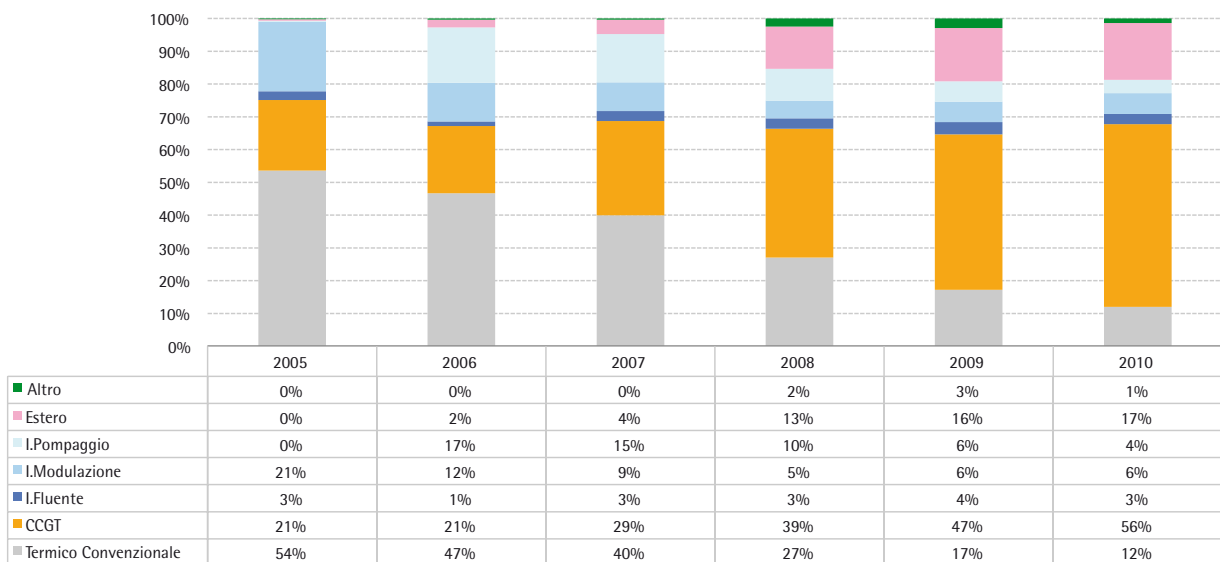


Fig C.2.30 **Indice di tecnologia marginale per gruppi di ore**

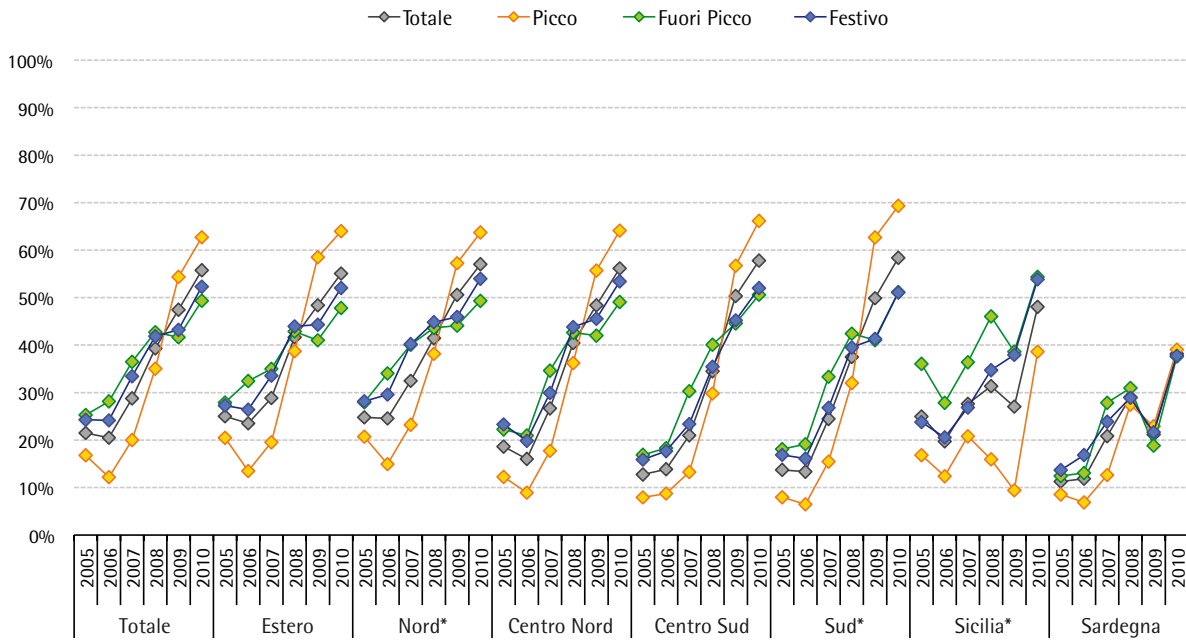
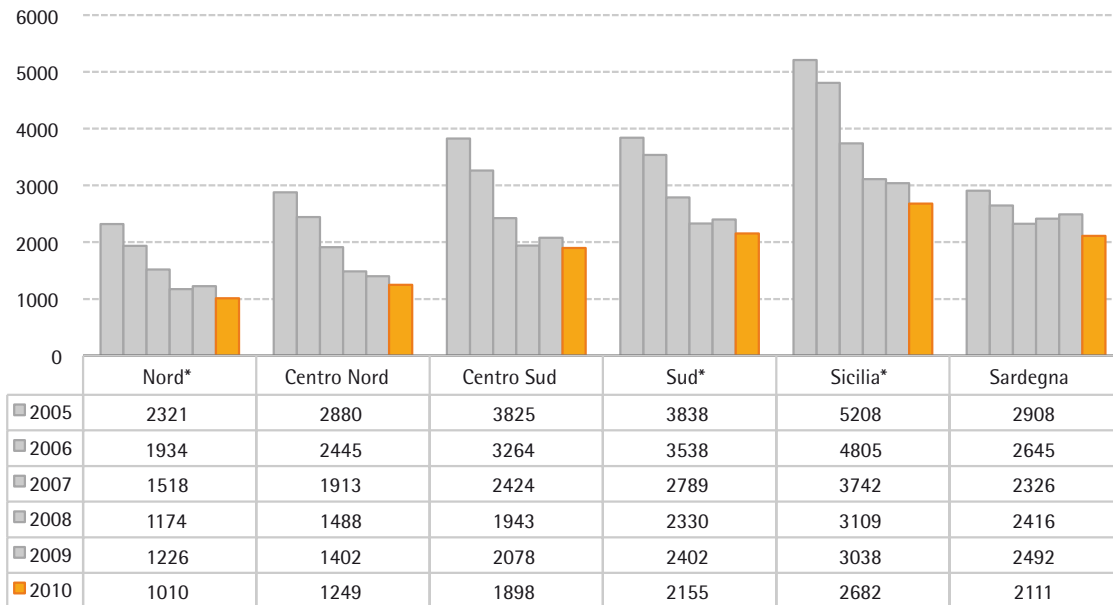


Fig C.2.31 **HHI relativo agli acquisti su MGP**



CR3 relativo ai diversi mercati Tab C.2.25

		MGP		MA		MI1		MI2		MSD	
		Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Totale	2010	52%	54%			87%	86%	84%	84%	65%	50%
	2009	52%	59%	89%	85%	88%	85%	85%	83%	66%	56%
	2008	53%	56%	93%	92%					79%	51%
	2007	53%	61%	95%	95%					83%	65%
	2006	56%	62%	96%	96%					89%	74%
	2005	58%	64%	95%	93%					97%	86%
Nord*	2010	52%	46%			91%	85%	90%	85%	60%	45%
	2009	50%	52%	91%	88%	89%	87%	91%	87%	71%	53%
	2008	51%	50%	92%	91%					72%	48%
	2007	51%	56%	94%	95%					82%	64%
	2006	50%	58%	95%	95%					86%	68%
	2005	54%	60%	93%	91%					96%	81%
Centro Nord	2010	84%	53%			97%	94%	92%	87%	100%	99%
	2009	86%	56%	95%	87%	97%	98%	92%	96%	100%	99%
	2008	89%	57%	99%	99%					100%	99%
	2007	91%	61%	100%	100%					100%	100%
	2006	93%	62%	100%	100%					100%	100%
	2005	94%	66%	100%	100%					100%	100%
Centro Sud	2010	75%	65%			96%	97%	94%	97%	85%	86%
	2009	72%	68%	99%	97%	96%	99%	95%	97%	93%	86%
	2008	86%	68%	99%	98%					100%	100%
	2007	87%	69%	99%	99%					100%	100%
	2006	90%	71%	99%	100%					100%	100%
	2005	91%	74%	100%	100%					100%	100%
Sud*	2010	62%	67%			77%	95%	83%	89%	76%	66%
	2009	66%	72%	83%	97%	82%	97%	88%	92%	76%	76%
	2008	61%	71%	98%	97%					89%	77%
	2007	65%	71%	98%	96%					98%	92%
	2006	75%	72%	98%	98%					99%	99%
	2005	88%	75%	99%	99%					100%	100%
Sicilia*	2010	89%	76%			97%	93%	94%	90%	100%	100%
	2009	84%	80%	94%	90%	96%	99%	97%	97%	100%	100%
	2008	83%	80%	93%	92%					100%	100%
	2007	85%	79%	93%	95%					100%	100%
	2006	90%	83%	95%	98%					100%	100%
	2005	89%	87%	95%	97%					100%	100%
Sardegna	2010	97%	71%			98%	96%	93%	94%	100%	100%
	2009	98%	79%	98%	94%	98%	94%	97%	93%	100%	100%
	2008	81%	75%	95%	99%					90%	97%
	2007	94%	74%	100%	100%					100%	100%
	2006	94%	74%	100%	100%					100%	100%
	2005	96%	79%	100%	100%					100%	100%

2.3 Mercato infragiornaliero (MI)

Introdotta con la legge 2/09, il Mercato Infragiornaliero (MI) ha iniziato ad operare il 31/10/2009 sostituendo il Mercato di Aggiustamento (MA). Il Mercato Infragiornaliero si svolge il giorno di calendario precedente a quello a cui le offerte di vendita e di acquisto si riferiscono e nel periodo tra la chiusura di MGP e l'apertura di MSD. Nel 2010 si è articolato in due sessioni (MI1 e MI2) organizzate nella forma di aste implicite attraverso le quali gli operatori possono effettuare un miglior controllo dello stato degli impianti di produzione ed aggiornare i programmi di prelievo delle unità di consumo, tenendo conto di informazioni più aggiornate circa lo stato dei propri impianti, il fabbisogno di energia per il giorno successivo e le condizioni di mercato.

Con l'introduzione di MI, gli scambi di energia finalizzati all'aggiornamento delle posizioni commerciali assunte su MGP, pari a 14,6 milioni di MWh, nel 2010 hanno raggiunto il massimo storico. Nelle due sessioni di MI, i prezzi si sono quasi perfettamente allineati qualche centesimo al di sotto del prezzo medio di acquisto di MGP.

2.3.1 Prezzi

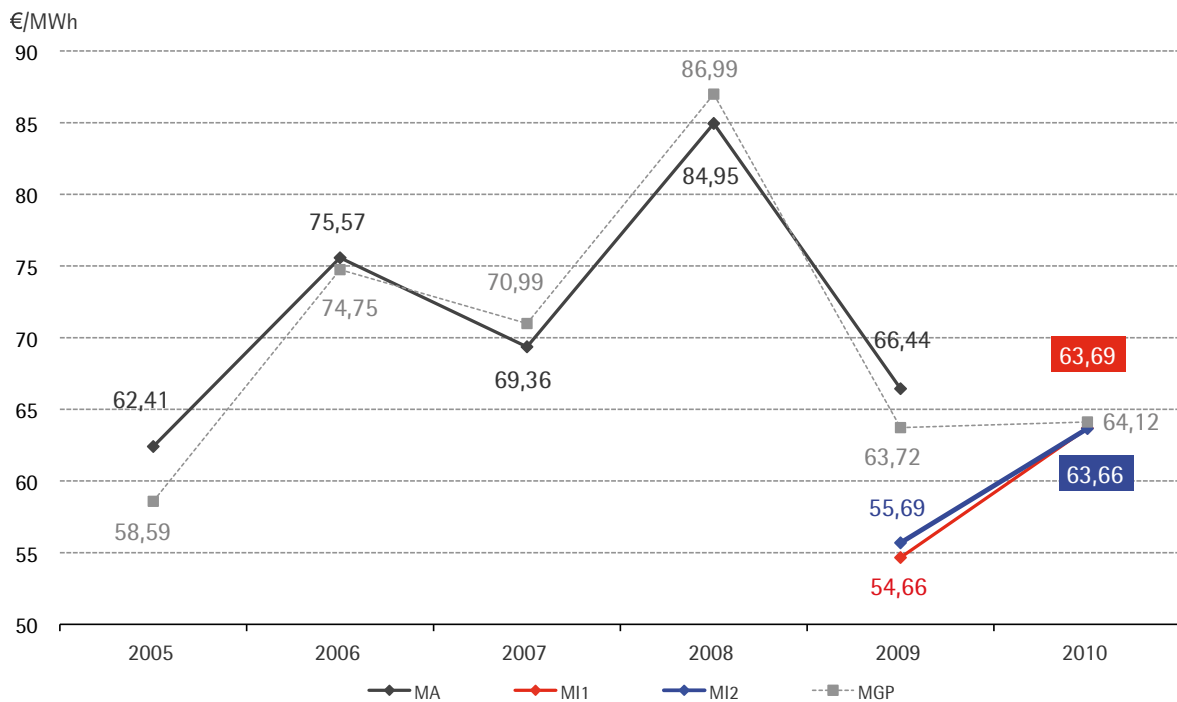
Nel 2010 le due sessioni del Mercato Infragiornaliero, in media, non hanno registrato prezzi significativamente diversi nei vari raggruppamenti orari (*baseload*, *ore di picco* e *ore fuori picco*). Il prezzo medio ponderato con gli acquisti di MI1 ha infatti superato di qualche centesimo quello di MI2 che ha però evidenziato una volatilità lievemente superiore (Tab.C.2.26). Il prezzo medio *baseload* di MI1 e MI2, pari rispettivamente 63,69 e 63,66 €/MWh, è anche risultato più basso dell'analogo prezzo registrato su MGP (64,12 €/MWh) (Fig.C.2.32).

Poco significativo il confronto con l'anno precedente sia nel livello che nella volatilità dei prezzi; nel 2009, infatti, il Mercato Infragiornaliero ha operato solo negli ultimi due mesi, sostituendo, come sopra ricordato, il Mercato di Aggiustamento. Si può però rilevare che i prezzi medi registrati su MI nel 2010 sono stati inferiori a quelli di MA nei quattro anni precedenti (Fig.C.2.32).

Tab C.2.26 : Prezzo di acquisto (€/MWh)

	2010				2009					
	Gennaio - Dicembre				Gennaio - Ottobre		Novembre - Dicembre			
	MI1		MI2		MA		MI1		MI2	
	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR
Baseload	63,69	0,17	63,66	0,19	66,44	0,20	54,66	0,20	55,69	0,21
Picco	73,44	0,17	73,36	0,19	82,11	0,20	68,65	0,20	69,09	0,20
Fuori picco	56,96	0,17	56,42	0,19	55,25	0,19	46,29	0,19	46,92	0,20

Prezzo di acquisto: evoluzione annuale Fig C.2.32



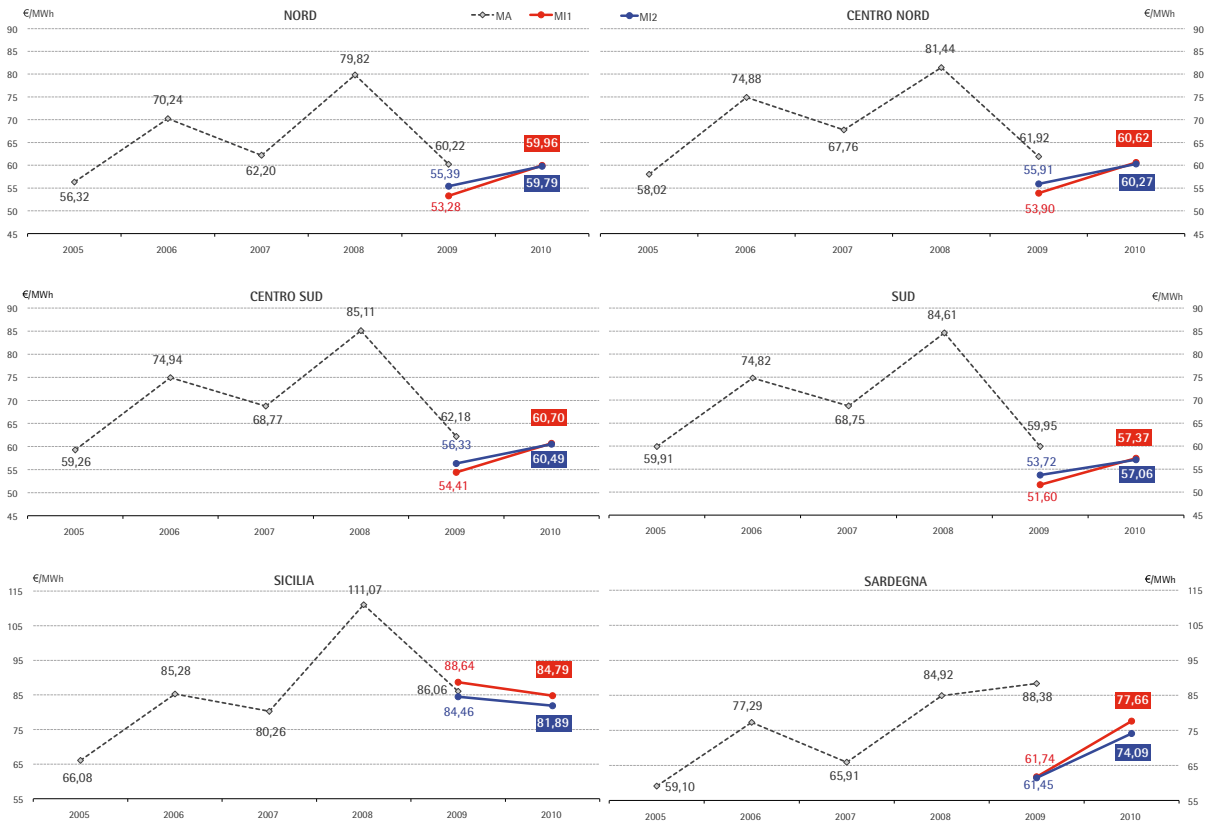
Anche a livello zonale, ed in particolare per le zone geografiche continentali, i prezzi medi di MI1 hanno superato di pochi centesimi quelli di MI2; nelle due zone insulari, invece, il delta prezzo tra le due sessioni è stato di circa 3 €/MWh. Il ranking dei prezzi zonali, che ha ricalcato esattamente quello dei prezzi zonali di MGP, vede, in entrambe le sessioni, il Sud sul livello più basso, pochi centesimi sopra i 57 €/MWh, e la Sicilia su quello più alto, ben oltre gli 80 €/MWh (Tab.C.2.27).

Le due zone insulari hanno mostrato una maggiore volatilità dei prezzi rispetto alle zone continentali. In tutte le zone, eccetto la Sardegna, la volatilità dei prezzi della sessione MI2 è stata lievemente superiore a quella di MI1 (Tab.C.2.27 e Fig.C.2.33).

Prezzi zonali (€/MWh): sintesi annuale Tab C.2.27

	2010				2009					
	Gennaio - Dicembre		Gennaio - Dicembre		Gennaio - Ottobre		Novembre - Dicembre		Novembre - Dicembre	
	MI1	MI2	MI1	MI2	MA	MI1	MI2	MI1	MI2	
	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR	Media	IVR
Nord	59,96	0,16	59,79	0,18	60,22	0,20	53,28	0,20	55,39	0,21
Centro Nord	60,62	0,17	60,27	0,18	61,92	0,22	53,90	0,21	55,91	0,22
Centro Sud	60,70	0,18	60,49	0,19	62,18	0,22	54,41	0,22	56,33	0,22
Sud	57,37	0,17	57,06	0,18	59,95	0,22	51,60	0,22	53,72	0,22
Sicilia	84,79	0,37	81,89	0,40	86,06	0,30	88,64	0,31	84,46	0,31
Sardegna	77,66	0,37	74,09	0,32	88,38	0,44	61,74	0,43	61,45	0,43

Fig C.2.33 Prezzi zonali su MA



2.3.2 Volumi

Nel 2010, nelle due sessioni del Mercato Infragiornaliero, sono stati scambiati 14,6 milioni di MWh con un aumento del 22,5% rispetto agli 11,9 milioni di MWh scambiati nel 2009 sul Mercato di Aggiustamento, nei primi dieci mesi, e sul Mercato Infragiornaliero negli ultimi due. L'introduzione delle due sessioni MI ha pertanto sospinto gli scambi di energia finalizzati all'aggiornamento delle posizioni commerciali assunte su MGP al massimo storico (Tab.C.2.28, Tab.C.2.29 e Fig.C.2.34). La quota dei volumi di MI rispetto a MGP è pertanto salita al 4,6% (3,8% l'anno precedente). Se nelle due sessioni di MI i prezzi si sono tendenzialmente allineati, i volumi scambiati su MI1, pari a 9,5 milioni di MWh, hanno rappresentato poco meno dei 2/3 dei volumi complessivi; i restanti 5,1 milioni di MWh sono stati scambiati su MI2.

A livello zonale la crescita più significativa, in termini percentuali, si è avuta nel Sud, in Sicilia e sulle zone estere, sia sul lato vendite che sul lato acquisti, ed in Sardegna per questi ultimi.

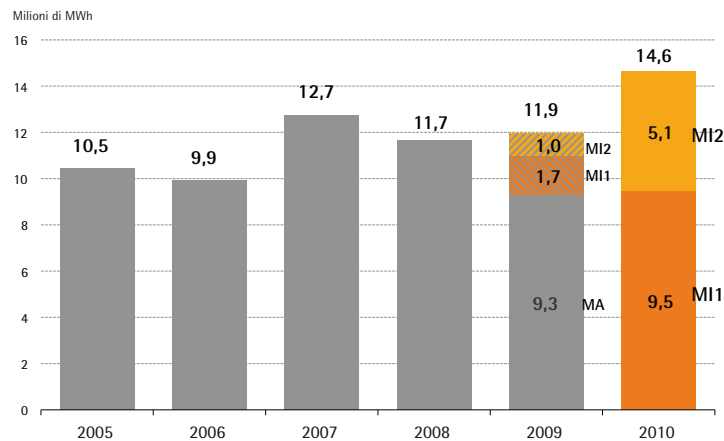
Tab C.2.28 Volumi venduti

MWh	2010			2009			Variazione Totale
	MI1	MI2	Totale	MA	MI1	MI2	
Nord	5.416.730	2.974.448	8.391.178	5.166.349	959.231	542.929	25,8%
Centro Nord	739.842	377.605	1.117.447	737.083	132.928	84.796	17,0%
Centro Sud	949.592	617.728	1.567.320	1.572.868	182.399	115.391	-16,2%
Sud	889.510	633.219	1.522.730	749.944	164.531	117.100	47,6%
Sicilia	1.064.012	366.160	1.430.172	652.761	127.143	51.053	72,1%
Sardegna	389.971	172.970	562.941	406.039	108.674	41.833	1,1%
Italia	9.449.657	5.142.130	14.591.787	9.285.043	1.674.904	953.103	22,5%
Estero	15.785	7.331	23.116	16.509	881	333	30,4%
Totale	9.465.442	5.149.461	14.614.903	9.301.552	1.675.786	953.436	22,5%

Volumi acquistati Tab C.2.29

MWh	2010			2009			Variazione	
	Gennaio - Dicembre			Gennaio - Ottobre	Novembre - Dicembre			Totale
	MI1	MI2	Totale	MA	MI1	MI2		
Nord	4.685.718	2.814.808	7.500.526	5.024.106	813.374	552.317	6.389.796	17,4%
Centro Nord	708.269	322.599	1.030.868	608.757	231.609	67.744	908.110	13,5%
Centro Sud	779.434	698.534	1.477.967	917.712	153.846	127.694	1.199.252	23,2%
Sud	2.057.212	694.699	2.751.911	1.721.512	273.338	116.896	2.111.747	30,3%
Sicilia	598.480	360.657	959.137	571.130	91.657	47.040	709.827	35,1%
Sardegna	471.204	192.866	664.070	323.892	86.761	41.730	452.383	46,8%
Italia	9.300.316	5.084.163	14.384.479	9.167.108	1.650.586	953.421	11.771.115	22,2%
Estero	165.126	65.298	230.424	134.444	25.200	15	159.659	44,3%
Totale	9.465.442	5.149.461	14.614.903	9.301.552	1.675.786	953.436	11.930.774	22,5%

Volumi scambiati su MA Fig C.2.34



Sul Mercato Infragiornaliero hanno operato prevalentemente operatori titolari di punti in immissione con la finalità, come detto, di modificare i programmi di produzione definiti in esito al MGP. I titolari di punti in prelievo (grossisti), ammessi su MA solo dal 1 gennaio 2009, hanno operato prevalentemente sul lato acquisti. Le loro vendite infatti, come l'anno precedente, sono state solo lo 0,8% del totale venduto, mentre la quota degli acquisti si è fermata al 4,2% (4,4% nel 2009) (Fig.C.2.35).

Gli scambi di energia elettrica su MI hanno determinato principalmente una riduzione dei programmi di produzione delle unità del Sud ed un aumento dei programmi delle unità del Nord e della Sicilia. Più contenute le variazioni nelle altre zone nazionali. Gli scambi sulle zone estere hanno comportato una maggiore produzione media oraria di 24 MWh. L'analisi per tipologia di impianto evidenzia la sostituzione di produzione termoelettrica e a carbone con produzione a ciclo combinato ed idroelettrica (Fig.C.2.36).

Vendite e acquisti per tipologia di impianto Fig C.2.35

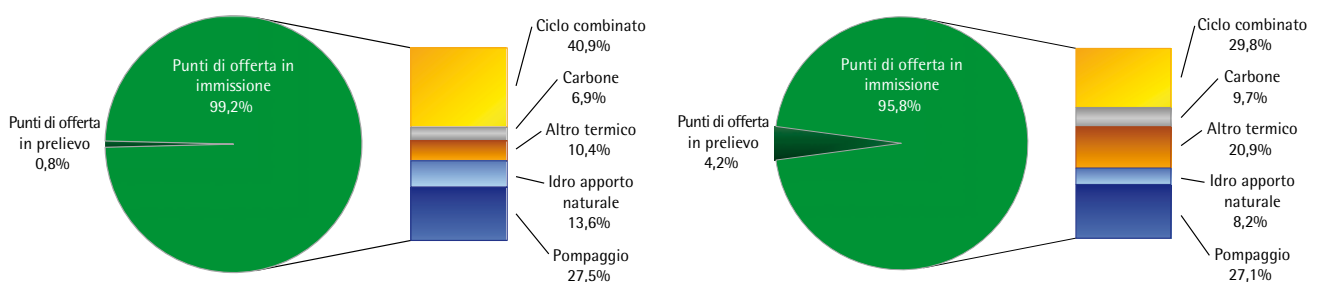
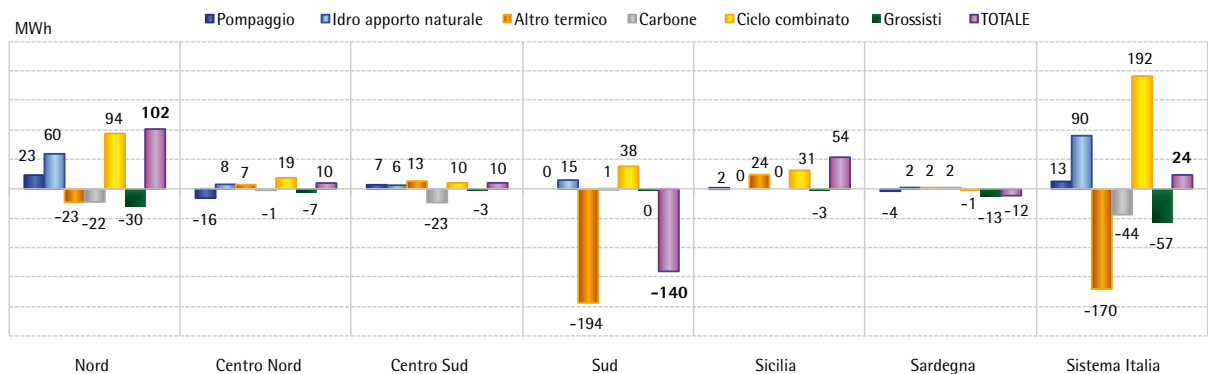


Fig.C.2.36 Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto. Media oraria



2.4 Mercato del servizio di dispacciamento (MSD)

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona della risorse necessarie alla gestione ed al controllo del sistema.

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

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

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

Nel 2010 Terna ha da un lato sensibilmente ridotto i propri acquisti su MSD *ex-ante*, e dall'altro ha incrementato le già cospicue vendite del 2009, stabilendo così un record su entrambi i fronti.

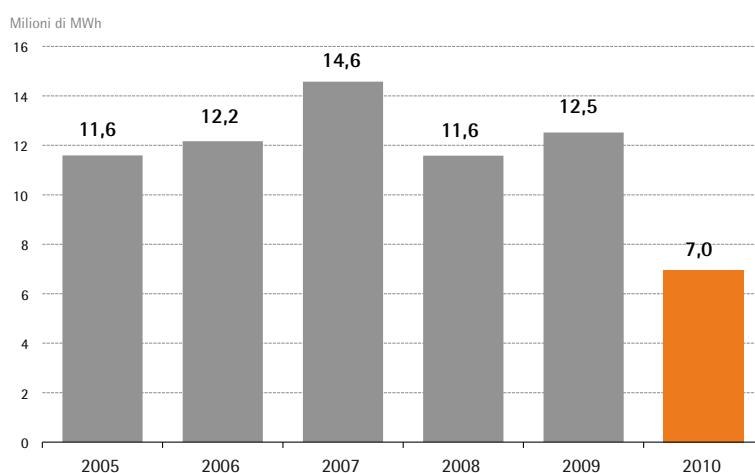
2.4.1 MSD EX-ANTE

Nel 2010 su MSD *ex ante* a salire Terna ha acquistato 7,0 milioni di MWh (pari a 794 MWh in media oraria) in flessione del 44,4% rispetto al 2009 e pari al 2,2% degli acquisti su MGP (era il 4,0% l'anno precedente). A livello zonale la flessione degli acquisti di Terna è variata tra il -24,8% della Sicilia ed il -64,4% del Centro Sud (Tab.C.2.30). L'andamento della serie storica annuale dà evidenza alla notevole contrazione dei volumi acquistati da Terna su MSD *ex-ante* del 2010, scesi sul livello più basso dall'avvio del mercato, dopo aver oscillato, negli anni precedenti, attorno ai 12 milioni di MWh, con un picco a 14,6 milioni di MWh nel 2007 (Fig.C.2.37).

Volumi scambiati su MSD ex ante a salire Tab C.2.30

MWh	2010				2009				Variazione %
	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	
Nord	1.962.572	224	28,2%	1,1%	3.210.126	366	25,6%	1,9%	-38,9%
Centro Nord	695.620	79	10,0%	2,0%	1.335.907	153	10,7%	4,0%	-47,9%
Centro Sud	944.125	108	13,6%	1,9%	2.655.547	303	21,2%	5,3%	-64,4%
Sud	1.186.942	135	17,1%	4,6%	1.896.181	216	15,1%	7,3%	-37,4%
Sicilia	1.273.152	145	18,3%	6,4%	1.692.832	193	13,5%	8,6%	-24,8%
Sardegna	893.473	102	12,8%	7,6%	1.728.430	197	13,8%	14,6%	-48,3%
Italia	6.955.884	794	100,0%	2,2%	12.519.023	1.429	100,0%	4,0%	-44,4%

Volumi scambiati su MSD ex ante a salire Fig C.2.37



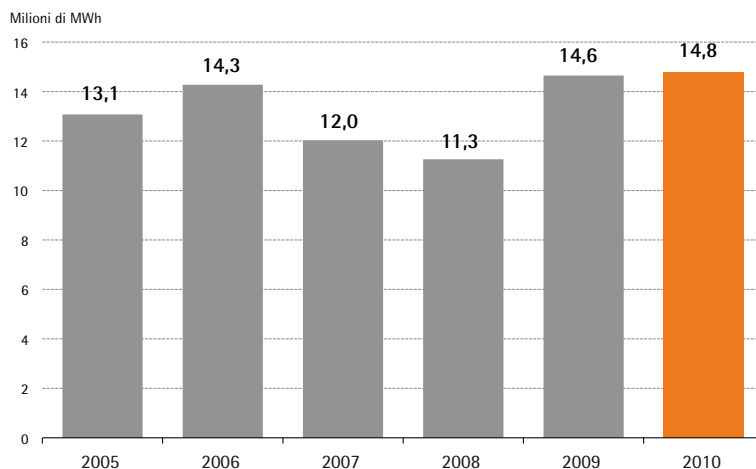
Nel 2010 su MSD ex ante a scendere Terna ha venduto 14,8 milioni di MWh (pari a una media oraria di 1.689 MWh) con un aumento dell'1,0% rispetto all'anno precedente. I volumi venduti su MSD hanno rappresentato il 4,6% di quelli scambiati su MGP (4,7% del 2009). A livello zonale si registra una forte crescita nel Sud (+44,4%) e nel Centro Nord (+22,2%); più contenuto l'aumento del Nord (+1,0%), in flessione le altre zone, in evidenza la Sardegna (-73,1%) (Tab.C.2.31).

L'andamento della serie annuale, mostra che i volumi venduti da Terna su MSD ex ante nel 2010 hanno registrato per il secondo anno consecutivo un massimo assoluto (Fig.C.2.38).

Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere Tab C.2.31

MWh	2010				2009				Variazione %
	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	Totale	Media Oraria	% sul totale	Quota/MGP	
Nord	8.663.769	989	58,5%	5,0%	8.581.229	980	58,6%	5,1%	1,0%
Centro Nord	408.683	47	2,8%	1,2%	334.422	38	2,3%	1,0%	22,2%
Centro Sud	1.053.568	120	7,1%	2,1%	1.141.573	130	7,8%	2,3%	-7,7%
Sud	3.099.246	354	20,9%	12,1%	2.146.715	245	14,7%	8,2%	44,4%
Sicilia	1.262.157	144	8,5%	6,3%	1.288.017	147	8,8%	6,5%	-2,0%
Sardegna	310.611	35	2,1%	2,6%	1.153.305	132	7,9%	9,7%	-73,1%
Italia	14.798.034	1.689	100,0%	4,6%	14.645.260	1.672	100,0%	4,7%	1,0%

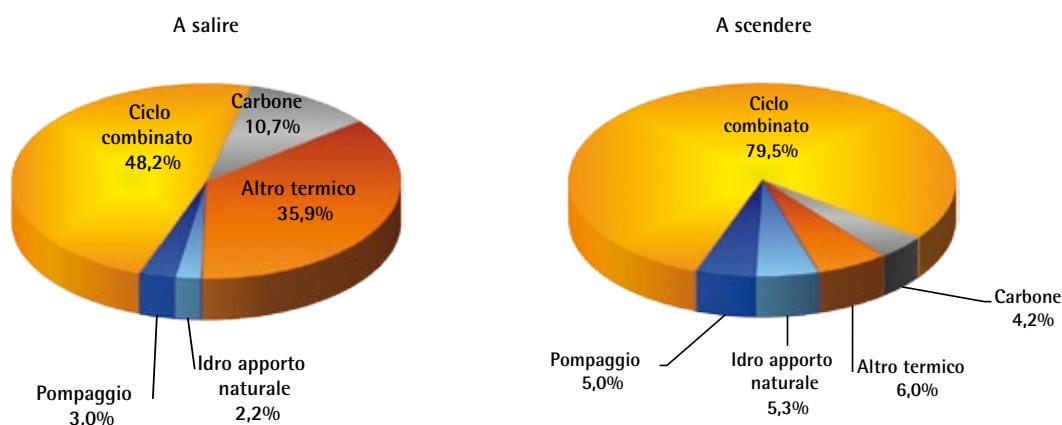
Fig C.2.38 Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere



Per quanto attiene alla tipologia degli impianti, nel 2010 è ancora cresciuta la quota degli acquisti di Terna su MSD ex ante a salire da impianti a ciclo combinato salita al 48,2% (era 46,3% nel 2009 e 32,2% nel 2008). In aumento anche la quota del carbone pari al 10,7% (7,2% nel 2009). In forte riduzione invece gli acquisti di Terna da impianti termoelettrici tradizionali, scesa al 35,9% (era 38,9% nel 2009 e 57,5% del 2008).

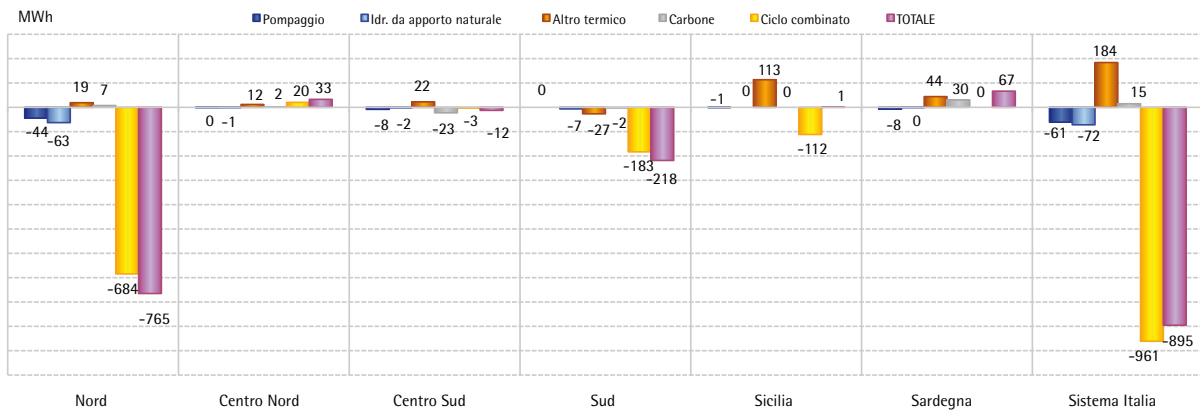
Anche sul fronte delle vendite di Terna su MSD ex ante a scendere, che, si ricorda, determina una riduzione dei programmi di produzione, si è registrato un forte aumento della quota dei cicli combinati salita al 79,5% dal 67,1% del 2009. In flessione le quote di tutti gli altri impianti (Fig.C.2.39).

Fig C.2.39 Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto



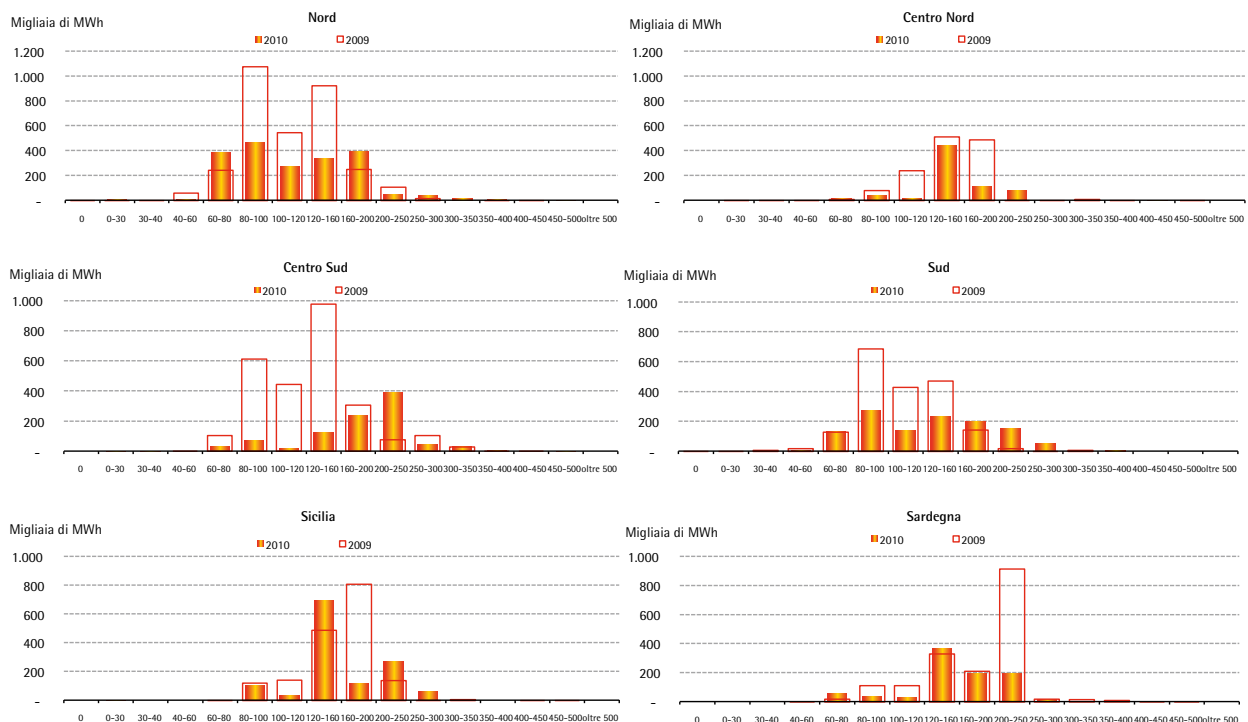
Nel complesso su MSD ex ante le vendite di Terna hanno superato gli acquisti, in media oraria, di 895 MWh determinando una riduzione della produzione di impianti a ciclo combinato del Nord, ed in misura ridotta del Sud e della Sicilia (Fig.C.2.40).

Saldo acquisti/vendite di Terna su MSD ex ante per tipologia di impianto. Media oraria Fig C.2.40



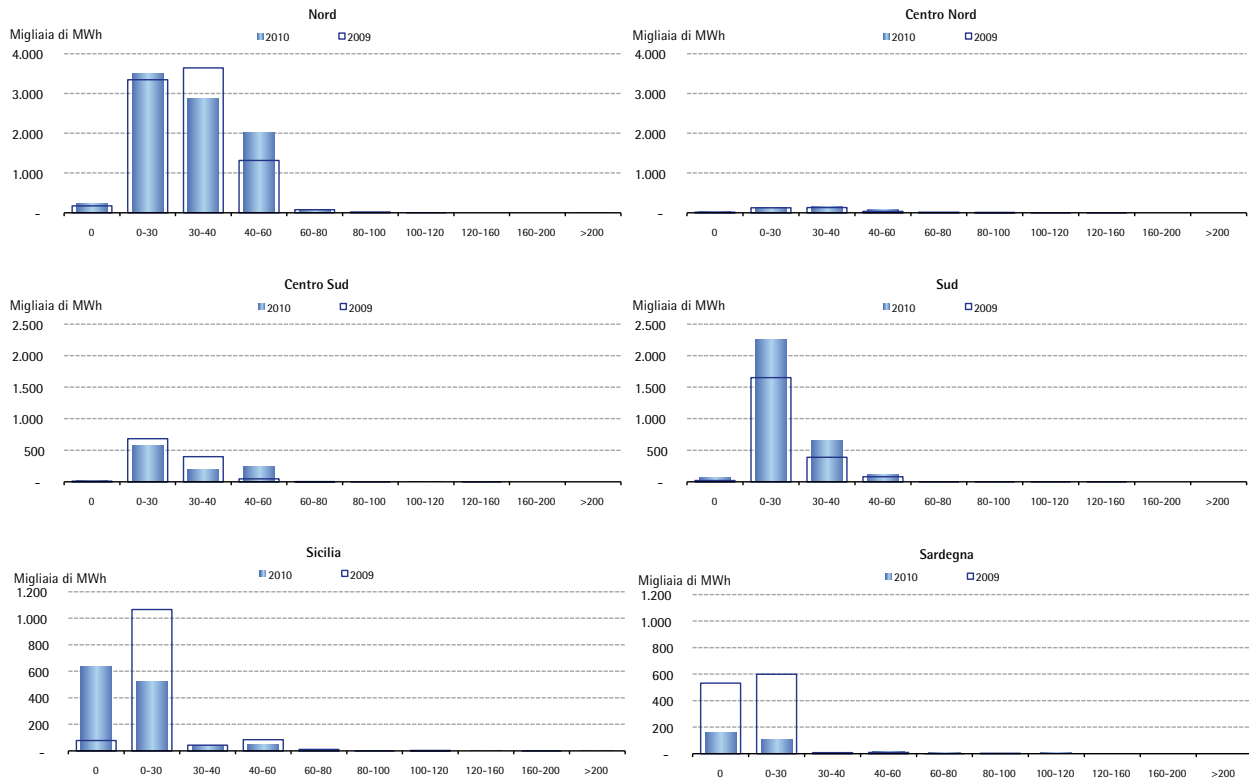
Le regole di remunerazione delle offerte adottate su MSD (cfr. capitolo B.1.2) non consentono il calcolo di un prezzo di sintesi analogamente a quanto fatto per gli altri mercati gestiti da GME. Al fine di fornire comunque una rappresentazione sintetica della struttura dei prezzi, si mostra nel seguito la funzione di distribuzione dei volumi accettati su MSD ex-ante per classe di prezzo offerto. La distribuzione dei volumi acquistati da Terna nel 2010 per classi di prezzo evidenzia, in particolare nelle zone continentali, una riduzione dei volumi nelle classi da 80 a 160 €/MWh (Fig.C.2.41).

Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo Fig C.2.41



La distribuzione dei volumi venduti per classi di prezzo evidenzia considerevoli incrementi delle vendite di Terna in Sicilia nella classe 0 €/MWh, nel Sud nelle classi 0-40 €/MWh e nel Nord nella classe 40-60 €/MWh (Fig.C.2.42).

Fig.C.2.42 Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo



2.5 PIATTAFORMA DEI CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) ha rappresentato una tappa importante nell'evoluzione del mercato elettrico poiché ha introdotto una maggiore flessibilità permettendo ad ogni operatore di fare *trading*, rivendendo o riacquistando (in base alle proprie esigenze) quanto precedentemente acquistato/venduto sulla PCE stessa. Sulla piattaforma possono essere registrate le transazioni commerciali di compravendita concluse al di fuori del sistema delle offerte (c.d. contratti bilaterali), i volumi provenienti dal Mercato Elettrico a Termine (MTE) e dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) ed i relativi programmi fisici di immissione e prelievo.

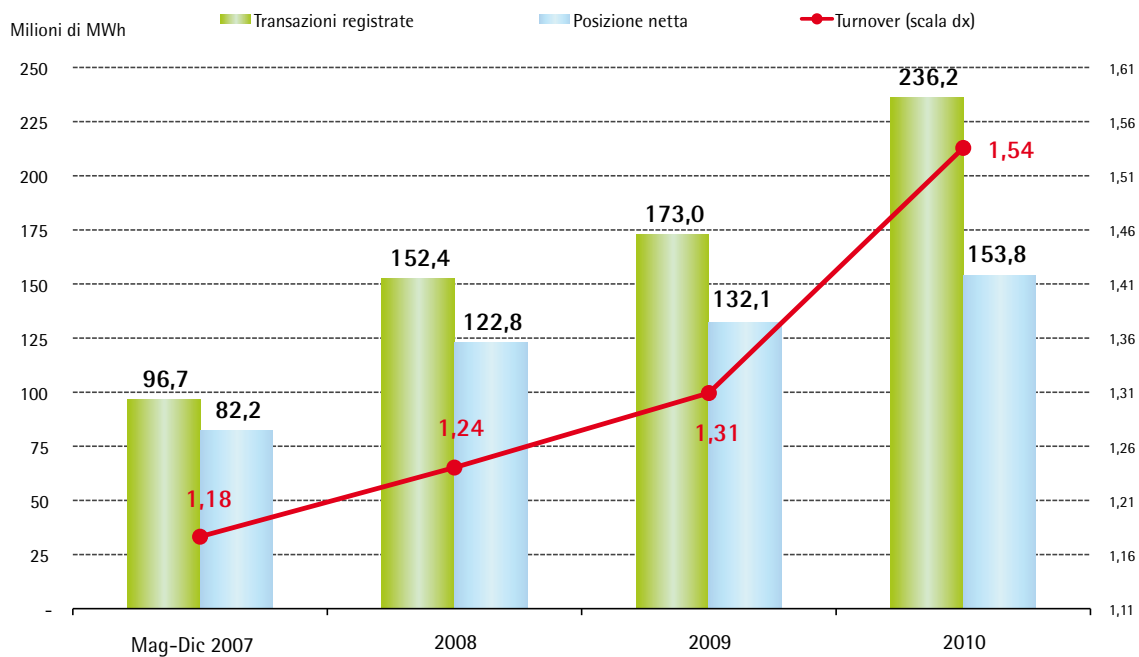
Le transazioni registrate sulla PCE, con consegna/ritiro nell'anno 2010, sono state complessivamente 236,2 milioni di MWh con un aumento del 36,5% rispetto all'anno precedente. Tale considerevole performance conferma e rafforza la chiara tendenza delineatasi negli anni successivi all'avvio della PCE nel maggio 2007 (Fig.C.2.43).

Il complesso delle transazioni registrate ha determinato una posizione netta dei conti energia di 153,8 milioni di MWh in aumento del 16,4% rispetto all'anno precedente.

Pertanto il *turnover*, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, sotto la vigorosa spinta delle prime, nel 2010 si è impennato attestandosi a quota 1,54.

Tali dinamiche testimoniano che la PCE è sempre più e meglio utilizzata dagli operatori quale importante strumento di flessibilità nella gestione del portafoglio energia (Fig.C.2.43).

Transazioni registrate, posizione netta e turnover Fig C.2.43



Le transazioni registrate sulla PCE, con consegna/ritiro nell'anno 2010, sono state per la massima parte, precisamente 235,0 milioni di MWh, originate da contratti bilaterali. Il Mercato dell'energia Elettrica a Termine (MTE) ha dato origine a transazioni per 1,1 milioni MWh, mentre solo 97 mila MWh sono derivate dalla piattaforma CDE (Tab.C.2.32).

Transazioni registrate per tipologia e posizione netta Tab C.2.32

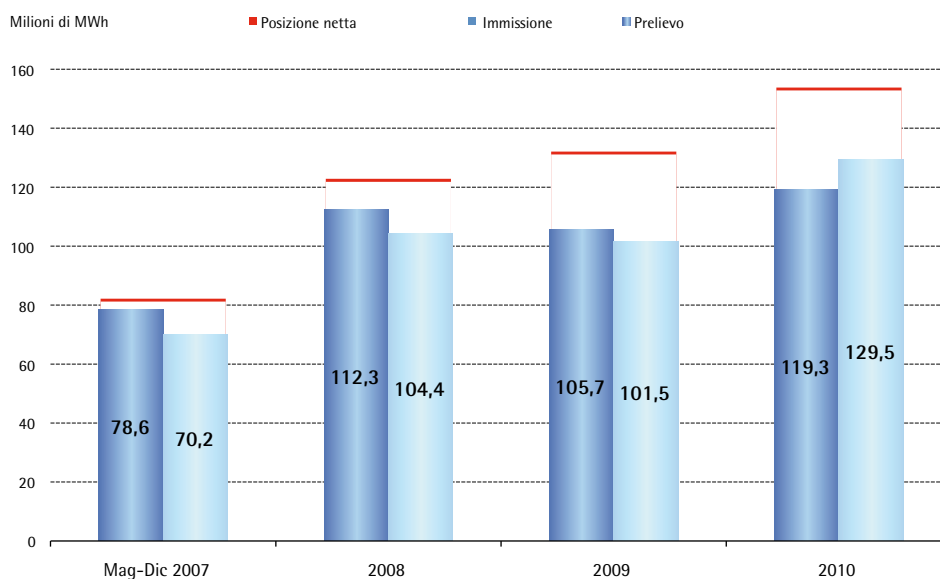
Profilo	Numero	MWh	Var %	Struttura
Baseload	7.860	72.977.500	101,3%	30,9%
Off Peak	1.729	10.376.043	15,2%	4,4%
Peak	3.071	16.718.071	62,4%	7,1%
Week-end	10	12.240	-5,6%	0,0%
Totale Standard	12.670	100.083.855	80,1%	42,4%
NonStandard	24.598	134.920.843	15,0%	57,1%
Contratti bilaterali	37.268	235.004.697	35,9%	99,5%
MTE	49	1.111.303	1272,0%	0,5%
CDE	2	97.392	-	0,0%
Totale PCE	37.319	236.213.392	36,5%	100,0%
Posizione netta		153.805.704	16,4%	65,1%

I programmi fisici registrati su PCE, dopo la flessione del 2009, hanno dato un chiaro segnale di ripresa nel 2010, in particolare i programmi fisici registrati nei conti in immissione sono stati 119,3 milioni di MWh (di cui 23,9 milioni di MWh con indicazione di prezzo) con un incremento del 12,9% sul 2009. I programmi fisici registrati nei conti in prelievo sono stati 129,5 milioni di MWh (tutti senza indicazione di prezzo) ed hanno anch'essi registrato una crescita del 27,6% (Tab.C.2.33, Fig.C.2.44).

Tab C.2.33 Programmi registrati in immissione ed in prelievo

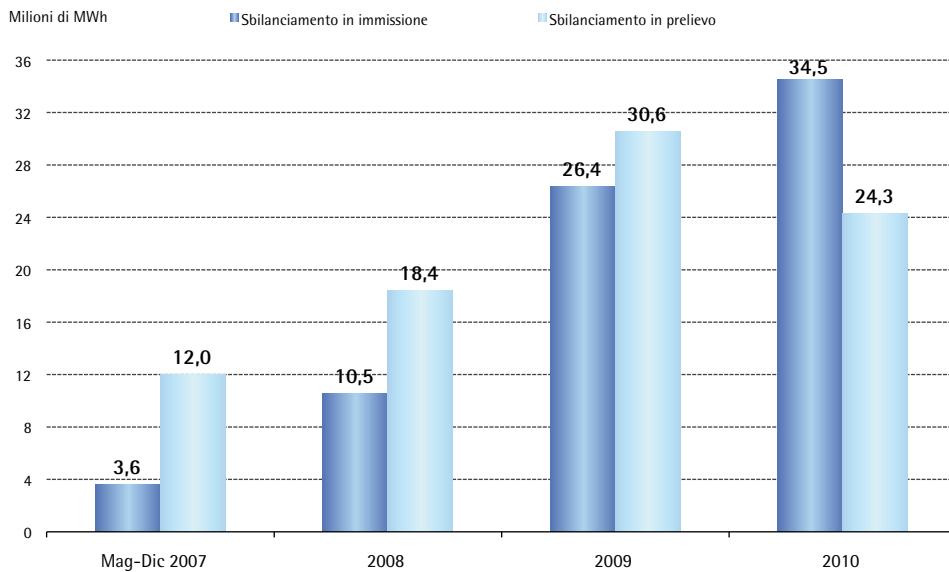
Profilo	Conti in immissione			Conti in prelievo		
	Totale	Variazione	Struttura	Totale	Variazione	Struttura
Baseload	54.801.066	84,7%	29,0%	91.153.935	112,2%	32,2%
Off Peak	7.871.086	-10,9%	4,2%	12.881.000	40,2%	4,5%
Peak	14.479.531	45,3%	7,7%	18.956.611	78,3%	6,7%
Week-end	13.800	-30,7%	0,0%	10.680	78,0%	0,0%
Totale Standard	77.165.483	59,2%	40,8%	123.002.226	95,9%	43,4%
NonStandard	111.857.759	17,2%	59,2%	160.401.316	15,2%	56,6%
Transazioni registrate	189.023.242	31,3%	100,0%	283.403.542	40,2%	100,0%
Posizione netta	153.805.704	16,4%	81,4%	153.805.704	16,4%	54,3%
Programmi						
Richiesti	121.051.193	12,3%		129.547.883	27,6%	
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	25.280.053	219,7%		724	-68,3%	
Registrati	119.309.608	12,9%		129.502.810	27,6%	
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	23.915.905	307,3%		0	-100,0%	
Rifiutati	1.741.585	-15,8%		45.073	120,8%	
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.364.148	-33,0%		724	128,0%	
Saldo programmi registrati	198.191	-96,3%		10.391.394	815,0%	

Fig C.2.44 Programmi fisici registrati



L'evoluzione annuale degli sbilanciamenti a programma dà riscontro del crescente ricorso degli operatori a questo ulteriore strumento di flessibilità (Fig.C.2.45). In particolare gli sbilanciamenti a programma lato immissione, i più alti dall'avvio della piattaforma, nel 2010 hanno superato, per la prima volta, quello dei conti in prelievo.

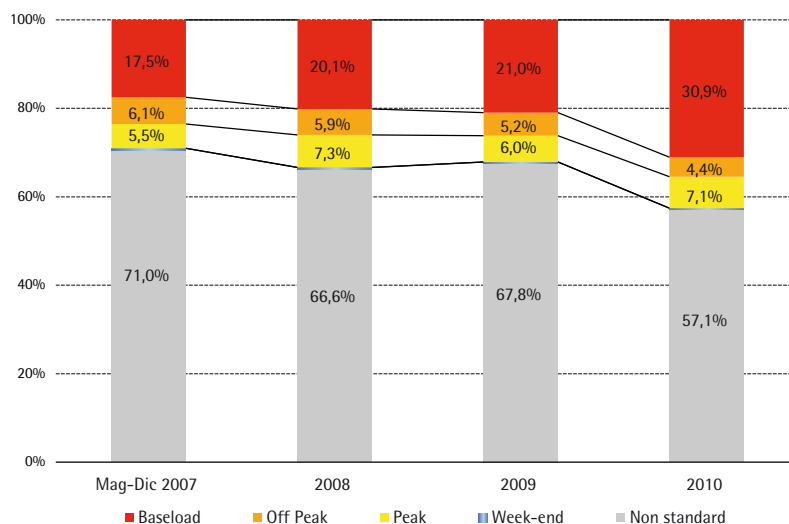
Sbilanciamenti a programma Fig C.2.45



Se i contratti *non-standard* anche nel 2010 sono stati quelli più utilizzati dagli operatori (57,1% del totale), i contratti *standard*, e tra questi i *baseload* (più che raddoppiati rispetto allo scorso anno), hanno invece evidenziato una maggiore dinamica di crescita (Tab.C.2.32).

Il peso crescente assunto dai contatti *standard* segnala la tendenza verso forme di contratto simili a quelle più diffuse fuori dei confini nazionali.

Struttura delle transazioni registrate per tipologia di contratto Fig C.2.46



Nel seguito si esaminano alcune caratteristiche dei contratti registrati sulla PCE nel 2010 – quali durata, anticipo rispetto alla consegna e tipo di conti energia interessati – e le dinamiche in atto.

I contratti *non standard* sono stati utilizzati prevalentemente con periodo di consegna di una settimana (52,2%). I contratti *standard* per contro hanno privilegiato periodi di consegna più estesi. In particolare i contratti mensili hanno rappresentato il 68,9% dei *Baseload* ed il 46,3% dei *Peak*, i contratti *Off Peak* sono, invece, stati utilizzati per il 74,6% con periodo di consegna di 1 settimana (Tab.C.2.34). Nel complesso è diminuita la percentuale dei contratti di breve durata, inferiore o uguale ad 1 settimana (passata dal 68,5% al 60,2%) ed è cresciuta quella relativa a periodi di consegna più lunghi (salita da 31,5% al 38,8%). Tali indicatori confermano, rafforzandole, le tendenze già emerse l'anno precedente.

Tab C.2.34 Contratti registrati per durata del contratto (%)

Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	0,5%	3,9%	18,5%	1,8%	68,9%	6,3%	100%
Off Peak	0,4%	11,9%	74,6%	3,5%	9,7%	0,0%	100%
Peak	1,7%	14,9%	31,3%	1,7%	46,3%	4,1%	100%
Week-end	5,9%	94,1%	-	-	-	-	100%
Totale Standard	0,7%	6,6%	26,5%	2,0%	59,0%	5,3%	100%
NonStandard	19,8%	7,8%	52,2%	3,1%	15,4%	1,6%	100%
Totale	11,7% (17,7%)	7,3% (8,7%)	41,3% (42,1%)	2,6% (6,0%)	34,0% (24,8%)	3,2% (0,7%)	100% (100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Una seconda differenza tra le due tipologie di contratto, naturale conseguenza della prima (diversa durata), è la seguente: i contratti *non standard* sono stati registrati più a ridosso della consegna (l'88,2% nei 2-5 giorni precedenti); al contrario il 56,9% dei contratti *standard* è stato registrato con maggiore anticipo (più di 5 giorni). In diminuzione la percentuale dei contratti registrati l'ultimo giorno utile prima della consegna, passata dal 19,2% al 15,2% (Tab.C.2.35).

Tab C.2.35 Contratti registrati per anticipo rispetto alla consegna (%)

Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	5,1%	10,3%	13,3%	4,4%	66,9%	100%
Off Peak	5,4%	40,7%	45,1%	6,2%	2,6%	100%
Peak	3,4%	22,8%	22,5%	4,5%	46,8%	100%
Week-end	90,2%	9,8%	-	-	-	100%
Totale Standard	4,9%	15,5%	18,1%	4,6%	56,9%	100%
NonStandard	22,9%	18,6%	37,9%	8,9%	11,8%	100%
Totale	15,2% (19,2%)	17,3% (9,1%)	29,5% (28,7%)	7,1% (14,5%)	30,9% (28,4%)	100% (100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

La flessibilità offerta dalla PCE emerge pure dalla riduzione della quota dei contratti di natura prevalentemente fisica, ovvero quelli in cui il venditore è titolare di un conto in immissione e l'acquirente è titolare di un conto in prelievo. Tale quota è scesa dal 78,6% del 2009 al 67,9% del 2010 a vantaggio soprattutto della quota di contratti in cui le controparti erano entrambi titolari di conti in prelievo (salita dal 18,0% del 2009 al 24,7%) (Tab.C.2.36).

Tab C.2.36 Contratti registrati per tipologia di conti movimentati (%)

Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	
Baseload	67,3%	1,9%	3,0%	27,9%	100%
Off Peak	53,6%	10,1%	6,0%	30,2%	100%
Peak	75,5%	3,1%	4,0%	17,4%	100%
Week-end	73,5%	19,6%	-	6,9%	100%
Totale Standard	67,3%	2,9%	3,5%	26,4%	100%
NonStandard	68,3%	2,6%	5,6%	23,5%	100%
Totale	67,9% (78,6%)	2,7% (2,2%)	4,7% (1,2%)	24,7% (18,0%)	100% (100,0%)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

2.6 Mercati a termine: MTE e CDE

In Italia sono attivi, da novembre 2008, mercati regolamentati a termine sull'energia elettrica, ovvero sia il mercato fisico MTE, gestito dal GME, che il mercato finanziario IDEX, gestito da Borsa Italiana. Dopo oltre due anni di operatività, durante i quali è stata apportata una serie di aggiustamenti in termini di microstruttura, funzionamento del sistema di garanzia e prodotti offerti, volti a rendere questi mercati maggiormente accessibili da parte degli operatori, si deve constatare uno sviluppo crescente sebbene ancora limitato degli scambi, che nel 2010 si sono attestati a circa 21,7 TWh sull'insieme dei due mercati.

Parallelamente, sebbene si attraversi una congiuntura caratterizzata da una modesta volatilità delle quotazioni, sono cresciuti in maniera considerevole i volumi di negoziazione a termine su piattaforme OTC, i quali, nel corso del 2010, hanno raggiunto livelli analoghi a quelli registrati sul sottostante mercato a pronti¹².

Volumi di negoziazione di elettricità in Italia nel 2010 (dati in TWh)  Tab C.2.37

MERCATI	Volumi
Mercato a Pronti	318,6
Mercato a Termine	321,7
<i>di cui</i>	
MTE	6,3
IDEX	15,4
OTC*	300

* Stima basata sui dati dei principali broker europei

Fonte: GME, Borsa Italiana e broker europei

La crescita dei mercati OTC è dovuta in parte a ragioni storiche, in quanto sono nati qualche anno prima rispetto ai corrispondenti mercati regolamentati, e in parte a fattori strutturali, inerenti le modalità di funzionamento dei mercati. Di fatto le principali piattaforme di brokeraggio si limitano a fornire uno strumento su cui gli operatori possono inserire e visualizzare prezzi di acquisto e/o vendita favorendo così l'incontro tra domanda e offerta, lasciando tuttavia alle controparti la responsabilità di concordare le principali clausole riguardanti l'esecuzione, la tempistica dei pagamenti e le modalità con cui l'acquirente deve fornire le garanzie richieste. In tal modo i contratti possono essere gestiti in maniera del tutto analoga a quella dei tradizionali contratti bilaterali, per cui vengono percepiti dagli operatori come meno onerosi sia dal punto di vista tecnico che dei costi, in quanto non necessitano di una struttura dedicata di *trading* e di un monitoraggio giornaliero delle posizioni per far fronte ad eventuali necessità di adeguamento dei margini (in contanti) in caso di movimenti avversi delle quotazioni. Un simile approccio comporta però evidenti svantaggi in termini di gestione del rischio di credito, che risulta meno efficiente rispetto agli standard offerti dai mercati regolamentati.

2.6.1 Andamento delle contrattazioni su MTE

Dopo due anni in cui i volumi scambiati sul MTE non avevano superato gli 0,2 TWh, nel corso del 2010 gli scambi hanno superato i 6 TWh. Una misura ridotta, se valutata rispetto alla dimensione del mercato a pronti di cui rappresenta circa il 2% ed ancor più se confrontata con i volumi scambiati sui mercati a termine regolamentati esteri. Tale crescita, seppur ridotta rispetto alla dimensione del mercato a pronti, rappresenta comunque un importante segnale di vitalità del mercato, che oggi raccoglie quasi la metà dei volumi scambiati sul mercato

¹² Fonte: dati dei principali broker europei.

finanziario IDEX (15,4 TWh), ed evidenzia una significativa controtendenza rispetto al calo del 2,6% registrato da questi ultimi. Il maggiore accesso al mercato da parte degli operatori è stato favorito, a partire da novembre 2009, dalle importanti novità introdotte su MTE, che vanno dall'ampliamento dei contratti offerti, con l'aggiunta di quelli trimestrali e annuali (sia *baseload* che *peakload*), all'introduzione di un sistema di marginazione a copertura parziale delle posizioni assunte basato su fidejussioni e/o contanti, integrato con gli altri mercati gestiti dal GME. Restano tuttavia delle potenzialità di sviluppo non ancora pienamente sfruttate a causa di una serie di ragioni che possono essere così sintetizzate:

- il mercato è relativamente giovane ed è partito più tardi rispetto alle altre principali piattaforme che offrono prodotti analoghi;
- le principali modifiche alla microstruttura, in particolare la riduzione dei margini¹³, sono state introdotte da pochi mesi e non hanno ancora avuto modo di dispiegare per intero i loro benefici effetti sulla liquidità;
- MTE, soggetto alle regole del dispacciamento come stabilito dalla normativa vigente, è riservato agli operatori titolati a registrare contratti su PCE ed ha quindi natura puramente fisica¹⁴; questo rende poco agevole l'accesso da parte degli operatori finanziari, i quali notoriamente apportano un forte contributo in termini di liquidità;
- il mercato è al momento ancora poco integrato con i principali circuiti di negoziazione utilizzati dai *trader*, che favoriscono l'operatività su più mercati nazionali contemporaneamente anche al fine di sfruttare eventuali opportunità di arbitraggio che dovessero emergere.

Gli operatori che hanno concluso contratti su MTE sono stati 8 e a livello mensile si è notata una certa volatilità nei livelli di attività, che sono stati più elevati nei mesi di febbraio (119 negoziazioni), marzo e luglio (75 negoziazioni), mentre in gennaio e giugno non si sono verificati scambi (cfr. Tab.C.2.38).

Tab C.2.38 : **Andamento degli scambi su MTE**

Periodo	Volumi		Negoziazioni	N° Operatori Attivi		
	N° contratti (MW)	Totali (MWh)		N°	Acquisto	Vendita
gen-10	0	0	0	0	0	0
feb-10	297	437.260	119	5	5	6
mar-10	302	549.592	75	4	5	7
apr-10	83	35.222	25	2	2	4
mag-10	221	555.114	31	3	3	6
giu-10	0	0	0	0	0	0
lug-10	905	2.387.975	75	2	4	5
ago-10	10	2.640	1	1	1	2
set-10	240	1.425.185	18	2	4	6
ott-10	1	780	1	1	1	2
nov-10	237	730.176	11	2	4	5
dic-10	70	161.500	4	1	2	3
Totale	2.366	6.285.444	360	8	7	8
gen-11	55	113.850	3	2	1	3
feb-11	610	560.005	23	2	9	10
<i>di cui OTC</i>	<i>380</i>	<i>235.640</i>	<i>6</i>	<i>1</i>	<i>5</i>	<i>6</i>

13 Per un approfondimento su questo punto si rimanda al par. 2.6.2.

14 Per registrare contratti sulla PCE è necessario dimostrare la titolarità a presentare offerte per punti fisici di immissione e/o prelievo.

In termini di volumi, se il primo semestre ha visto concentrarsi l'attività su scadenze più brevi, a partire da luglio si è assistito a uno spostamento verso i contratti con periodo di consegna annuale e a un aumento dei quantitativi sottostanti a ogni singola negoziazione. Ciò è attribuibile in parte a fattori stagionali, visto l'approssimarsi del periodo in cui gli operatori cominciano ad approvvigionarsi (lato consumo) di energia e a collocare (lato offerta) la produzione relativa all'anno seguente e in parte alla diminuzione dei margini richiesti su MTE, i quali hanno ovviamente un impatto maggiore sui contratti con periodo di consegna più lungo. Si noti come nel solo mese di luglio sono stati scambiati circa 2,4 TWh, che hanno rappresentato il 38% dei volumi complessivi annuali (cfr. Tab.C.2.39).

Per quanto riguarda l'inizio del 2011, nel primo bimestre sono state registrate 26 negoziazioni per complessivi 0,673 TWh (+54,1% su base tendenziale) che, analogamente a quanto avvenuto nello stesso periodo dell'anno precedente, si sono concentrate su contratti mensili e trimestrali.

Le principali tendenze emerse con riferimento all'utilizzo di MTE da parte degli operatori possono essere sintetizzate nel modo seguente:

- in linea con quello che ci si potrebbe attendere per un mercato fisico, la componente di puro *trading*, con l'eccezione dei mesi di febbraio e marzo, è risultata assente oltre che per i contratti a breve periodo di scadenza anche per quelli annuali sia *baseload* che *peakload* (cfr. Tab.C.2.40);
- stanno emergendo segnali che sembrerebbero indicare come tra gli operatori stia aumentando la consapevolezza dell'importanza di una corretta gestione del rischio di controparte. A febbraio 2011, per la prima volta da quando è operativo MTE, sono state registrate, a fini di *clearing* e *settlement*, sei negoziazioni per complessivi 0,235 TWh, concluse OTC;
- l'anticipo medio delle transazioni registrate su MTE rispetto all'inizio del periodo di consegna dei contratti scambiati è variato da un minimo di 1 (agosto e dicembre) a un massimo di 3,8 mesi (maggio). Il valore di tale indicatore è invece salito nei primi due mesi del 2011 attestandosi a 5 in gennaio e 4,7 in febbraio, dato che sembra confermare l'allungamento dell'orizzonte temporale di riferimento dei partecipanti al mercato.

Andamento degli scambi su MTE per mese di negoziazione Tab C.2.39

Periodo	Contratti Mensili			Contratti Trimestrali			Contratti Annuali			Anticipo*
	N° Negoz.	N° contratti MW	Totali MWh	N° Negoz.	N° contratti MW	Totali MWh	N° Negoz.	N° contratti MW	Totali MWh	Mesi
gen-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ns
feb-10	23	100	52.720	93	182	253.140	3	15	131.400	3,2
mar-10	22	137	41.064	47	129	193.168	6	36	315.360	2,8
apr-10	19	67	16.884	6	16	18.338	0	0	0	1,8
mag-10	17	108	55.080	6	53	87.234	8	60	412.800	3,8
giu-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	ns
lug-10	44	520	247.820	12	175	300.555	19	210	1.839.600	3,3
ago-10	1	10	2.640	0	0	0	0	0	0	1
set-10	8	60	17.585	0	0	0	10	180	1.407.600	2,7
ott-10	0	0	0	1	1	780	0	0	0	6
nov-10	0	0	0	2	7	12.576	9	230	717.600	2,5
dic-10	0	0	0	3	60	73.900	1	10	87.600	1
Totale 2010	134	1.002	433.793	170	623	939.691	56	741	4.911.960	
gen-11	0	0	0	3	55	113.850	0	0	0	5
feb-11	10	460	293.470	13	150	266.535	0	0	0	4,7
<i>di cui OTC</i>	6	380	235.640	0	0	0	0	0	0	1

* Lag temporale medio (ponderato per il N° delle negoziazioni) tra il mese di negoziazione e quello di inizio del periodo di consegna

Tab C.2.40 MTE: evoluzione dei volumi scambiati e delle posizioni aperte sui contratti annuali (consegna 2011)

	N° contratti Baseload			N° contratti Peakload		
	Negoziati*	Pos. Aperte#	Rapporto**	Negoziati*	Pos. Aperte#	Rapporto**
gen-10	0	0	ns	0	0	ns
feb-10	15	15	1,00	0	0	ns
mar-10	51	51	1,00	0	0	ns
apr-10	51	51	1,00	0	0	ns
mag-10	91	91	1,00	20	20	1,00
giu-10	91	91	1,00	20	20	1,00
lug-10	301	301	1,00	20	20	1,00
ago-10	301	301	1,00	20	20	1,00
set-10	451	451	1,00	50	50	1,00
ott-10	451	451	1,00	50	50	1,00
nov-10	451	451	1,00	280	280	1,00
dic-10	461	461	1,00	280	280	1,00

* il dato è progressivo e include tutti i contratti negoziati entro la fine del mese considerato

il dato indica il numero delle posizioni aperte alla fine del mese considerato

** è il rapporto tra contratti negoziati e posizioni aperte. Se > 1 indica l'esistenza di attività di trading

E' interessante rilevare come su IDEX la ripartizione degli scambi per periodo di consegna abbia subito un'evoluzione opposta a quella prima descritta che si è manifestata su MTE; è emersa, infatti, una tendenza da parte degli operatori a ridurre il proprio orizzonte temporale, ricorrendo in misura maggiore ad IDEX al fine di apportare aggiustamenti al proprio portafoglio energia in prossimità dell'inizio del periodo di consegna; ciò a scapito della gestione delle posizioni a lungo termine al cui fine dovrebbero essere utilizzati i contratti annuali. La struttura per periodo di scadenza degli scambi mostra, infatti, un aumento significativo dei volumi che hanno riguardato i contratti mensili (+35,4%), una sostanziale tenuta di quelli trimestrali (+0,2%) e una flessione (-9,9%) di quello annuale, che tradizionalmente ha il peso più consistente (cfr. Tab.C.2.41).

Tab C.2.41 Volumi di contrattazione su IDEX per tipologia contrattuale (dati in MWh)

Contratti	I Trim. 2010	II Trim 2010	III Trim 2010	IV Trim 2010	Totale	Diff. % annua
Mensili	301.377	678.000	644.570	882.806	2.506.753	35,4%
Trimestrali	747.695	1.266.405	881.282	229.165	3.124.547	0,2%
Annuali	1.357.800	3.565.320	2.487.840	2.365.200	9.776.160	-9,9%
Totale	2.406.872	5.509.725	4.013.692	3.477.171	15.407.460	

Fonte: Elaborazione GME su dati Borsa Italiana

Questo fenomeno potrebbe essere stato favorito anche dalla minore onerosità nella gestione della liquidità collegata ai contratti mensili rispetto a quelli con periodo di consegna più lungo, in virtù del meccanismo giornaliero di adeguamento dei margini in contanti (*mark to market*) che vige su IDEX.

Per quanto riguarda le quotazioni, su MTE il campo di variazione dei prezzi di negoziazione e di quelli di controllo¹⁵ si è andato progressivamente riducendo, seppur con qualche eccezione (es. contratto per consegna ottobre 2010 sia *baseload* che *peakload*), per tutte le scadenze e i profili di consegna (cfr. Tab.C.2.42 e Tab.C.2.43). Ciò è avvenuto anche in risposta all'andamento della volatilità sui mercati a pronti, che in corso d'anno è risultata piuttosto ridotta evidenziando un *trend* ribassista.

Una parziale inversione di tendenza sembra invece cominciare a manifestarsi per i periodi di consegna più lontani (es. terzo e quarto trimestre 2011 con profilo *baseload*).

¹⁵ I prezzi di negoziazione fanno riferimento ai contratti effettivamente conclusi sul mercato, mentre quelli di controllo vengono calcolati giornalmente, anche in assenza di scambi, e sono utilizzati per valutare la capienza delle garanzie fornite dagli operatori.

Da un punto di vista strutturale infine si nota, *ceteris paribus*, una maggiore variabilità dei prezzi per i contratti con periodo di consegna più lunga, come sarebbe lecito attendersi in virtù del periodo di negoziazione maggiore (12 mesi per i trimestrali e annuali, contro i 3 mesi dei contratti mensili).

Andamento dei prezzi su MTE per i contratti *baseload* Tab C.2.42

Prodotto	Periodo di negoziazione			Prezzo di negoziazione			Prezzo di controllo			
	Inizio	Fine	Sedute	Max	Min	Medio Pond.	Max	Min	Medio	Ultimo
BL-M-2009-12	02-11-09	27-11-09	20	60,50	58,00	59,10	74,75	58,00	64,25	58,00
BL-M-2010-01	02-11-09	29-12-09	40	-	-	-	78,75	63,97	67,97	63,97
BL-M-2010-02	02-11-09	28-01-10	60	-	-	-	66,16	62,85	64,51	62,85
BL-M-2010-03	30-11-09	25-02-10	60	60,50	59,20	59,93	60,51	57,63	59,95	59,30
BL-M-2010-04	30-12-09	30-03-10	63	59,90	59,00	59,60	63,00	59,00	59,85	60,00
BL-M-2010-05	29-01-10	29-04-10	63	59,80	59,00	59,30	63,00	59,00	60,22	63,00
BL-M-2010-06	26-02-10	28-05-10	64	64,65	63,00	63,56	67,00	60,37	63,95	63,30
BL-M-2010-07	31-03-10	29-06-10	63	77,80	77,80	77,80	77,80	70,00	71,39	70,50
BL-M-2010-08	30-04-10	29-07-10	65	68,30	66,80	67,45	68,98	66,90	68,86	66,90
BL-M-2010-09	31-05-10	30-08-10	66	-	-	-	73,35	69,75	71,72	69,75
BL-M-2010-10	30-06-10	29-09-10	66	71,10	63,10	68,85	72,25	65,00	67,98	65,60
BL-M-2010-11	30-07-10	28-10-10	65	-	-	-	70,97	66,70	69,89	66,70
BL-M-2010-12	31-08-10	29-11-10	64	-	-	-	71,56	65,50	68,30	65,50
BL-M-2011-01	30-09-10	29-12-10	63	-	-	-	69,75	69,75	69,75	69,75
<i>BL-M-2011-02</i>	<i>29-10-10</i>	<i>30-12-10</i>	43	-	-	-	66,32	66,32	66,32	66,32
<i>BL-M-2011-03</i>	<i>30-11-10</i>	<i>30-12-10</i>	22	-	-	-	64,90	61,81	64,48	64,90
BL-Q-2010-01	02-11-09	28-12-09	39	-	-	-	70,50	62,43	65,43	65,50
BL-Q-2010-02	02-11-09	29-03-10	102	60,70	59,90	60,34	63,00	59,45	61,75	61,05
BL-Q-2010-03	02-11-09	28-06-10	165	72,50	65,95	66,78	72,50	66,00	68,77	70,77
BL-Q-2010-04	02-11-09	28-09-10	231	72,20	66,10	70,17	72,25	66,10	69,15	67,85
BL-Q-2011-01	29-12-09	28-12-10	255	73,10	67,40	71,06	74,00	65,95	70,23	67,01
<i>BL-Q-2011-02</i>	<i>30-03-10</i>	<i>30-12-10</i>	194	-	-	-	68,00	63,00	65,03	63,00
<i>BL-Q-2011-03</i>	<i>29-06-10</i>	<i>30-12-10</i>	131	63,5	63,5	63,5	74,00	63,50	70,63	70,01
<i>BL-Q-2011-04</i>	<i>29-09-10</i>	<i>30-12-10</i>	65	-	-	-	70,35	67,00	69,59	69,60
BL-Y-2010	02-11-09	28-11-09	39	63,90	63,90	63,90	68,00	66,01	66,73	66,01
BL-Y-2011	29-12-09	28-12-10	255	70,25	67,10	68,79	72,80	65,90	69,10	67,42

In corsivo i contratti in negoziazione al 28 febbraio 2011

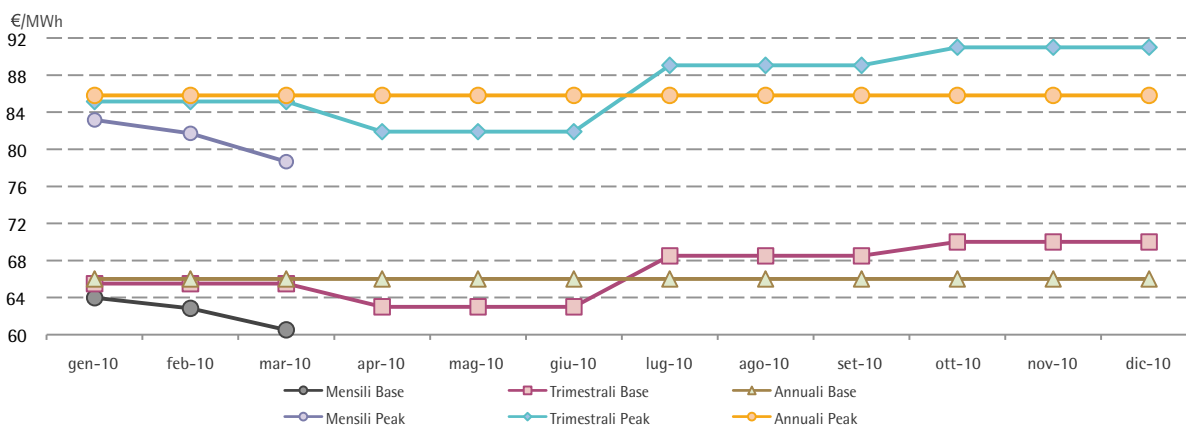
Tab C.2.43 Andamento dei prezzi su MTE per i contratti *peakload*

Prodotto	Periodo di negoziazione			Prezzo di negoziazione			Prezzo di controllo			
	Inizio	Fine	Sedute	Max	Min	Medio Pond.	Max	Min	Medio	Ultimo
PL-M-2009-12	02-11-09	27-11-09	20	84,50	79,00	81,55	97,18	79,00	85,28	79,00
PL-M-2010-01	02-11-09	29-12-09	40	-	-	-	102,38	83,16	88,36	83,16
PL-M-2010-02	02-11-09	28-01-10	60	-	-	-	86,41	81,71	83,90	81,71
PL-M-2010-03	30-11-09	25-02-10	60	72,70	71,50	72,34	78,66	71,50	77,37	72,40
PL-M-2010-04	30-12-09	30-03-10	63	72,60	70,00	71,31	81,90	70,00	75,81	70,00
PL-M-2010-05	29-01-10	29-04-10	63	72,85	70,10	71,26	77,81	70,10	73,51	70,10
PL-M-2010-06	26-02-10	28-05-10	64	77,00	72,20	74,59	78,48	72,20	75,73	74,20
PL-M-2010-07	31-03-10	29-06-10	63	-	-	-	91,03	87,50	90,02	87,50
PL-M-2010-08	30-04-10	29-07-10	65	82,50	80,40	81,33	89,67	80,02	86,51	80,40
PL-M-2010-09	31-05-10	30-08-10	66	85,60	85,60	85,60	85,60	81,20	84,04	85,60
PL-M-2010-10	30-06-10	29-09-10	66	84,60	75,25	80,72	93,93	75,25	81,27	75,25
PL-M-2010-11	30-07-10	28-10-10	65	-	-	-	83,00	83,00	83,00	83,00
PL-M-2010-12	31-08-10	29-11-10	64	-	-	-	89,70	76,00	84,10	76,00
PL-M-2011-01	30-09-10	29-12-10	63	-	-	-	80,91	80,91	80,91	80,91
PL-M-2011-02	29-10-10	30-12-10	43	-	-	-	76,93	76,93	76,93	76,93
PL-M-2011-03	30-11-10	30-12-10	22	-	-	-	78,22	75,28	75,68	75,28
PL-Q-2010-01	02-11-09	28-12-09	39	-	-	-	91,65	81,09	85,05	85,15
PL-Q-2010-02	02-11-09	29-03-10	102	78,25	72,00	74,56	81,90	72,71	79,00	72,98
PL-Q-2010-03	02-11-09	28-06-10	165	87,35	87,30	87,33	89,05	85,40	88,15	85,40
PL-Q-2010-04	02-11-09	28-09-10	231	87,65	85,70	86,40	91,00	80,88	86,96	80,88
PL-Q-2011-01	29-12-09	28-12-10	255	79,50	78,73	78,87	90,99	77,64	86,79	77,64
PL-Q-2011-02	30-03-10	30-12-10	194	-	-	-	85,15	73,00	78,98	73,00
PL-Q-2011-03	29-06-10	30-12-10	131	-	-	-	96,20	77,35	83,69	81,21
PL-Q-2011-04	29-09-10	30-12-10	65	-	-	-	85,42	81,61	81,73	81,61
PL-Y-2010	02-11-09	28-11-09	39	-	-	-	88,40	85,81	86,76	85,81
PL-Y-2011	29-12-09	28-12-10	255	88,90	77,60	79,35	90,79	78,11	85,36	78,38

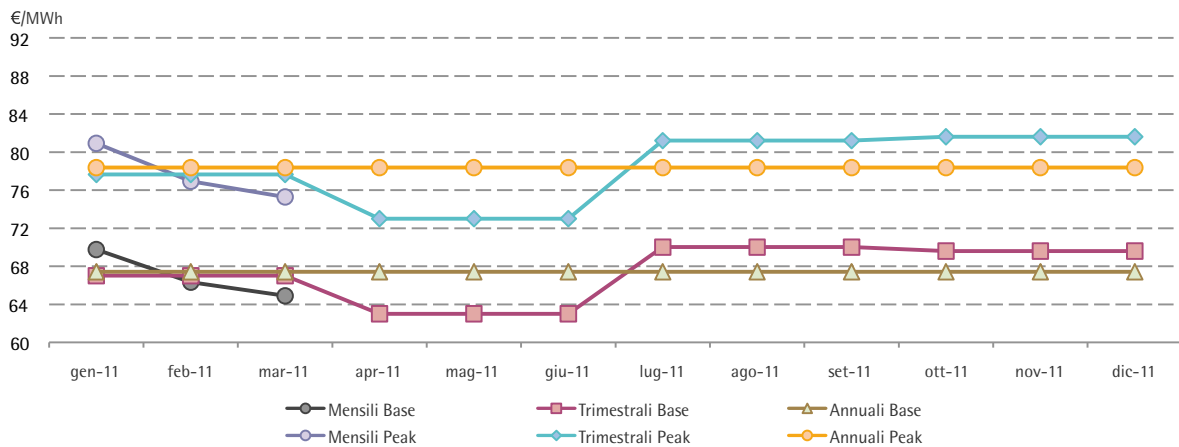
In corsivo i contratti in negoziazione al 28 febbraio 2011

La curva *forward*, tra fine 2009 e fine 2010, si è profondamente modificata essendosi verificato un aumento delle quotazioni dei contratti *baseload* che è risultato piuttosto marcato per i contratti mensili e per quello relativo al I° trimestre. Parallelamente i contratti *peakload* hanno avuto un andamento opposto, con riduzioni che sono state molto consistenti sia per i contratti trimestrali (dai 7,51 €/MWh per il I° trimestre ai 9,39 €/MWh per il IV° trimestre) che per quello annuale, sceso da 85,81 a 78,38 €/MWh. Ne è derivata una consistente riduzione del differenziale tra prezzi di base e di picco, che risulta evidente dalla seguente Fig.C.2.47.

Fig C.2.47 Curva *forward* di MTE al 28 dicembre 2009



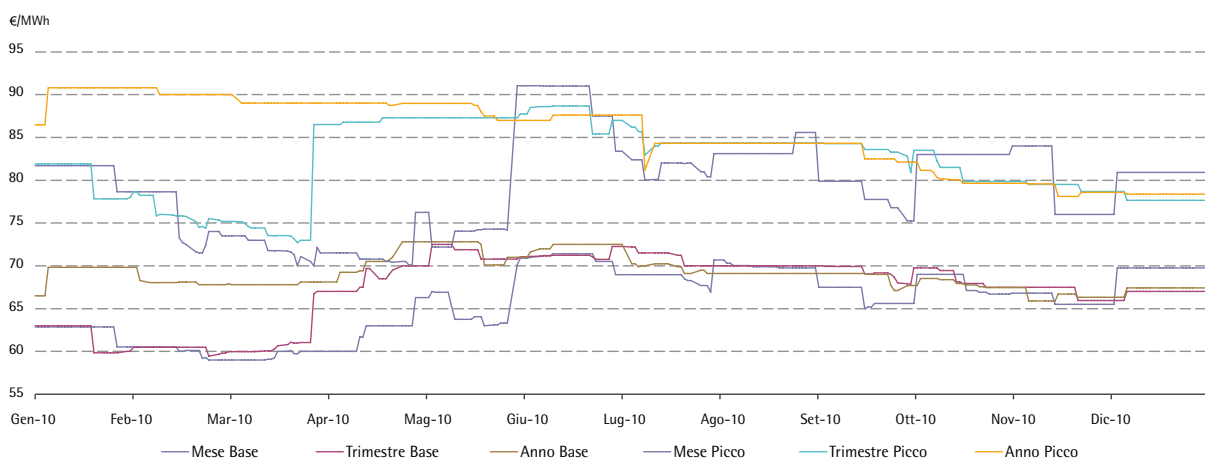
Curva forward di MTE al 28 dicembre 2010 Fig C.2.48



A livello grafico si evidenzia inoltre la contrazione, in termini relativi, dei prezzi del II° trimestre rispetto a quelli del I° trimestre, cosa che ne ha fatto crescere il differenziale riportandolo su livelli maggiormente in linea con quelli che ci si dovrebbe aspettare a causa delle ciclicità stagionali che, sebbene nel 2010 siano risultate meno marcate che in passato, continuano a caratterizzare le quotazioni spot, in risposta all'andamento dei consumi nazionali di energia elettrica. Si tratta di un elemento da non sottovalutare, in quanto sembra testimoniare l'aumentata efficienza del mercato e la sua capacità di fornire segnali di prezzo attendibili.

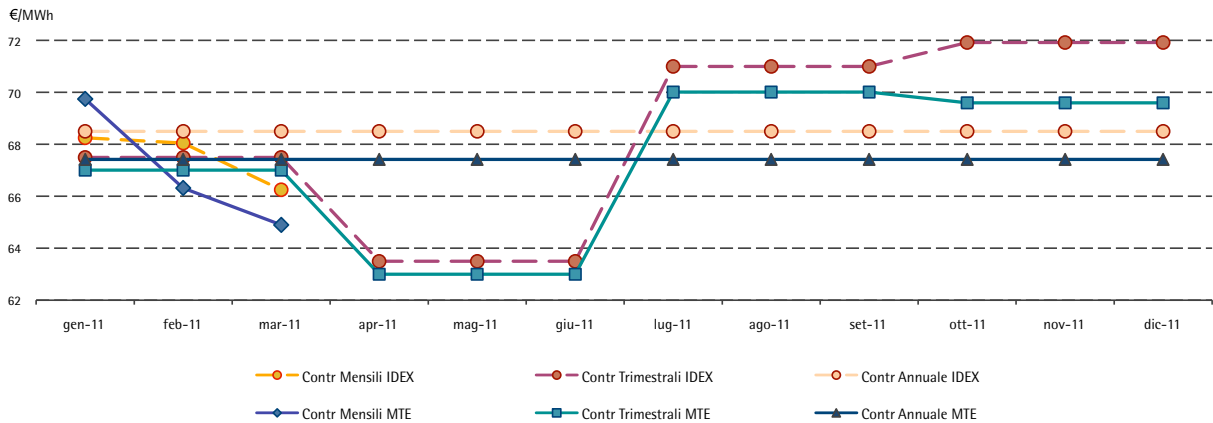
L'analisi dinamica sull'andamento dei prezzi, per ogni tipologia di prodotto, rende ancor più evidente la progressiva riduzione del differenziale tra i prezzi *baseload* e *peakload*, fenomeno peraltro in linea con quanto verificatosi sul mercato a pronti (cfr. Fig.C.2.49).

Evoluzione dei prezzi di controllo (front month, front quarter e front year) su MTE nel 2010 Fig C.2.49



Non emergono inoltre significative discrepanze con l'andamento della curva *forward* del mercato IDEX (Fig.C.2.50), le quali sono dovute alle già sottolineate differenze strutturali che caratterizzano i due mercati e comunque rimangono comprese all'interno dei *bid-ask* presenti sui rispettivi *book* di negoziazione.

Fig C.2.50: Curva forward MTE al 28 dicembre e IDEX al 27 dicembre 2010



Fonte: Elaborazione GME su dati Borsa italiana

Il sostanziale allineamento tra i due mercati viene confermato dal fatto che la correlazione tra i prezzi, per tutti i prodotti che abbiano registrato una certa liquidità, risulta molto elevata, raggiungendo un massimo di 0,94 per il contratto mensile di dicembre 2010. Inoltre il differenziale medio giornaliero di prezzo non ha mai superato 1,69 €/MWh (cfr. Tab.C.2.44).

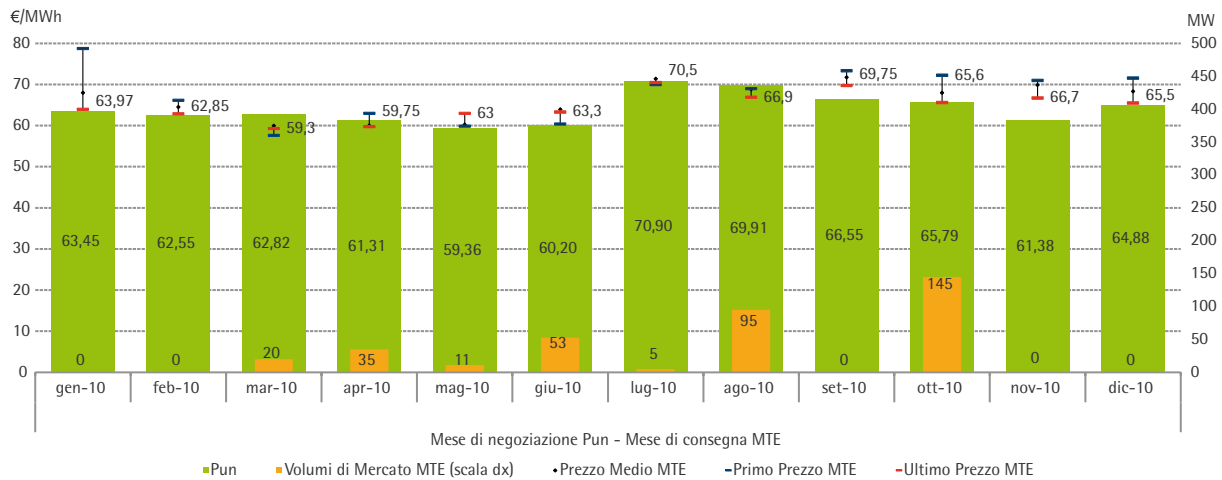
Tab C.2.44: Correlazione tra i prezzi su MTE e IDEX (periodo agosto-dicembre 2010)

Contratti Baseload	Numero Sedute	Correlazione	Δ giorn. Medio (€/MWh)
BL-M-2010-09	21	-0,31	0,32
BL-M-2010-10	43	0,65	0,51
BL-M-2010-11	64	0,88	0,60
BL-M-2010-12	63	0,94	1,61
BL-M-2011-01	62	0	1,69
BL-M-2011-02	42	0	-0,66
BL-M-2011-03	21	0,03	-1,19
BL-Q-2010-04	41	0,82	1,09
BL-Q-2011-01	104	0,91	0,98
BL-Q-2011-02	107	0,51	0,75
BL-Q-2011-03	107	0,55	-0,23
BL-Q-2011-04	66	0,18	-0,15
BL-Y-2011	104	0,78	-0,01

Fonte: GME e Borsa Italiana

Infine si deve constatare come i prezzi registrati su MTE possano essere considerati dei buoni indicatori delle quotazioni a pronti. Con riferimento ai contratti mensili *baseload*, il differenziale tra l'ultimo prezzo osservato nel periodo di negoziazione e il PUN realizzato è stato pari in media a 0,36 €/MWh, con un massimo di 4,37 €/MWh a novembre e un minimo a -3,57 €/MWh a marzo (cfr. Fig.C.2.51).

Confronto tra i prezzi mensili a pronti (PUN) e a termine (MTE) Fig C.2.51



2.6.2 Evoluzione del sistema di garanzia su MTE

Il significativo sviluppo degli scambi su MTE, come accennato in precedenza, è in buona parte attribuibile alle novità introdotte a novembre 2009 nella microstruttura del mercato. Un ruolo fondamentale è stato svolto dal nuovo sistema di garanzia, che ai fini della gestione del rischio utilizza tre parametri, determinati sulla base della volatilità delle quotazioni e della correlazione esistente tra i prezzi dei vari contratti offerti:

- α che ha la funzione di coprire, in caso di movimenti avversi delle quotazioni, l'esposizione delle posizioni nette in capo agli operatori. In una prima fase il parametro era stato fissato al 40% per i contratti *baseload* e al 50% per quelli *peakload*. A partire dal 9 aprile 2010, come si evince dalla tabella sottostante, è stata adottata una struttura più complessa che ha portato da un lato a una generale riduzione del rapporto di copertura, finalizzata a rendere meno oneroso il sistema di garanzia per gli operatori, e dall'altro a tener conto della struttura a termine della volatilità delle quotazioni che, *ceteris paribus*, tende a crescere con l'avvicinarsi dell'inizio del periodo di consegna.

Parametro α in vigore dal 9/4/2010 su MTE Tab C.2.45

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

- β che tiene conto della correlazione esistente tra i prezzi dei contratti *baseload* e *peakload* e quindi rappresenta un fattore di sconto (pari al 70%) applicato ai margini richiesti su posizioni di segno opposto detenute dagli operatori su tali contratti aventi il medesimo periodo di consegna;
- γ che è del tutto analogo al precedente e rappresenta un fattore di sconto (70%) applicato alle posizioni di segno opposto detenute su contratti *baseload* e *peakload* con diverso periodo di consegna.

2.6.3 La CDE

Il 26 novembre 2009 in attuazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 nel quale erano presenti disposizioni mirate a integrare le attività svolte da MTE e IDEX, è stata introdotta la possibilità per gli operatori elettrici di richiedere la consegna fisica dei contratti conclusi sul mercato finanziario. A tal fine il GME ha aderito, in qualità di partecipante qualificato, al sistema di compensazione e regolamento della CC&G, con la quale ha assunto l'impegno di regolare i margini di variazione e il differenziale per contanti derivanti dai contratti per i quali sia stata esercitata l'opzione di consegna fisica. Mentre per quanto riguarda gli operatori elettrici il GME ne registra le posizioni in consegna sulla PCE e regola con loro le partite economiche da esse derivanti secondo le tempistiche tipiche del mercato elettrico.

L'obiettivo di tale meccanismo, che ha richiesto la creazione di una piattaforma dedicata ovvero la CDE (Consegna Derivati Energia), era quello di rendere meno onerosa la partecipazione degli operatori elettrici al mercato finanziario nonché di fornire un ulteriore strumento di flessibilità a loro disposizione per la gestione efficiente del rischio di mercato e di controparte. A tal fine il GME è intervenuto facendosi carico di sterilizzare i rischi connessi allo sfasamento temporale che caratterizza il ciclo di regolazione dei pagamenti sul mercato finanziario e sul sottostante mercato fisico.

Dopo oltre un anno di funzionamento deve purtroppo rilevarsi come il ricorso degli operatori all'opzione di consegna fisica sia stato particolarmente modesto e al di sotto delle aspettative, in quanto sulla CDE, come si evince dalla tabella successiva (Tab.C.2.46), sono state registrate solo due operazioni per complessivi 97.392 MWh, una quota del tutto marginale rispetto ai volumi liquidati per contanti su IDEX.

Tab C.2.46 Registrazioni su CDE derivanti dall'esercizio dell'opzione di consegna fisica su IDEX

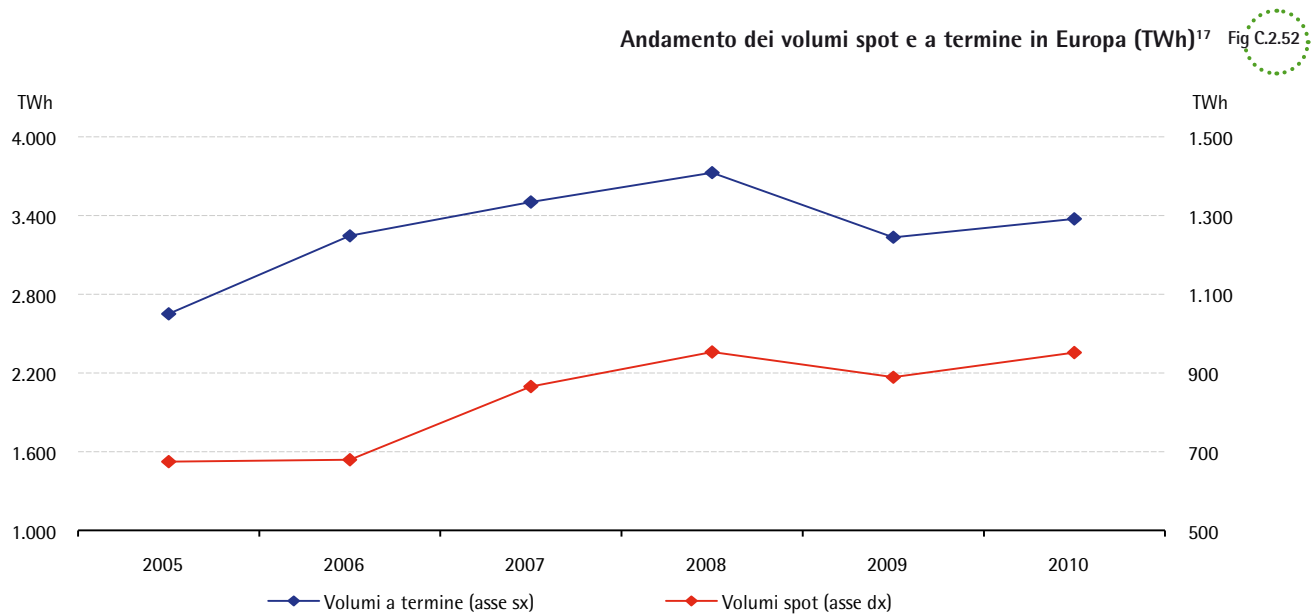
Data di Registrazione	Mese di Consegna	Segno	N° Contratti	Volumi (MWh)	Prezzo di Registrazione (€/MWh)	CTV (€) Contratti Registrati	Valore PUN (€/MWh)	Differenziale PUN-Prezzo Reg. (€/MWh)	Saldo CTV Posizione Reg. (€)
27-gen-10	Feb 2010	Acquisto	1	672	60,38	40.575	62,55	2,17	1.458
28-giu-10	Lug 2010	Acquisto	130	96.720	69,03	6.676.582	70,90	1,87	180.866
Totale			131	97.392		6.717.157			182.325

2.7 Confronti internazionali¹⁶

In Europa nel 2010 il moderato incremento dei volumi circolati complessivamente sulle borse ha segnalato una lieve ripresa delle attività sui principali mercati spot e a termine dell'elettricità, dopo il brusco calo subito dalle contrattazioni nel corso del 2009. L'operatività degli *exchange* è tornata quindi a crescere, mantenendo tuttavia ritmi leggermente inferiori a quelli registrati nella fase di piena espansione, interrotta dalla crisi economica nel 2009.

In linea con l'evoluzione storica, l'ammontare totale degli scambi ha seguito, anche nel 2010, andamenti analoghi sulle due tipologie di mercato, favorendo un ritorno delle transazioni *day-ahead* ai livelli record del 2008 (+7%) e un più modesto recupero delle negoziazioni futures (+4%), rimaste inferiori ai valori del 2007 (Fig.C.2.52).

A tal proposito si sottolinea che il dato relativo ai mercati a pronti appare comunque fortemente condizionato dall'impennata degli scambi registrata in area tedesca (+52%), dove per legge sono confluiti in borsa i volumi prodotti dagli impianti a fonte rinnovabile (Fig.C.2.53, Tab.C.2.47).



Tuttavia, a fronte di una tendenza complessivamente rialzista, l'analisi del dato a livello nazionale porta alla luce dinamiche locali spesso differenti e tra loro divergenti.

In effetti nel 2010, focalizzando l'attenzione sui mercati più capienti, segnali evidenti di una ripresa delle contrattazioni sono emersi esclusivamente sulle borse che insistono sulle aree tedesca e scandinava, alle quali risulta peraltro riconducibile la quota prevalente dei volumi spot e futures scambiati in Europa. In particolare, l'aumento delle negoziazioni si è rivelato particolarmente deciso in Germania sia sul mercato spot, per i motivi già menzionati, sia sul mercato dei derivati (+18%), seguendo invece dinamiche più contenute nella regione scandinava, dove, a fronte di una debole flessione negli scambi a termine (-3%), l'incremento fatto segnare sul mercato *day-ahead* ha riportato i volumi di Nord Pool ai massimi storici del 2008 (+5%).

Diversa appare, d'altro canto, la situazione nell'area mediterranea, in cui, facendo riferimento ai più maturi mercati spot, il trend ribassista avviatosi nel 2009 si è protratto per tutto il 2010, alimentato da una domanda nazionale che

¹⁶ I dati per paese relativi a questa sezione fanno riferimento a prezzi e volumi comunicati dalle seguenti borse:

- Area scandinava: Nord Pool (spot), Nasdaq OMX (a termine)
- Germania: EPEX (spot), EEX (a termine)
- Francia: EPEX (spot), EEX (a termine)
- Italia: GME (spot), GME e Borsa Italiana (a termine)
- Spagna: Omel (spot), OMIP (a termine)

¹⁷ I volumi sono calcolati come somma delle quantità circolate sulle borse elencate alla nota 16.

stenta a ripartire e, nel caso italiano, dal crescente ricorso a canali OTC messo in atto dall'AU per la realizzazione della propria strategia di approvvigionamento (Fig.C.2.54, Tab.C.2.48).

Fig C.2.53 Volumi scambiati sui mercati a termine delle principali borse europee (TWh)

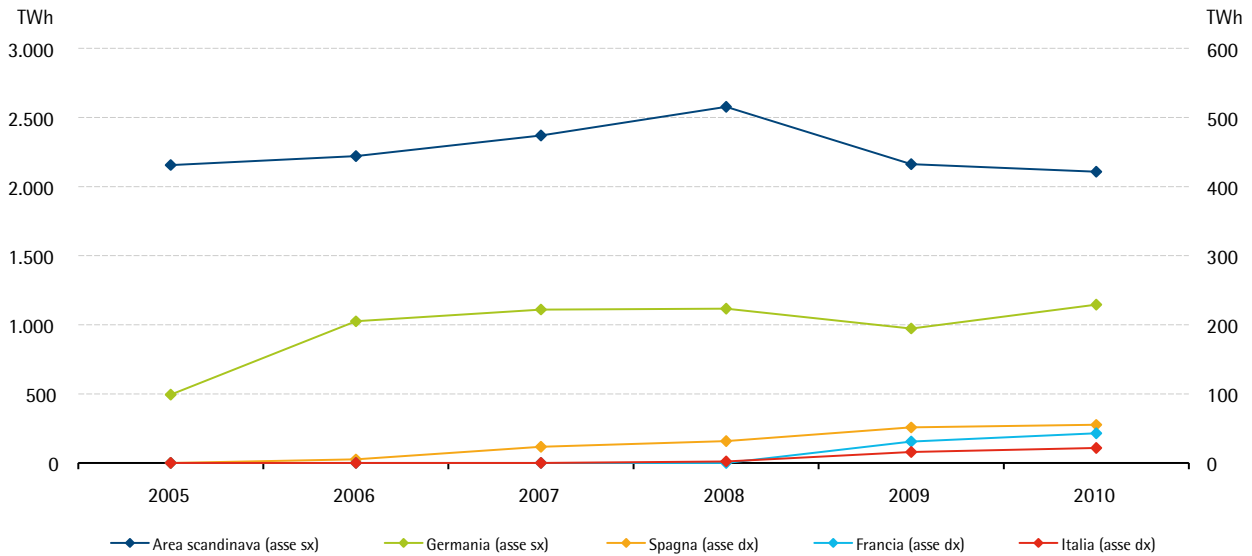
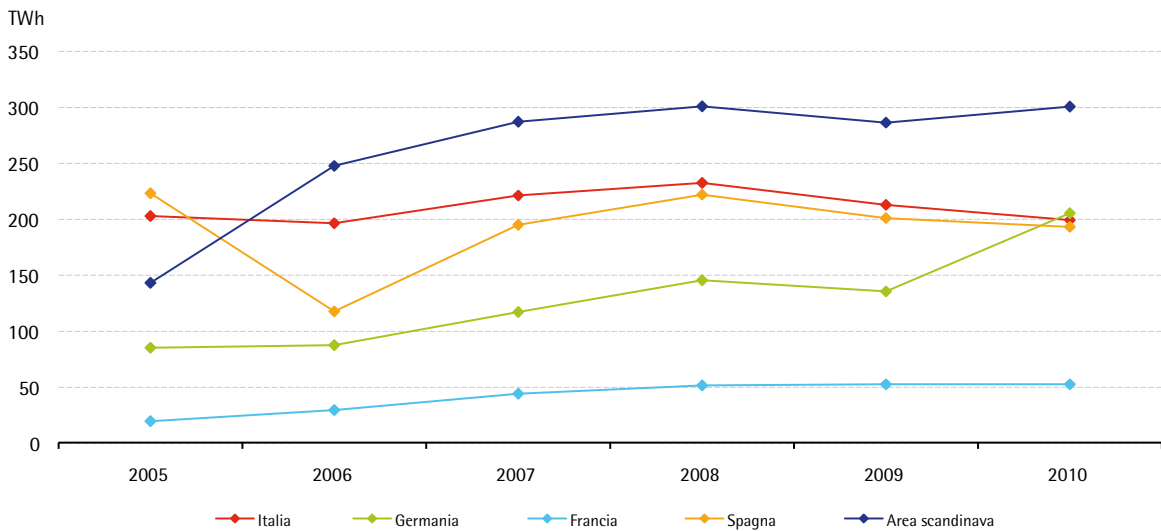


Fig C.2.54 Volumi scambiati sui mercati spot delle principali borse europee (TWh)



In conseguenza di tali dinamiche, gli scambi in Italia e in Spagna hanno così conosciuto il secondo calo consecutivo (-4/-6%) che li ha portati a toccare livelli prossimi ai rispettivi minimi storici.

Nei due paesi segnali positivi, e in parziale controtendenza con il dato riscontrato sullo spot, giungono invece dai più giovani mercati a termine, la cui attività è risultata nel 2010 in moderata espansione, pur risultando ancora nettamente inferiore all'operatività raggiunta dai corrispondenti mercati a pronti. Nonostante sia assolutamente non confrontabile con quello dei consolidati listini dell'Europa centro-settentrionale, che da soli concentrano più del 95% dei volumi contrattati a termine sul nostro continente, l'ammontare degli scambi sulle borse mediterranee ha rafforzato il suo trend di progressiva crescita, arrivando a toccare i 22 TWh in Italia (considerando sia le quantità circolate sul mercato fisico del GME, sia quelle registrate sul mercato finanziario di Borsa Italiana) e i 55 TWh in

Spagna. In particolare nel nostro paese, al secondo anno completo di operatività dei mercati, le negoziazioni sui derivati si sono attestate sui medesimi livelli raggiunti nei primi anni di attività da Omip, che oggi dopo quattro anni, ha più che raddoppiato quei volumi. In tal senso merita rilevare che il promettente aumento delle quantità circolate sui mercati futures italiani (+36%), pur risultando ancora limitato per la preferenza assegnata dagli operatori a canali di scambio non regolamentati (si veda in proposito il par. C.2.6), si è di fatto concentrato sul mercato con consegna fisica, segnalando una risposta positiva degli operatori agli adeguamenti apportati dal GME, sia in termini di funzionamento che di prodotti offerti.

Volumi annuali sui principali mercati spot europei (TWh) Tab C.2.47

Area di riferimento	2010	Var. 10/09	2009	2008	2007	2006	2005
Italia (GME)	199	-6%	213	233	221	197	203
Germania (EPEX)	206	52%	136	146	117	88	85
Francia (EPEX)	53	0%	53	52	44	30	20
Spagna (OMEL)	193	-4%	201	222	195	118	223
Area scandinava (Nasdaq OMX)	301	5%	286	301	287	248	143

Volumi annuali sui principali mercati a termine europei (TWh) Tab C.2.48

Area di riferimento	2010	Var. 10/09	2009	2008	2007	2006	2005
Italia	22	36%	16	2,3	-	-	-
- mercato fisico (GME)	6	5150%	0	-	-	-	-
- mercato finanziario (Borsa Italiana)	15	-3%	16	2,3	-	-	-
Germania (EEX)	1.146	18%	973	1.116	1.110	1.025	494
Francia (EEX)	43	38%	31	-	-	-	-
Spagna (OMIP)	55	7%	51	32	23	5	-
Area scandinava (Nasdaq OMX)	2.108	-3%	2.162	2.577	2.369	2.220	2.156

Un sostanziale allineamento delle dinamiche evolutive seguite dalle borse è invece emerso nell'analisi delle quotazioni espresse dai mercati elettrici europei spot e a termine, rafforzando la tendenza di fondo consolidatasi negli anni. Su entrambe le tipologie di mercato, infatti, i prezzi nazionali, pur riproducendo in termini di livello le differenze strutturali esistenti tra i sistemi elettrici dei singoli paesi, hanno seguito nel corso dell'ultimo quinquennio andamenti tra loro del tutto simili, a conferma di un elevato grado di interazione e di influenza reciproca.

Il confronto tra le dinamiche intraprese dai prezzi spot e futures ha messo in luce nel tempo una generalizzata efficienza dei mercati a termine, misurata dalla buona capacità di lanciare corretti segnali di prezzo, anticipandone, se non sempre il livello, comunque l'evoluzione futura.

Fig C.2.55 : Andamento storico del prezzo di settlement del prodotto annuale nel suo ultimo giorno di quotazione (€/MWh)

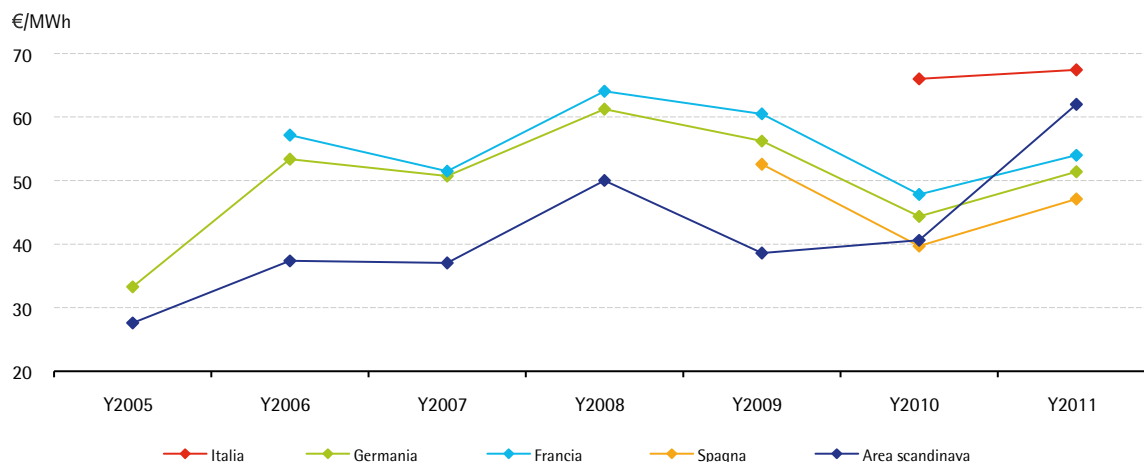
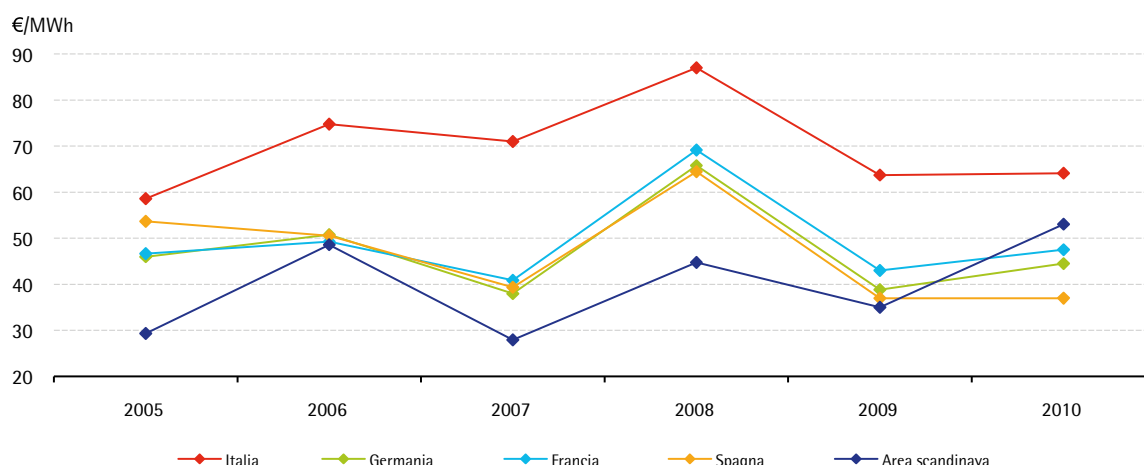


Fig C.2.56 : Andamento storico del prezzo spot sulle principali borse elettriche europee (€/MWh)



In questo contesto nel 2010 i prezzi spot espressi dalle principali borse elettriche europee, pur mantenendosi lontani dai livelli massimi del 2008, sono tornati a mostrare una moderata propensione rialzista, alimentata soprattutto nella parte finale dell'anno dalla progressiva escalation del costo dei combustibili e dalla ripresa della domanda, più intensa in Europa centrale che nell'area mediterranea.

In virtù di queste dinamiche le quotazioni si sono attestate sui 44/51 €/MWh nei mercati gestiti da Epex (+6/15%) e sui 53 €/MWh (+51,5%) su Nord Pool, salita al suo massimo storico per effetto di cause strutturali e non contingenti (Tab.C.2.49).

Tab C.2.49 : Prezzi spot medi annuali sulle principali borse elettriche europee (€/MWh)

Area di riferimento	2010		2009	2008	2007	2006	2005
	Media	Var. tend.	Media	Media	Media	Media	Media
Italia (GME)	64,12	0,6%	63,72	86,99	70,99	74,75	58,59
Germania (EPEX)	44,49	14,5%	38,85	65,76	37,99	50,79	45,98
Francia (EPEX)	47,50	10,4%	43,01	69,15	40,88	49,29	46,67
Area scandinava (NordPool)	53,06	51,5%	35,02	44,73	27,93	48,59	29,33
Spagna (OMEL)	37,01	0,1%	36,96	64,44	39,35	50,53	53,68
PUN-PME	19,03	-20,2%	23,85	20,38	32,24	24,28	12,43

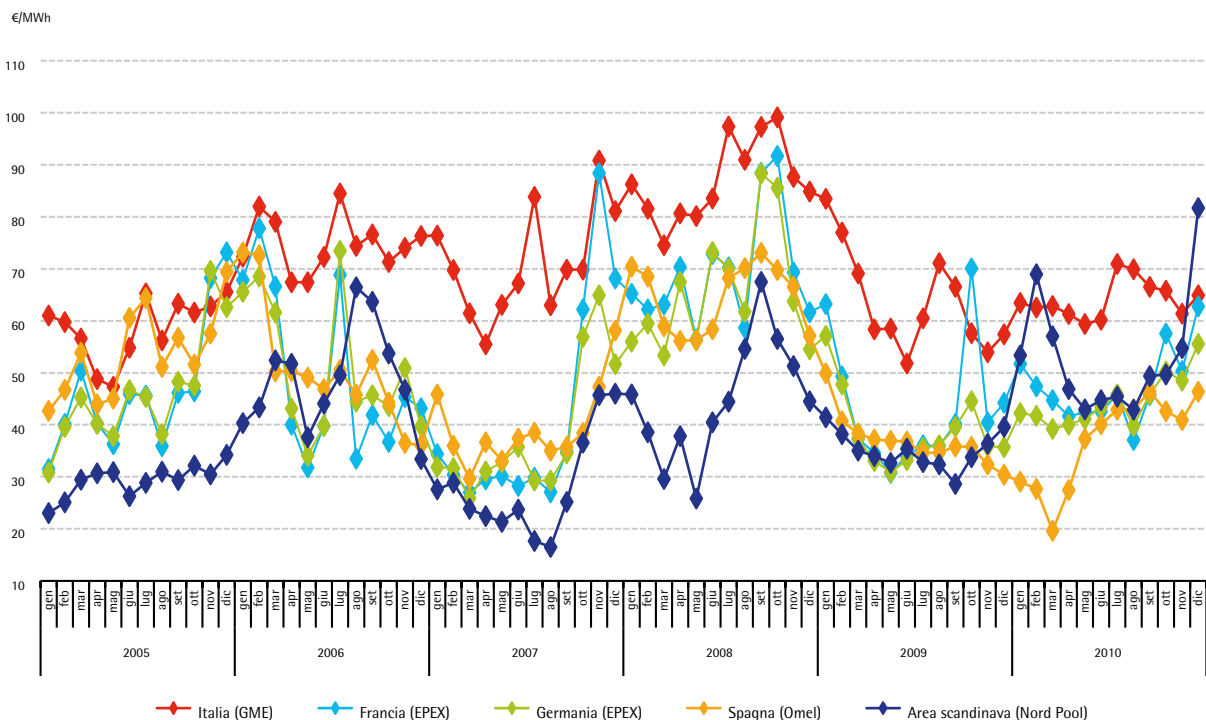
Lo strutturale ritardo osservato nel recepimento delle variazioni del Brent, congiuntamente al crescente eccesso di offerta di base, ha reso assolutamente trascurabile l'impatto del rialzo del greggio sul mercato elettrico italiano, dove il prezzo si è invece confermato sui bassi livelli del 2009 (64,12 €/MWh), manifestando peculiarità che non hanno trovato riscontro sulle altre borse. Particolarmente significative, a tal proposito, sono risultate la drastica diminuzione delle quotazioni nelle ore di picco (-7,6%), che favorisce la convergenza del rapporto picco/fuori picco sui valori continentali (1,42), e l'attenuazione della tipica ciclicità stagionale, ancora ben marcata negli altri paesi e parzialmente rispettata solo nei mesi estivi in Italia (Tab.C.2.50, Fig.C.2.57).

In conseguenza di ciò, tra l'Italia (Pun) e il resto dell'Europa (PME) si è determinata una decisa contrazione del differenziale di prezzo, sceso al minimo storico di 19 €/MWh (-5 €/MWh circa, -20,2%), valore che riflette i maggiori costi di un parco produttivo ancora troppo sbilanciato sulla produzione a gas e in cui residuale, anche se crescente, risulta l'apporto del carbone e delle fonti rinnovabili (Tab.C.2.50).

Prezzi spot medi per gruppi di ore sulle principali borse europee (€/MWh) Tab C.2.50

Anno 2010	Totale		Picco		Fuori picco		Fuori picco lavorativo		Festivo	
	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.	Media	Var. tend.
Italia (GME)	64,12	0,6%	76,77	-7,6%	57,34	7,4%	54,20	12,2%	60,98	2,9%
Germania (EPEX)	44,49	14,5%	55,25	7,2%	38,71	20,7%	40,07	20,4%	37,14	21,0%
Francia (EPEX)	47,50	10,4%	59,29	1,1%	41,17	18,8%	42,09	21,0%	40,11	16,2%
Area scandinava (NordPool)	53,06	51,5%	59,01	53,8%	49,86	50,0%	50,70	51,4%	48,89	48,4%
Spagna (OMEL)	37,01	0,1%	42,08	4,2%	34,28	-2,4%	34,18	-0,3%	34,40	-4,7%
PUN-PME	19,03	-20,2%	20,72	-30,7%	18,12	-12,1%	13,71	-6,2%	23,24	-15,4%

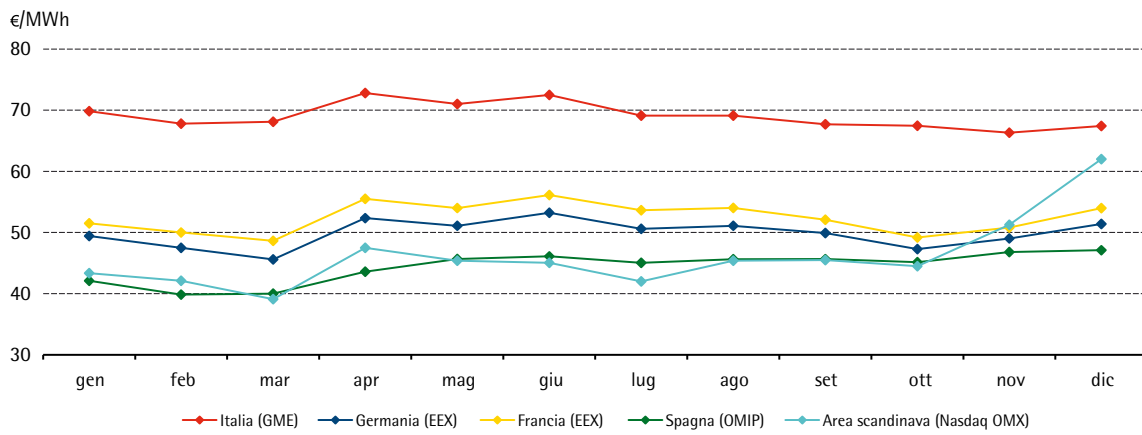
Andamento mensile dei prezzi sulle principali borse europee (€/MWh) Fig C.2.57



Le indicazioni provenienti dai mercati elettrici a termine per il 2011 sembrano muoversi nella direzione di un consolidamento delle tendenze emerse quest'anno sugli spot, confermando il ranking delle borse e segnalando, in un contesto di generale e moderato rialzo delle quotazioni, un'ulteriore riduzione della forbice tra i prezzi italiani e quelli francese e tedesco, passata tra fine marzo e fine dicembre 2010 rispettivamente da 19,5 a 13,3 €/MWh e da 22,5 a 16 €/MWh (Fig.C.2.58).

L'analisi dell'evoluzione mensile del prodotto calendario del 2011 ha mostrato dinamiche sostanzialmente analoghe su tutte le borse, caratterizzate da una ridotta volatilità intra-annuale, interrotta su tutti i mercati dagli aumenti registrati ad aprile e nella parte finale dell'anno, in risposta ai movimenti al rialzo delle quotazioni dei combustibili. L'unica evidente eccezione si è riscontrata sul riferimento scandinavo, in crescita di oltre 15 €/MWh per effetto delle tensioni riscontrate sul prezzo spot.

Fig C.2.58 **Andamento del prezzo di settlement del prodotto annuale 2011 nell'ultimo giorno di quotazione di ciascun mese del 2010 (€/MWh)**



3. I MERCATI DELL'AMBIENTE

3.1 Mercato dei Certificati Verdi (MCV)

Anche nel corso del 2010 è proseguita la crescita del numero di operatori iscritti al Mercato dei Certificati Verdi (MCV): a fine 2010 erano pari a 620, con un incremento di 123 operatori rispetto ai 497 di fine 2009.

La gestione operativa del MCV ha previsto l'organizzazione e la gestione di 49 sessioni del mercato organizzato, durante le quali gli operatori hanno negoziato 2.578.638 CV, con un controvalore totale superiore ai 217 milioni di euro.

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle suddette sessioni di mercato è stato pari a 84,41 €/MWh.

I CV con anno di riferimento 2010 sono stati quelli più scambiati nel corso dell'anno, rappresentando circa il 61% del numero totale di CV negoziati sul mercato organizzato, seguiti dai CV con anno di riferimento 2009, i quali hanno rappresentato circa il 36% dei CV sul totale.

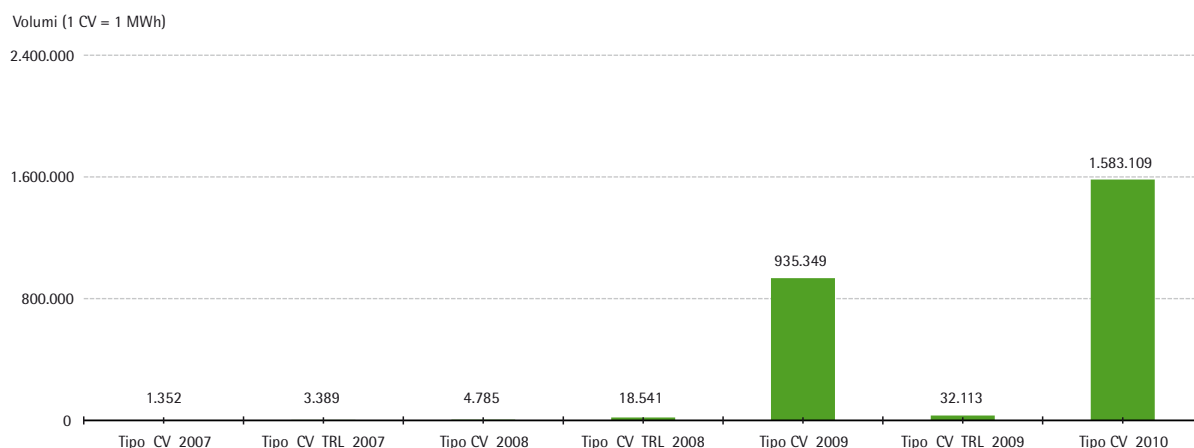
Nella Tab.C.3.1 sono riassunte le statistiche principali relative agli scambi sul mercato organizzato nel corso del 2010:

Scambi MCV – 2010 Tab C.3.1

Anno di riferimento	Tipo CV				Tipo CV TRL			
	2010	2009	2008	2007	2009	2008	2007	
CV Scambiati su MCV	1.583.109	935.349	4.785	1.352	32.113	18.541	3.389	
Valore totale	130.037.561	82.573.404	417.663	119.139	2.633.439	1.595.028	294.365	
Prezzo min	78,00	79,50	75,00	87,50	79,00	79,50	80,00	
Prezzo max	88,80	89,90	88,55	88,40	87,20	88,30	88,00	
Prezzo medio CV	82,14	88,28	87,29	88,12	82,01	86,03	86,86	

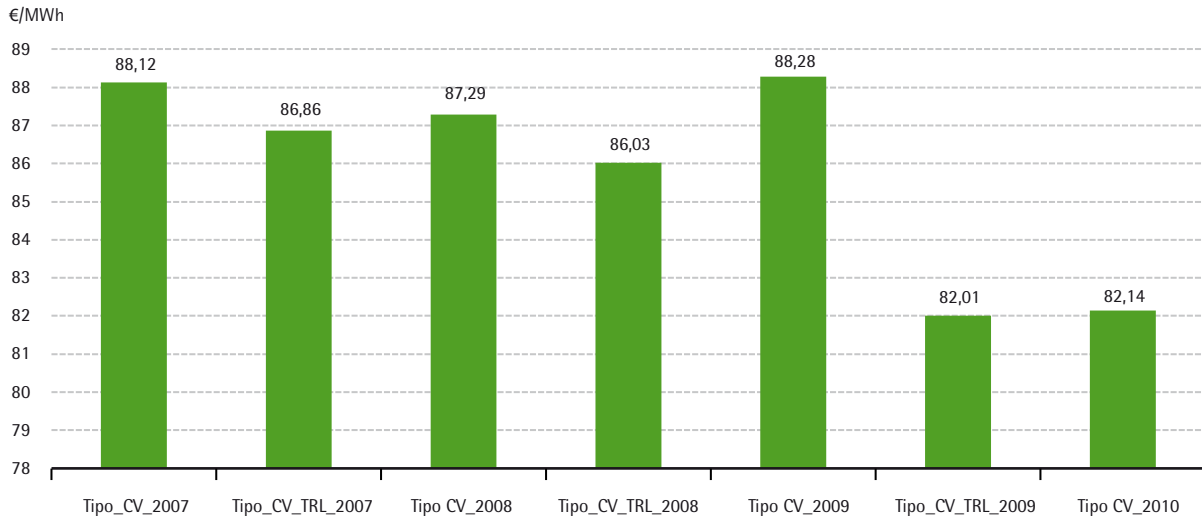
Nel grafico in Fig.C.3.1 vengono rappresentati i volumi scambiati nel corso del 2010 raggruppati per tipologia:

Numero transazioni per tipologia (2010) Fig C.3.1



Nel grafico successivo, riportato in Fig.C.3.2, vengono infine rappresentati i prezzi medi ponderati relativi a tutte le sessioni del 2010 di ciascuna tipologia di certificato:

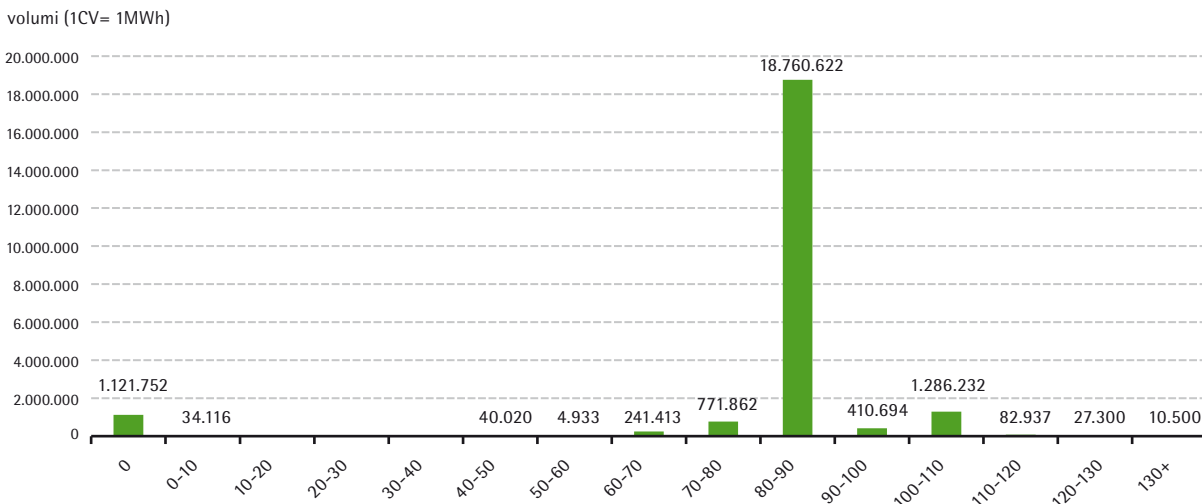
Fig C.3.2 Prezzi medi ponderati sui volumi per tipologia (2010)



Oltre agli scambi sul mercato organizzato, i CV sono stati negoziati anche attraverso contratti bilaterali. Si ricorda che dal 2009 è stata introdotta l'obbligatorietà della registrazione di tutte le contrattazioni bilaterali, con indicazione del prezzo, sulla Piattaforma dei Bilaterali CV (PBCV), funzionalità messa a disposizione dal GME.

Nel corso del 2010 i contratti registrati attraverso la PBCV hanno rappresentato un volume totale di certificati pari a 22.792.381. Nella Tab.C.3.2 sono riportati i volumi suddivisi per classi di prezzo:

Tab C.3.2 CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo nel 2010 (€/MWh)



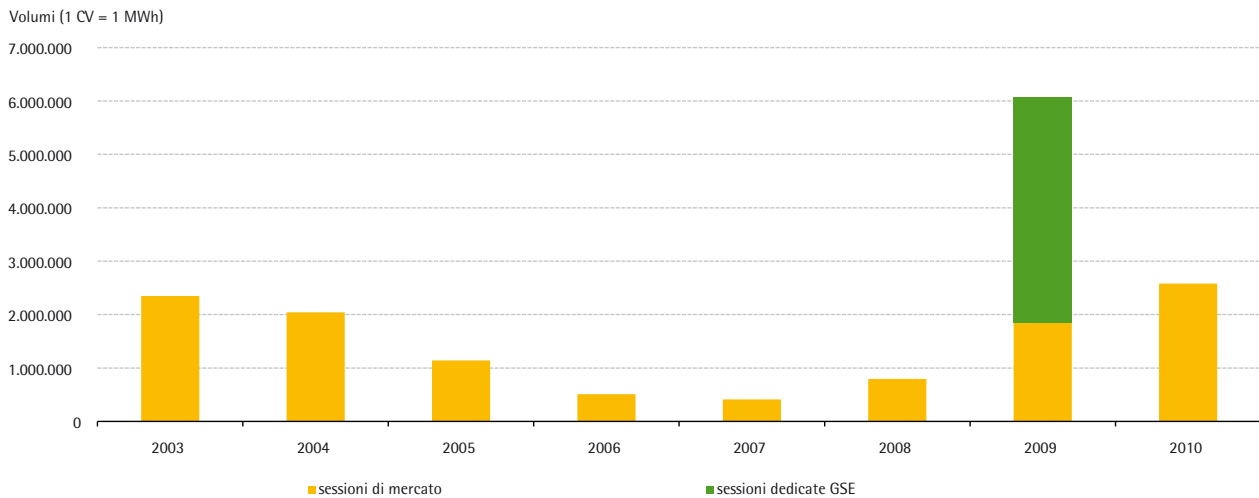
Analisi storica dei volumi

Dal punto di vista dell'andamento storico dei volumi dei certificati scambiati sul mercato organizzato, dopo una discesa costante dei CV scambiati nel periodo 2003-2006, dovuta principalmente ad una diminuzione della partecipazione del GSE sul mercato, alla luce della crescente offerta di certificati da parte di nuovi produttori da fonti rinnovabili, dal 2007 in poi i volumi hanno ripreso a crescere, anno dopo anno, seguendo un percorso di maturazione del mercato stesso. A ciò ha anche contribuito la modifica del regolamento del mercato organizzato, che ha introdotto, a partire dal novembre del 2008, la controparte centrale. Con il GME che agisce sul mercato come unica controparte, garantendo il buon fine delle operazioni, è incrementata la fiducia degli operatori nel mercato organizzato, e al contempo sono state snellite le procedure amministrative e contabili in capo ai partecipanti al mercato stesso.

Di seguito il grafico in Fig.C.3.3 con i volumi scambiati sul mercato organizzato nel corso degli anni:

Numero CV scambiati sul mercato organizzato dal GME

Fig C.3.3



Giova ricordare che nel 2009 il GSE è ricorso a delle sessioni "dedicate" riservate solo ad operatori che al 31 marzo dello stesso anno si trovavano sprovvisti di un numero sufficiente di CV necessari per adempiere l'obbligo. I volumi relativi al 2009 risentono pertanto di questa circostanza, con un ammontare aggiuntivo superiore ai 4 milioni di CV.

Analisi storica dei prezzi

Storicamente, i movimenti dei prezzi dei CV sono stati spesso legati a variazioni del quadro normativo e/o a cambiamenti dell'equilibrio domanda/offerta. In particolare si possono individuare tre fasi distinte dal punto di vista della volatilità dei prezzi:

- fase a), relativa al periodo che va dal 2003 al 2006, in cui i prezzi hanno seguito un trend crescente;
- fase b), relativa al periodo che va dal 2007 al 2008, in cui i prezzi sono scesi drasticamente rispetto ai livelli del quadriennio precedente;
- fase c), relativa all'anno 2009, anno in cui i prezzi hanno recuperato terreno posizionandosi su livelli medi rispetto all'intero periodo.

Nella fase a), la crescita dei prezzi dei CV è avvenuta sostanzialmente per due ragioni. La prima è da ricondursi ad una situazione di mercato in cui la domanda dei soggetti obbligati era superiore all'offerta dei produttori da fonti rinnovabili "privati" (senza considerare quindi l'offerta di CV rappresentata dal GSE, titolare di CV relativi agli impianti CIP6¹ da esso stesso contrattualizzati). In un contesto simile, i produttori con CV da vendere, conoscendo la situazione di eccesso di domanda e consapevoli del fatto che il GSE non avrebbe "spiazzato" l'offerta privata consentendo il collocamento sul mercato di tutti gli altri CV, fissavano un prezzo di vendita in prossimità del prezzo di riferimento GSE. Tale prezzo ha costituito e costituisce anche oggi un tetto ai valori di mercato.

La seconda ragione è che il prezzo di riferimento del GSE è aumentato ogni anno all'interno del periodo 2003-2006, ad eccezione di un anno in cui è rimasto pressoché costante. Tale prezzo veniva calcolato annualmente come differenza tra il costo medio sostenuto dal GSE per acquistare l'energia elettrica prodotta dagli impianti CIP6 ed i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia stessa sul mercato². Con il passare del tempo, gli impianti a cui scadevano le convenzioni CIP6 erano tendenzialmente meno costosi degli impianti che entravano in funzione e beneficiavano

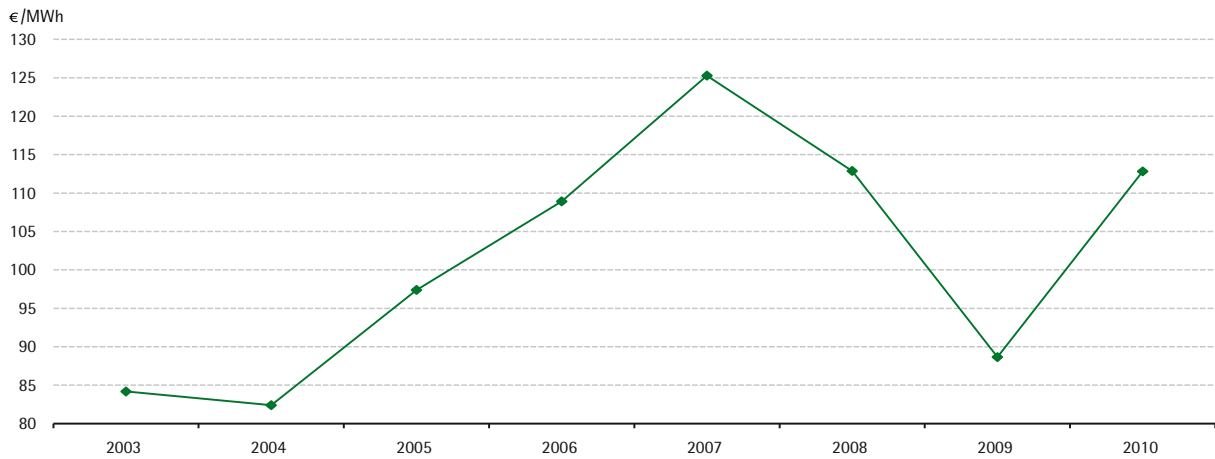
1 Successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, noto come "decreto Bersani", la titolarità di tutte le convenzioni CIP6 con le quali erano state incentivate fino ad allora le produzioni di energia elettrica da fonti rinnovabili, passavano dall'ENEL al Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN, oggi GSE). Limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, e non quella prodotta da fonti assimilate, acquistata attraverso le convenzioni, il GSE emette a proprio favore CV e li colloca sul mercato ad un prezzo fissato per legge.

2 La Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 ha modificato il meccanismo di calcolo del prezzo di riferimento del GSE limitandone le possibilità di incremento. Il nuovo meccanismo prevede infatti che il prezzo venga calcolato come differenza tra 180 € ed il prezzo medio dell'energia elettrica calcolato dall'AEEG relativamente all'anno precedente a quello cui si riferiscono i CV.

della tariffa di incentivazione, con conseguente incremento netto dei costi del GSE. Con un prezzo dell'energia elettrica sostanzialmente stabile nel periodo, il prezzo dei CV di proprietà del GSE aumentava di anno in anno. E grazie alla situazione di eccesso di domanda sopra descritta, i CV registravano ogni anno dei massimi crescenti sul mercato, arrivando a superare i 120 €/MWh rispetto agli 82-84 €/MWh di inizio periodo.

Si riporta, nella Fig.C.3.4, il grafico relativo all'andamento del prezzo di riferimento dei CV del GSE nel corso degli anni:

Fig C.3.4 : Prezzo di riferimento dei CV GSE



Fonte: elaborazione GME su dati GSE

L'incremento dei prezzi durante la fase a) ha tuttavia stimolato gli investimenti in nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, grazie ai quali è cresciuta la capacità installata ed il numero di CV privati in offerta. Nella fase b) infatti si è rovesciato il rapporto tra domanda obbligata ed offerta privata, venendosi a determinare una situazione di eccesso di offerta in cui il GSE non interveniva più sul mercato vendendo i suoi CV, in quanto l'offerta privata era più che sufficiente a coprire la domanda. I produttori privati si sono così trovati per la prima volta nella condizione di dover concorrere tra di loro per riuscire a collocare i CV sul mercato, spingendo in tal modo al ribasso il prezzo. Tale situazione è perdurata anche per buona parte del 2008, quando si sono registrati dei minimi di prezzo al di sotto dei 60 €/MWh. Poiché le proiezioni sulla crescita della domanda, determinata dall'incremento della percentuale d'obbligo, mostravano una situazione di eccesso di offerta strutturale, e gli investimenti effettuati rischiavano di non ottenere una remunerazione sufficiente se la situazione fosse perdurata a lungo, il legislatore è intervenuto introducendo, con il decreto 18 dicembre 2008, la norma transitoria che prevede il ritiro, da parte del GSE, dei CV in eccesso rispetto a quelli necessari ai soggetti obbligati, in ogni anno del periodo 2009-2011.

Il grafico in Fig.C.3.5 evidenzia il trend dei CV emessi rispetto a quelli necessari per l'adempimento all'obbligo, nel corso degli anni:

CV emessi e CV annullati Fig C.3.5



Fonte: elaborazione GME su dati GSE

La fase c), iniziata con l'introduzione di questa norma, si caratterizza per una relativa stabilità dei prezzi, grazie all'automatismo introdotto. Il GSE, agendo come acquirente di ultima istanza, è in grado di assorbire completamente l'offerta eccedente, garantendo un perfetto bilanciamento di mercato. Ultimamente, il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (si veda Box II), ha previsto che il prezzo di ritiro dei CV in eccesso non sia più pari alla media dei prezzi di mercati dei CV nei tre anni precedenti quello del ritiro, ma sia pari al 78% del prezzo di riferimento dei CV del GSE, ovvero alla differenza tra 180 € ed il prezzo medio dell'energia elettrica relativo all'anno precedente a quello del ritiro, come calcolato dall'AEEG.


 Box 2

IL NUOVO DECRETO DI INCENTIVAZIONE DELLE RINNOVABILI

Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" ha introdotto alcune novità. Le più rilevanti prevedono che:

- l'attuale meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, basato sui certificati verdi, resterà in vigore per tutti i nuovi impianti che entreranno in esercizio prima del 31 dicembre 2012;
- la quota di obbligo per i produttori e importatori da fonti convenzionali di immettere in rete una percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili (art. 11, commi 1 e 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79), pari al 7,55% per il 2012, si riduce linearmente a partire dal 2013 fino ad azzerarsi per l'anno 2015;
- per tutti gli impianti che entreranno in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012, la produzione verrà incentivata sulla base di alcuni criteri generali che dovranno assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio e una durata dell'incentivo pari alla vita media utile della specifica tecnologia dell'impianto. Inoltre l'incentivo dovrà essere costante per tutto il periodo di incentivazione e dovrà essere assegnato tramite contratti di diritto privato con il GSE;
- l'entità dell'incentivo, per gli impianti al di sotto di una certa soglia, che sarà diversa da fonte a fonte e comunque non inferiore ai 5 MW elettrici, sarà differenziato per le diverse tecnologie e sarà pari a quello in vigore nel momento in cui l'impianto entrerà in funzione;
- per gli impianti di taglia superiore alla soglia di cui al punto precedente, l'incentivo verrà determinato attraverso delle aste al ribasso, ciascuna relativa ad un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tecnologia, organizzate dal GSE.

Per quanto riguarda l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, il decreto in parola stabilisce che le disposizioni del conto energia previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 agosto 2010 rimangono valide solo per gli impianti che entreranno in esercizio entro il 31 maggio 2011. Per gli impianti che entreranno in esercizio successivamente a tale data, sono applicate le tariffe stabilite dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 maggio 2011 recante "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici", che determina una nuova disciplina delle modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

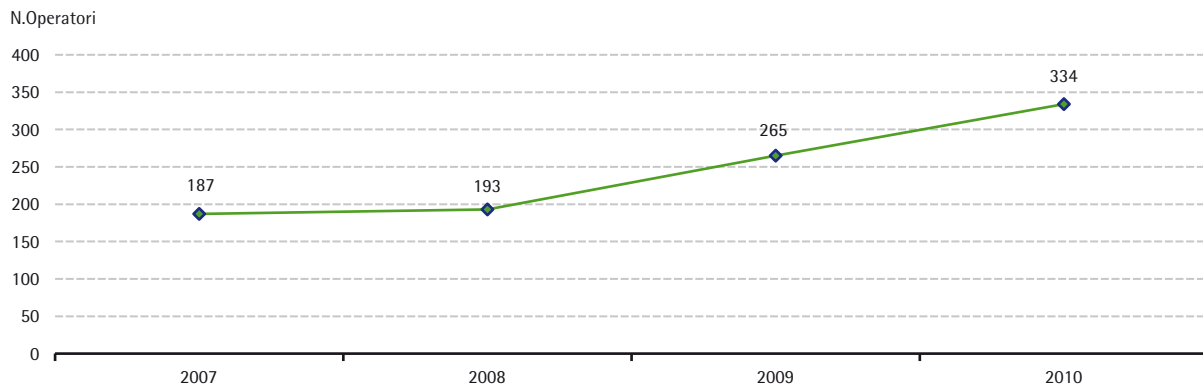
Per ciò che concerne invece le Garanzie d'Origine (GO), il nuovo decreto ribadisce che l'utilizzo delle GO ha esclusivamente lo scopo di consentire ai fornitori di energia elettrica da fonti rinnovabili di provare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel loro mix energetico (cosiddetta *fuel mix disclosure*). Dal primo gennaio dell'anno successivo all'entrata in vigore del decreto di aggiornamento delle modalità di rilascio, riconoscimento ed utilizzo delle stesse GO, i fornitori di energia elettrica potranno utilizzare esclusivamente le GO per il *fuel mix disclosure*.

3.2 Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) ha registrato, nel corso del 2010, un aumento del numero degli operatori e dei volumi dei TEE scambiati sia sul mercato sia bilateralmente, rispetto ai valori del 2009.

Al 31 dicembre 2010 gli operatori iscritti al Registro TEE risultano pari a 418 rispetto ai 349 di fine 2009. Dei 418 operatori iscritti al Registro, 334 hanno richiesto ed ottenuto la qualifica di operatori di mercato.

N. Operatori MTEE  Fig C.3.6




Nel corso del 2010 sono stati emessi dal GME, previa autorizzazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), 2.817.261 Titoli di Efficienza Energetica, di cui:

- 1.852.297 del tipo I (attestanti risparmi di energia elettrica);
- 775.471 del tipo II (attestanti risparmi di gas);
- 189.493 del tipo III (attestanti risparmi di energia primaria).

Per quanto riguarda gli scambi sul mercato organizzato, nel corso del 2010 sono stati negoziati in totale 980.095 TEE. I titoli maggiormente scambiati sono stati quelli di tipo I (580.688) a seguire quelli di tipo II (322.970) e quelli di tipo III (76.437). I prezzi medi ponderati con i volumi sono risultati pari a, rispettivamente, 93,19 €/TEE, 92,60 €/TEE, 93,24 €/TEE per i titoli di tipo I, II e III.

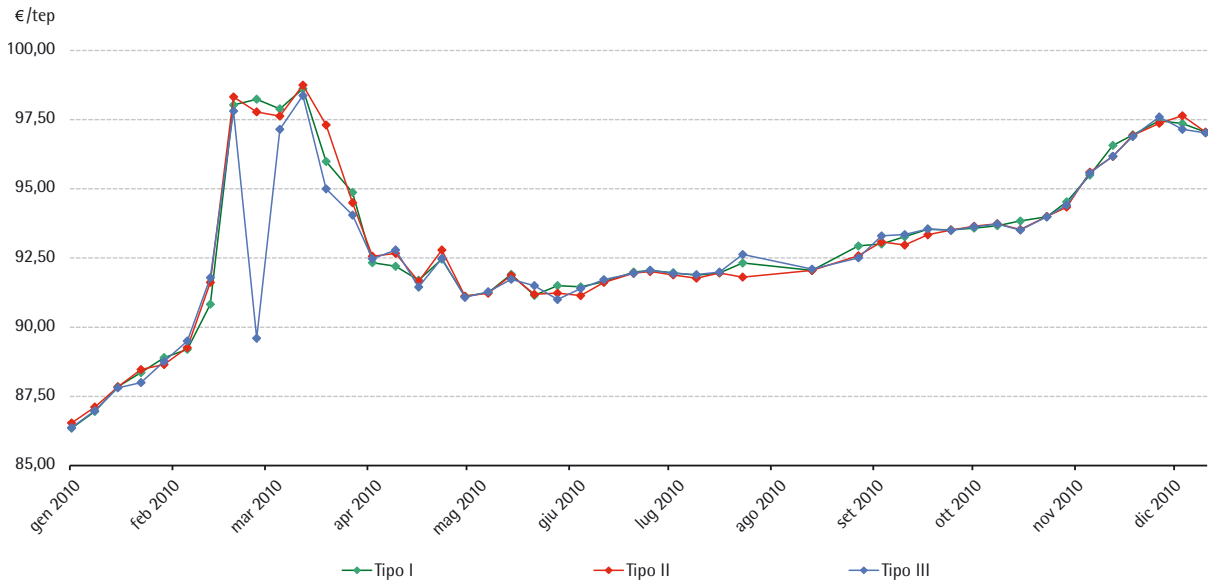
La Tab.C.3.3 riporta le statistiche principali relative alle sessioni del mercato organizzato nel corso del 2010:

Volumi e prezzi per tipologia dei TEE (2010)  Tab C.3.3

	Tipo I	Tipo I	Tipo I
Volume TEE scambiati (n. TEE)	580.688	322.970	76.437
Prezzo minimo (€/TEE)	82,00	82,51	82,00
Prezzo massimo (€/TEE)	100,00	100,00	99,95
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	93,19	92,60	93,24

Di seguito, in Fig.C.3.7, il grafico dove viene rappresentato l'andamento dei prezzi medi ponderati di ciascuna sessione nel corso del 2010:

Fig C.3.7 Prezzi TEE sul mercato GME - sessioni Gennaio-Dicembre 2010



Nel corso del 2010, e per la prima volta da quando è partito il mercato dei TEE, il prezzo dei titoli ha superato, seppur di poco, il valore del contributo tariffario. Si ricorda infatti che i distributori soggetti all'obbligo ricevono, a fronte di ciascun TEE consegnato per l'annullamento, un contributo tariffario a parziale copertura dei costi sostenuti e pari, relativamente all'anno di obbligo 2010, a 92,22 €/tep. La motivazione per cui il prezzo dei TEE si è avvicinato sia nel mese di marzo che verso la fine dell'anno a quota 100€/tep, è dovuta alla percezione di buona parte degli operatori di mercato che i TEE emessi e ancora in circolazione fossero minori del numero di TEE necessari per l'adempimento degli obblighi.

Se infatti si va ad analizzare il totale dei titoli emessi dall'avvio dell'operatività del registro dei TEE al 31 dicembre 2010, tale ammontare è pari a 8.024.643. In particolare sono stati emessi:

- 5.724.767 del tipo I (energia elettrica);
- 1.886.192 del tipo II (gas);
- 413.684 del tipo III (energia primaria).

Il numero totale dei TEE che sono stati necessari per gli adempimenti degli obblighi relativi agli anni che vanno dal 2005 al 2009 compresi è pari a circa 6,5 milioni di TEE, a cui vanno ad aggiungersi altri 4,3 milioni che serviranno per l'adempimento all'obbligo 2010, in scadenza il 31 maggio 2011, per un totale di 10,8 milioni.

Mtep/a relativi all'obbligo di risparmio energetico per i Distributori di Energia elettrica e Gas Tab C.3.4

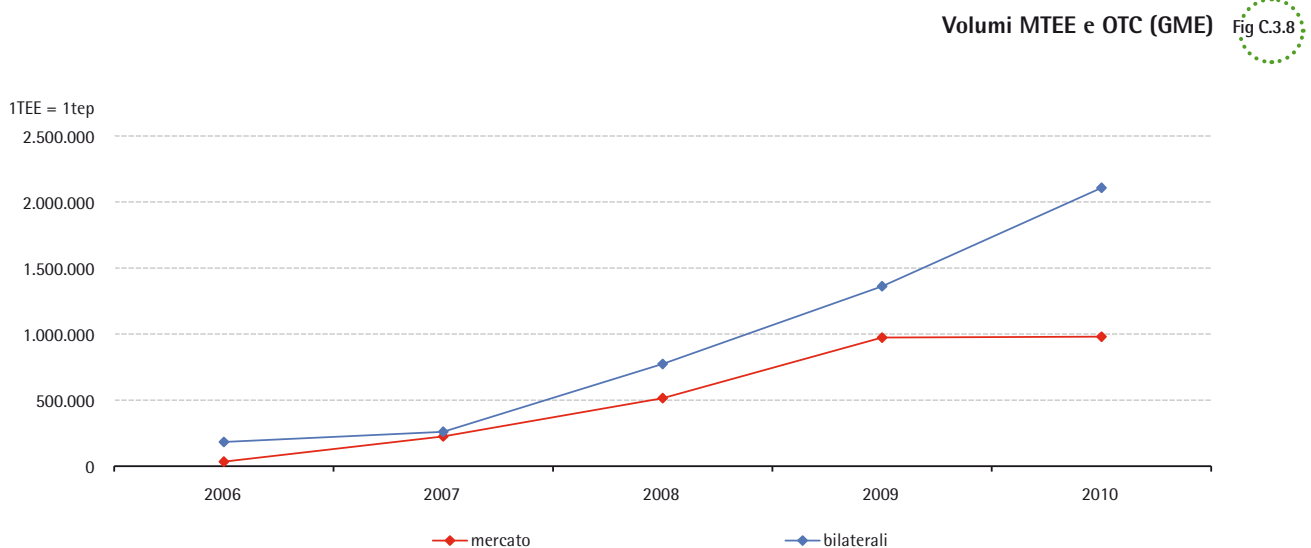
Anno di obbligo	Obblighi effettivi Distributori Energia Elettrica (Mtep/a)	Obblighi effettivi Distributori Gas (Mtep/a)	Totale cumulato TEE necessari per l'adempimento (Mtep/a)
2005	0,10	0,06	0,16
2006	0,19	0,12	0,46
2007	0,39	0,25	1,10
2008	1,20	1,00	3,30
2009	1,80	1,40	6,50
2010	2,40	1,90	10,80

Fonte: DD. MM. 20/07/04 e successive modifiche e integrazioni

Si potrà verificare pertanto una situazione di scarsità di TEE qualora, nella prima parte del 2011, non saranno emessi almeno 2,8 milioni di TEE (10,8 milioni meno gli 8,02 già emessi a fine 2010).

Analisi storica dei volumi

I volumi dei TEE scambiati sul mercato hanno seguito un trend positivo anche se, come si nota nel grafico sottostante, la crescita dei volumi OTC è stata maggiore di quella relativa agli scambi sul mercato organizzato.



La tendenza a concludere contratti bilaterali piuttosto che negoziare i TEE attraverso il mercato organizzato è probabilmente spiegata dalla necessità, per i grandi distributori soggetti all'obbligo, di assicurarsi quantitativi notevoli di titoli con il minor numero di transazioni possibili. L'offerta sul mercato organizzato è piuttosto frammentata ed è costituita principalmente da ESCO con un numero di TEE in loro possesso non elevato, motivo per il quale i grandi distributori cercano di concludere contratti bilaterali, anche pluriennali, con quegli operatori in grado di assicurare loro un quantitativo di titoli adeguato alle loro esigenze, ricorrendo poi al mercato organizzato per le quantità residue.

Analisi storica dei prezzi

All'inizio del meccanismo di incentivazione, la circostanza per cui, da un lato, i distributori di energia elettrica dovevano adempiere l'obbligo con almeno il 50% di TEE di tipo I, e analogamente, i distributori di gas con almeno il 50% di TEE di tipo II, ha fatto sì che i prezzi delle due tipologie di differenziassero. In particolare, essendo l'offerta di titoli di tipo I molto più alta rispetto a quella dei titoli di tipo II, grazie anche alla maggiore facilità di realizzazione e maggiore economicità dei progetti di risparmio di energia elettrica, si è creata una spinta verso il basso dei prezzi di tipo I, mentre i prezzi dei titoli di tipo II rimanevano relativamente vicini al valore del rimborso tariffario, pari in quel periodo a 100 €/tep.

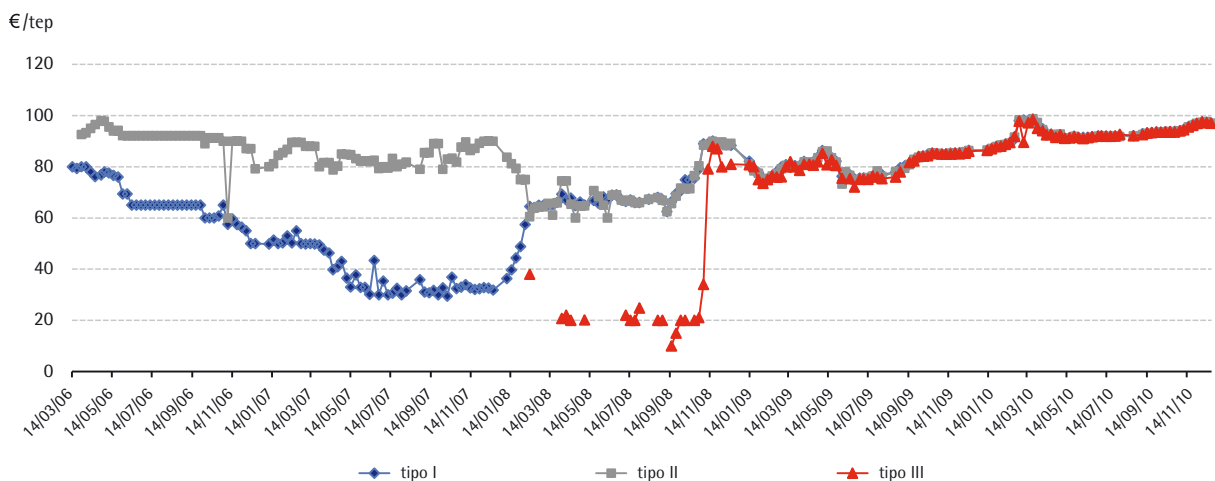
I titoli di tipo III non erano di fatto scambiati poiché i distributori obbligati non avevano diritto ad ottenere il rimborso tariffario, qualora avessero annullato detta tipologia di titoli.

A fine 2007, il D.M. del 21 dicembre ha introdotto l'equivalenza dei titoli di tipo I e di tipo II nell'utilizzazione delle due tipologie di titoli ai fini dell'adempimento dell'obbligo, consentendo un riallineamento nei prezzi.

Inoltre il D.Lgs.115/08, all'articolo 7, comma 3, ha stabilito che "...il risparmio di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione e' 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.

Pertanto, i distributori obbligati, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, hanno potuto ottenere il rimborso tariffario previsto consegnando anche i titoli di tipo III, dando così inizio allo scambio anche di questa tipologia di titoli a prezzi che si sono velocemente adeguati al livello dei prezzi delle altre due tipologie.

Fig C.3.9 : Prezzi TEE sul mercato organizzato marzo 2006 - dicembre 2010



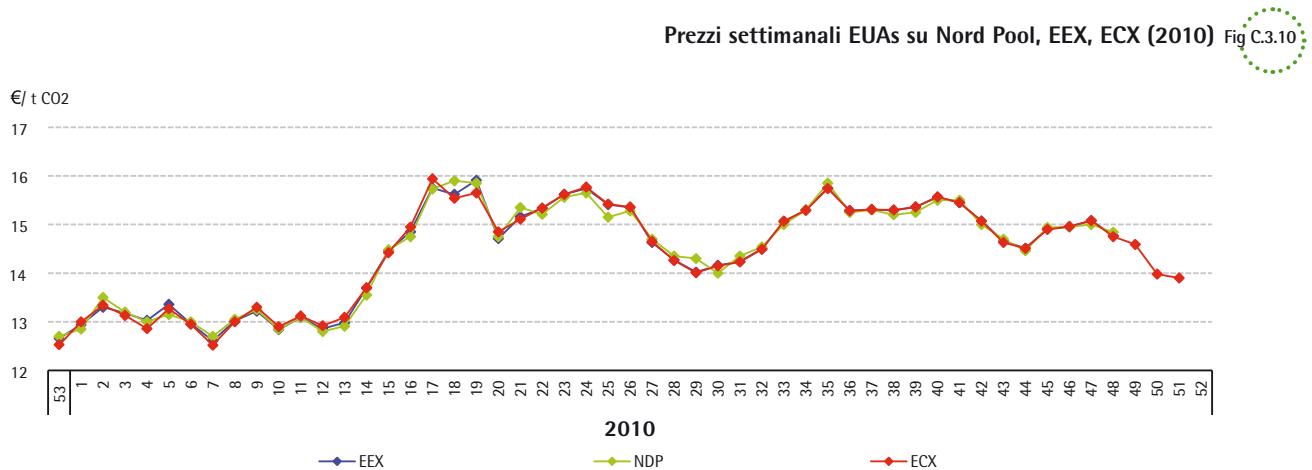
Il D.M. 21 dicembre 2007 ha anche introdotto un meccanismo di riequilibrio automatico del mercato. E' infatti previsto che l'AEEG verifichi, a partire dal 2008, il numero di TEE eccedenti rispetto agli obblighi e ancora in possesso, al 1 giugno di ciascun anno, delle ESCO e delle società dotate di *energy manager* (L. 10/91).

Qualora questo quantitativo dovesse eccedere di oltre il 5% gli obiettivi nazionali di risparmio, gli obiettivi degli anni successivi verrebbero incrementati delle suddette quantità eccedenti. L'introduzione di questa norma ha consentito una diminuzione della volatilità dei prezzi negli anni 2008, 2009 e 2010.

3.3 Unità di emissione (EUA)

Per quanto riguarda il funzionamento del mercato delle Unità di emissione ed i relativi scambi, durante il 2010, sono state negoziate, nelle diverse piattaforme europee, complessivamente 5,12 miliardi EUAs, con una variazione negativa dello 0,6 % rispetto all'anno precedente.

Di seguito, in fig. C.3.10 viene illustrato il grafico dell'andamento dei prezzi degli scambi settimanali relativi al 2010, delle Unità di emissione (EUA con scadenza dicembre 2010), rilevate sui tre principali mercati a termine europei (Nord Pool, EEX, ECX).



Fonte: elaborazione GME su dati Nord Pool, EEX, ECX

I prezzi a termine delle Unità di emissione con scadenza dicembre 2010 hanno subito un'oscillazione compresa tra un minimo di 12,53 €/t CO₂ e un massimo di 15,94 €/t CO₂.

Sul mercato organizzato e gestito dal GME, nel corso del 2010 sono state scambiate poco più di 40 milioni di EUA. Va rilevato tuttavia che il GME ha sospeso, a partire dal 1 dicembre 2010 e fino a successiva comunicazione, le contrattazioni sul mercato delle Unità di emissione da esso stesso organizzato e gestito, in considerazione degli andamenti anomali delle negoziazioni rilevati nelle ultime sessioni di mercato ed, in particolare, dei presunti comportamenti irregolari o illeciti.

Ai presunti comportamenti irregolari da parte di alcuni operatori si sono aggiunti verso la fine del 2010, dei furti di EUAs in alcuni Registri europei, successivamente ai quali, la Commissione europea ha disposto, in data 19 gennaio 2011, la contemporanea chiusura degli stessi per consentire di aumentare i livelli di sicurezza richiesti sia per l'ammissione al sistema sia per l'accesso al piattaforme di contrattazione.

La chiusura temporanea di tutti i Registri nazionali ha bloccato di conseguenza le contrattazioni su tutte le piattaforme organizzate per lo scambio di unità con consegna fisica, in quanto risultava impossibile trasferire le EUAs oggetto della transazione dal conto proprietà dell'operatore venditore a quello dell'operatore acquirente.

Lo scenario europeo delle emissioni

La Commissione Europea ha comunicato, in via preliminare, il 1 aprile 2011, che le emissioni di CO₂ da impianti industriali che rientrano nello schema Emission Trading System (Ets) europeo, introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE, sono aumentate del 3,5% (3,3% per l'Italia) nel 2010 rispetto all'anno precedente, a causa dell'incremento della domanda di energia e della produzione industriale³.

Il dato indica un movimento positivo di recupero rispetto alla fase di stallo e di decrescita economica verificatasi negli anni precedenti, durante i quali si era verificata una discesa del livello delle emissioni. Tale decremento delle emissioni non era tuttavia avvenuto per merito di misure strutturali, come ad esempio l'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o l'aumento dell'efficienza energetica nei processi industriali, ma a causa di un livello di attività economica che risentiva della crisi mondiale.

Considerando che le emissioni nel 2009 sono diminuite, rispetto all'anno precedente, di circa l'11,6%, l'aumento delle emissioni registrato nel 2010 indica che la produzione industriale si è riportata circa sui livelli del 2008.

3.4 L'evoluzione delle politiche ambientali: confronto internazionale

Per quanto riguarda le tematiche ambientali, il 2010 è stato un anno in cui si è registrata una ripresa economica in quasi tutto il mondo; in termini tendenziali⁴, il PIL negli Stati Uniti è aumentato del 2,8%, dell'1,7% nel Regno Unito e dell'1,3% in Italia.

Nei primi mesi del 2011, tuttavia, ai risultati ottenuti nel 2010 si sono contrapposte forti tensioni politiche nei Paesi del Nord Africa e gli avvenimenti riguardanti il disastro nucleare giapponese successivo al terremoto.

Tali eventi di natura imprevedibile e straordinaria sottopongono le economie di tutto il mondo ad un profondo momento di riflessione e ad uno stato di incertezza sulle decisioni di politica estera e di politica energetica da intraprendere nell'immediato futuro.

Allo stato attuale il tentativo di effettuare previsioni sui prossimi scenari ambientali sarà basato sulla approfondita stima dei danni provocati dal disastro nucleare di Fukushima, che ha indotto, al momento, il Governo Italiano ad abrogare le norme riguardanti il ritorno al nucleare, e ha imposto a livello europeo e internazionale, un attento monitoraggio sui sistemi di sicurezza e sullo stato di manutenzione dei siti nucleari in funzione.

Le prime reazioni della Commissione Europea, al di là delle attività messe subito in atto per il controllo dello stato di sicurezza dei siti nucleari europei, prevedono l'implementazione di un dettagliato piano d'azione per il raggiungimento degli obiettivi previsti nel lungo termine senza l'apporto del nucleare.

Tuttavia, in un momento di rinnovato impulso degli investimenti nei settori "low carbon", è essenziale per tutti i paesi, ed in particolare per l'Italia, creare e mantenere un quadro normativo stabile che possa favorire il flusso finanziario di capitali privati di cui c'è bisogno per sostenere gli investimenti. Paesi con quadri legislativi stabili, come ad esempio la Germania, infatti, hanno avuto la possibilità di attirare numerosi investitori, rendendo possibile uno sviluppo importante dei settori industriali legati alle tecnologie a basso impatto ambientale, e a raggiungere importanti obiettivi in termini di percentuale di fonti rinnovabili sul consumo energetico nazionale. In Italia ad oggi non si è ancora affermata una filiera industriale nei settori fonti rinnovabili/efficienza energetica, perdendo un'occasione importante offerta dai piani di incentivazione previsti fino ad oggi. A titolo esemplificativo, la maggior parte delle turbine eoliche e dei pannelli solari installati in Italia grazie al sistema di incentivazione dei

³ Nell'ambito del protocollo di Kyoto (Decisione 2002/358/CE del Consiglio, del 25 aprile 2002) i 15 paesi che al momento della sua adozione facevano parte dell'UE (UE-15) si sono impegnati a ridurre le emissioni collettive di gas serra dell'8% rispetto all'anno di riferimento stabilito (1990) tra il 2008 e il 2012. Nell'ambito di questo impegno collettivo ciascuno Stato membro dell'UE-15 deve realizzare un obiettivo di emissione nazionale specifico che, ai sensi del diritto comunitario, è vincolante. http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_it.htm
Successivamente, il 23 gennaio 2008, la Commissione UE ha emanato il pacchetto 20.20.20 con tre obiettivi quantitativi da raggiungere entro il 2020: ridurre le emissioni di gas serra del 20%, ricavare il 20% dell'energia da fonti rinnovabili e tagliare del 20% il consumo energetico. http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/l28060_it.htm

⁴ http://www.istat.it/salastampa/comunicati/in_calendario/stimapi/20110215_00/

certificati verdi e del "conto energia" sono di fabbricazione estera, così come la componentistica utilizzata nei suddetti impianti.

L'importante sfida che oggi l'Italia si trova ad affrontare è quella di sfruttare in modo efficace i meccanismi di incentivazione, al fine di sviluppare un'industria italiana delle tecnologie "low carbon". In tal modo si potrà puntare ad uno sviluppo ambientalmente sostenibile, in grado di far raggiungere gli obiettivi indicati dall'Unione europea, con costi contenuti per la collettività e con importanti occasioni di sviluppo dell'economia reale.

4. I MERCATI DEL GAS

L'anno 2010 termina mostrando inequivocabili segnali di ripresa della domanda di gas che, rispetto all'anno precedente drammaticamente segnato dalla crisi profonda abbattutasi trasversalmente su tutti i settori e indistintamente su tutte le economie sviluppate, sale a ridosso degli 83 miliardi di MC (+6,4%), confermandosi ancora al di sotto dei livelli registrati nel corso dei 3 anni pre-crisi immediatamente precedenti (circa -2%) (cfr. C.1.2.2) (Tab.C.4.1).

Tab C.4.1 Bilancio gas Snam Rete Gas (mln di mc)

Domanda	2010	2009	2008	2007	2006	2005	Δ% 2010/2009
Totale Prelevato	82.675	77.680	84.526	84.534	84.310	86.101	6,4%
Consumi Industriali	13.319	12.274	14.560	15.514	15.685	16.440	8,5%
Consumi Termoelettrici	29.818	28.549	33.477	33.718	31.007	29.621	4,4%
Impianti di Distribuzione	36.521	33.966	33.376	32.449	34.469	36.875	7,5%
Rete terzi e cons. di sistema	3.018	2.892	3.114	2.854	3.149	3.165	4,4%
Offerta							
Import	75.168	68.676	76.526	73.512	76.482	72.940	9,5%
Produzione Nazionale	8.146	8.228	9.120	9.776	11.506	12.159	-1,0%
Sistemi di Stoccaggio	-641	776	-1.123	1.248	-3.678	1.001	-182,6%
PSV							
Prezzo Medio	23,3	18,4	29,1	21,3	-	-	26,8%
Min	18,0	12,2	23,6	13,4	-	-	47,5%
Max	30,0	37,0	35,2	28,8	-	-	-18,9%

In tale contesto si colloca il graduale avvio delle differenti piattaforme di mercato sviluppate e gestite dal GME, per la negoziazione a pronti e a termine del gas naturale, che nel 2010 hanno registrato scambi per volumi complessivamente pari a 2.535,61 milioni di MC¹, prossimi al 3% della domanda nazionale annua. La partecipazione su tali piattaforme è apparsa ancora limitata in ragione delle peculiarità dei contratti scambiati e dell'avvio in prossimità della fine dell'anno per quanto riguarda le negoziazioni a pronti.

Tab C.4.2 Partecipazione ai mercati gas del GME

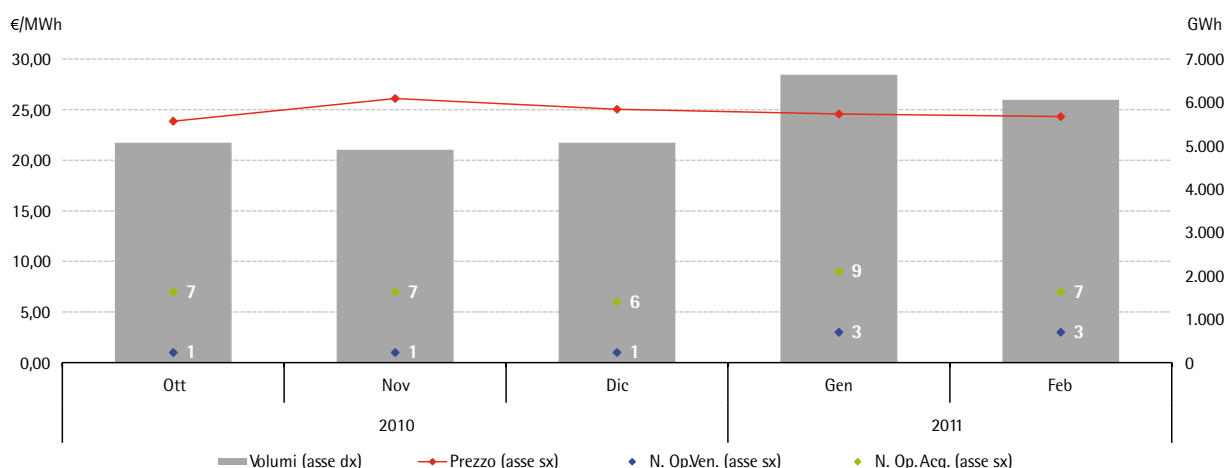

Mercati	Operatori Ammessi	Operatori con Offerte			Operatori con Abbinamenti		
		Vendita	Acquisto	Totali	Vendita	Acquisto	Totali
P-Gas	53 (55)	21(13)	21(11)	34 (20)	4 (3)	13 (6)	16 (9)
Comparto Import		20 (9)	3 (0)	21 (9)	1 (0)	1 (0)	2 (0)
Comparto Aliquote		3 (3)	20 (13)	22 (15)	3 (3)	13 (6)	16 (9)
M-Gas	19 (27)	1 (5)	1 (9)	1 (12)	1 (5)	1 (9)	1 (12)
MGP-gas fase continua		1 (4)	0 (9)	1 (11)	0 (3)	0 (9)	0 (11)
MGP-gas fase asta		1 (4)	1 (7)	1 (10)	1 (2)	1 (2)	1 (3)
MI		0 (3)	0 (3)	0 (6)	0 (3)	0 (3)	0 (6)

I dati tra parentesi si riferiscono ai primi 3 mesi del 2011 (21/3/2011)

1 Il dato fa riferimento ai volumi scambiati nell'anno 2010 indipendentemente dal loro periodo di consegna.

Nel dettaglio, il 10 maggio 2010 è entrata in operatività la P-Gas – inizialmente articolata nel solo "comparto import" – con l'intento di facilitare la cessione delle quote di importazione di gas dei soggetti tenuti agli obblighi ai sensi del decreto legge 7/07 e del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 marzo 2010. Tale piattaforma dunque prevede – per tutti gli operatori abilitati ad effettuare transazioni sul Punto di Scambio Virtuale, soggetti ad obbligo o non – la possibilità di contrattare, secondo la modalità della negoziazione continua, prodotti a prezzo fisso o indicizzato, non standardizzati e con consegna mensile e annuale. L'attività sul comparto import è risultata estremamente ridotta in ragione della scarsa appetibilità dei prezzi di vendita offerti dai soggetti obbligati (Tab.C.4.2). In particolare a fronte di una partecipazione più cospicua lato vendita da parte soprattutto degli operatori obbligati, la partecipazione degli acquirenti è risultata estremamente ridotta, portando in corso d'anno ad un solo abbinamento sul prodotto annuale 2010/2011, per un volume pari a 0,43 milioni di MC ad un prezzo pari a 23,36 €/MWh, corrispondente alla sola componente fissa del contratto.

Successivamente, grazie al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010, la piattaforma P-Gas si è arricchita del "comparto aliquote" sul quale vengono offerte le quote di produzione di gas nazionale dovute allo Stato, ai sensi della legge del 2 aprile 2007, n. 40. Tale comparto è organizzato secondo la modalità di negoziazione ad asta, una per ciascun book di contrattazione, su prodotti non standardizzati con consegna mensile. Sin dall'inizio, tale comparto ha mostrato una forte liquidità in virtù delle regole definite dal Regolamento della P-Gas sulla presentazione delle offerte, che obbligano i venditori ad offrire un prezzo pari all'indice QE e gli acquirenti ad offrire a prezzo non inferiore allo stesso indice QE, lasciando di fatto alla domanda il compito di fissare il prezzo. A tali condizioni gli operatori più attivi sono ovviamente quelli lato acquisto e le offerte presentate in vendita spesso sono state completamente abbinate nel corso del solo primo giorno di negoziazione, con un ammontare di volumi scambiati pari a 2.535,07 milioni di MC ad un prezzo medio ponderato di 24,74 €/MWh.

Scambi su Comparto Royalties 

Infine, il 13 dicembre è entrato in operatività il mercato a pronti del gas, articolato nel mercato del giorno prima (MGP-gas) e nel mercato infragiornaliero (MI-gas). A differenza di quanto avviene per la P-Gas, la partecipazione a tali mercati è del tutto volontaria, senza alcun vincolo di prezzo o quantità alle offerte. Il mercato MGP-gas si svolge in due fasi successive, una sessione a negoziazione continua seguita da una sessione ad asta. La fase in modalità continua si apre tre giorni prima del giorno gas a cui le offerte si riferiscono, mentre la fase in modalità ad asta si svolge nel corso dell'ultimo dei suddetti tre giorni. Il mercato MI-gas si svolge invece in una sola sessione secondo la modalità di negoziazione continua, nell'arco di tempo compreso tra il giorno precedente e lo stesso a cui le offerte si riferiscono. Complice l'avvio a due settimane dalla chiusura dell'anno, tali mercati spot hanno registrato

nel 2010 una partecipazione ancora molto ridotta sia in termini di presentazione di offerte che di contratti siglati, con un solo abbinamento per 0,11 milioni di MC ad un prezzo di 25 €/MWh concluso nella fase ad asta del MGP-gas. Merita tuttavia segnalare che gli stessi mercati hanno evidenziato un interesse sempre crescente da parte degli operatori nel corso dei primi tre mesi del 2011, concentrato soprattutto sul mercato MGP-gas fase continua, con un ammontare totale di scambi per oltre 105.000 MWh (9,61 mln di mc).

Fig C.4.2 Gas Naturale: confronto prezzi

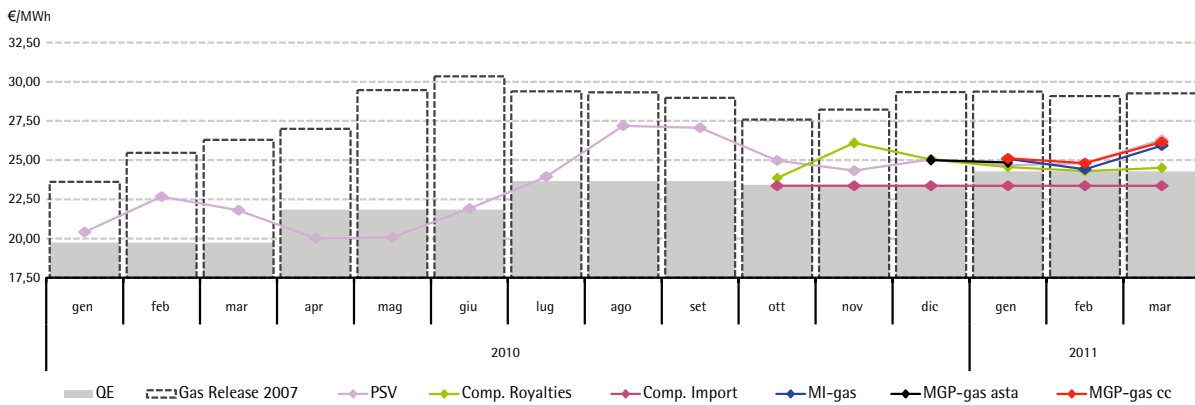
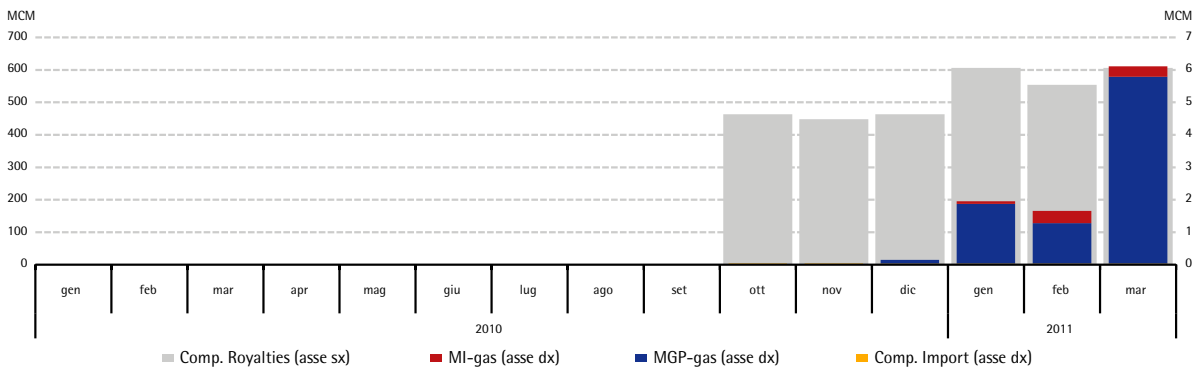
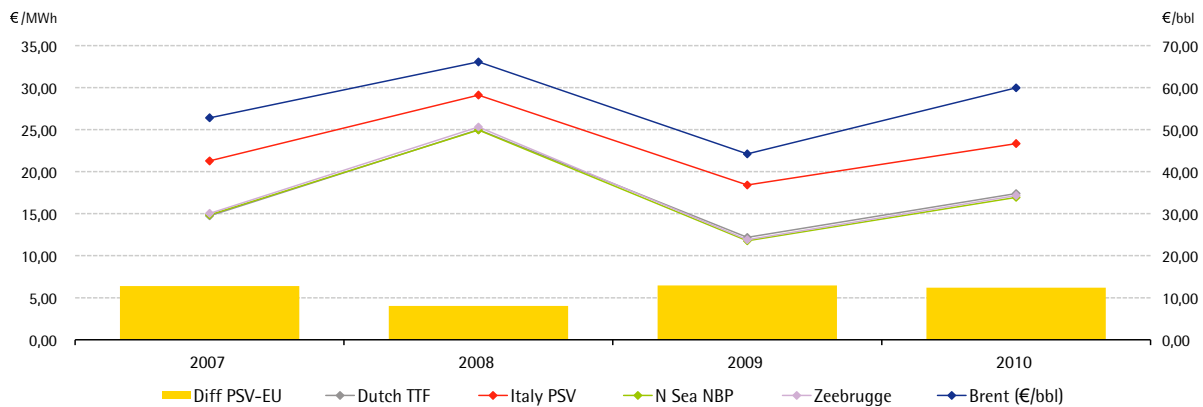


Fig C.4.3 Gas Naturale: confronto volumi



I dati quotati sul mercato a pronti (Fig.C.4.2), per quanto sostanzialmente allineati alle quotazioni emerse sul PSV, non consentono ancora un confronto con le quotazioni spot prevalenti sugli altri hub europei. A tal fine necessita ancora utilizzare i prezzi al PSV come parametro di riferimento. Sotto questo profilo l'aumento della domanda di gas citato in precedenza, contestualmente all'incremento dei prezzi petroliferi, ha contribuito a sostenere la crescita graduale dei prezzi del gas per tutto il corso del 2010. Nel dettaglio l'indice QE e il prezzo relativo alla formula della Gas Release 2007 (GR07) evidenziano – nei primi sei mesi dell'anno – forti tendenze al rialzo, mostrando poi dinamiche meno accentuate nel corso dei mesi successivi con QE sostanzialmente stabile su livelli massimi annui fino a fine 2010 e GR07 in progressivo calo fino a ottobre seguito poi da una nuova inversione di tendenza. In tale contesto, i prezzi registrati al Punto di Scambio Virtuale sono passati da 20,41 €/MWh di gennaio a 25,05 €/MWh di dicembre, passando per i livelli di massimo annuo registrati nei mesi di agosto e settembre (poco oltre i 27 €/MWh) sostenuti dall'incertezza legata alle interruzioni tecniche sopravvenute sul gasdotto Transitgas. Le dinamiche rialziste evidenziate sui prezzi al Punto di Scambio Virtuale riflettono tendenze di crescita in atto a livello internazionale mostrando – dopo il tracollo generale evidenziato nel corso del 2009 – spinte al rialzo dei prezzi del gas naturale su tutte le principali piazze europee, sostenute principalmente dall'incremento registrato sulle quotazioni dei greggi (Fig.C.4.4). Il prezzo di riferimento italiano – che sale a 23,34 €/MWh (+27%) – conferma un differenziale di oltre 6 €/MWh rispetto a tutte le altre quotazioni europee, che si attestano attorno ai 17 €/MWh (+44%).

Prezzi agli hub europei Fig C.4.4

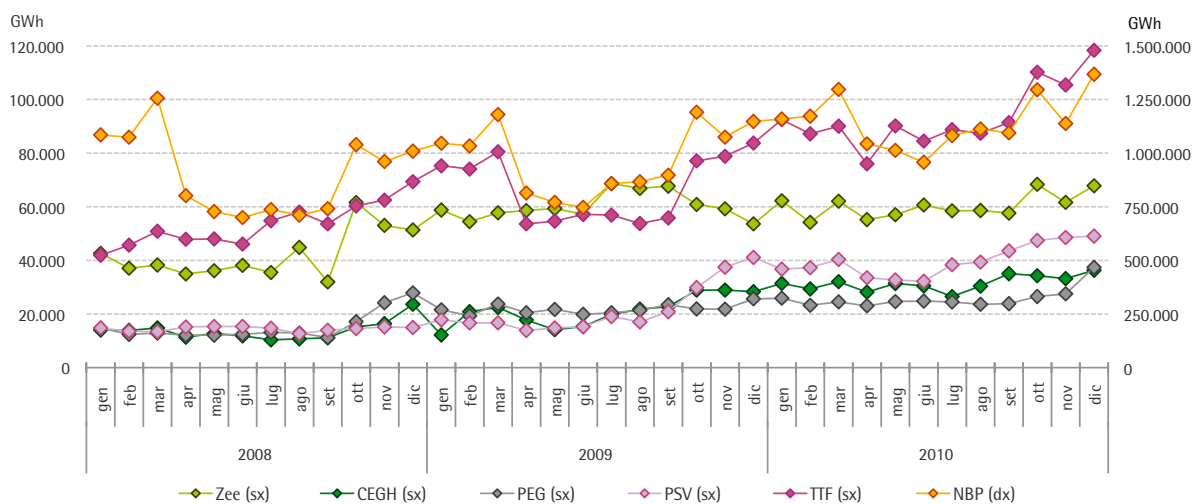


Le tendenze di crescita osservate sui prezzi riflettono un contesto di sensibili aumenti delle negoziazioni sulla maggior parte degli hub europei (Tab.C.4.3). In particolare si registra un marcato incremento degli scambi in corrispondenza del riferimento italiano, che segna il livello record mai raggiunto con volumi pari a 479.151 GWh (+83,9%), in virtù della Gas Release ai sensi della legge n. 102/2009 e della deliberazione AEEG del 7 agosto 2009 ARG/gas 114/09. Forti incrementi nei volumi negoziati si registrano anche sugli hub austriaco (+49,5%) e olandese (+40%), seguiti da quello francese (+18,5%) e quello inglese (+18,1%), a fronte di volumi pressoché stabili evidenziati in Belgio.

Volumi di gas scambiati sugli hub europei Tab C.4.3

Hub Europei (dati in GWh)	Riferimento	2010	2009	2008	Δ% 2010/2009
NBP	Regno Unito	13.733.843	11.627.961	10.844.971	+18,1%
TTF	Olanda	1.122.150	801.593	639.038	+40,0%
Zeebrugge	Belgio	724.008	723.082	505.588	+0,1%
PSV	Italia	479.151	260.591	173.742	+83,9%
CEGH	Austria	378.662	253.336	166.018	+49,5%
PEG	Francia	309.691	261.420	183.270	+18,5%

Volumi di gas scambiati sugli hub europei Fig C.4.5



ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
AGCM	Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato
AHAG	Ad Hoc Advisory Group
AIEE	Associazione Italiana Economisti dell'Energia
AU	Acquirente Unico
BBL	Barile di Petrolio
BEN	Bilancio Energetico Nazionale
BP	British Petroleum
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CC&G	Cassa di Compensazione e Garanzia
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CDE	Consegna derivati energia
CE	Commissione Europea
CEGH	Central European Gas Hub
CER	Certified Emission Reduction
CFD	Contratti per Differenza
CH	Clearing House
CIP6	Provvedimento 6/1992 Comitato Interministeriale Prezzi
CV	Certificati Verdi
ECC	European Commodity Clearing
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
EIA	Energy Information Administration
ENTSO-E	European Network Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network Transmission System Operators for Gas
EPEX	European Power Exchange
ERGEG	European Regulators' Group for electricity and gas
ERIs	Electricity Regional Initiatives
ESCO	Energy Service COmpany (Società di Servizi Energetici)
ETS	Emission Trading Scheme
EUA	Emission Unit Allowance
Eurelectric	Association of the electricity industry in Europe
EUROPEX	Association of European Energy Exchanges
EXAA	Energy Exchange Austria
FMI	Fondo Monetario Internazionale
GJ	Gigajoule
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GRIs	Gas Regional Initiatives
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HHI	Hirschmann Herfindal Index
IDEX	Italian Derivatives Energy Exchange

IEA	International Energy Agency
IFIEC	International federation of industrial energy consumers
IOM	Indice di Operatore Marginale
IOR	Indice di Operatore Residuale
IPEX	Italian Power Exchange
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto di Statistica
ITEC®	Italian Thermoelectric Cost
ITM	Indice di Tecnologia Marginale
IZM	Indice di Zona Marginale
LCH	London Clearing House
MA	Mercato di Aggiustamento
MB	Mercato del Bilanciamento
MCP	Market Clearing Price
MCV	Mercato Certificati Verdi
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MGP	Mercato del Giorno Prima
MGP-GAS	Mercato del Giorno Prima del Gas
MI	Mercato infragiornaliero
MI-GAS	Mercato infragiornaliero del Gas
MOL	Margine Operativo Lordo
MPE	Mercato Elettrico a Pronti
MSD	Mercato per il Servizio di Dispacciamento
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MTE	Mercato Elettrico a Termine
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
MZ	Mercato Zonale
NBP	National Balancing Point
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OMEL	Operador del mercado iberico de energia
OMIP	Iberian power derivatives exchange
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
OTC	Over The Counter
PAB	Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali
PBCV	Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PCG	Project Coordination Group
PCR	Price Coupling of Regions
PEG	Point d'Echange de Gaz
P-GAS	Piattaforma di negoziazione di quote import gas e royalties
PIL	Prodotto Interno Lordo
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PX	Power Exchange
PZ	Prezzo Zonale
RO	Risultato Operativo

ROE	Return on Equity
ROI	Return on Investment
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TEP	Tonnellate Equivalenti Petrolio
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility
TW	Terawatt
TWh	Terawattora
UE	Unione Europea
UIC	Ufficio Italiano Cambi
UNEP	United Nations Environment Program
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia

GLOSSARIO

Acquirente Unico (AU)

Società per azioni costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (attualmente Gestore dei Servizi Energetici - GSE), alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati, attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti. A tal fine l'AU può acquistare energia elettrica sulla borsa elettrica o attraverso contratti bilaterali.

Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)

Organismo dell'Unione europea istituito nel 2010 ai sensi del Reg. 713/2009 (3° pacchetto energia). La sua missione è assistere, a livello comunitario, le autorità nazionali nell'esercizio delle loro funzioni di regolamentazione e laddove necessario, coordinare le loro azioni.

Arbitraggio

Operazione finanziaria che consiste nell'acquistare beni o titoli sfruttando delle inefficienze del mercato al fine di ottenere un profitto certo. La funzione degli arbitraggisti è essenziale per assicurare un corretto funzionamento del meccanismo di formazione dei prezzi, visto che la loro presenza e operatività contribuisce a correggere eventuali disallineamenti dei corsi non appena essi emergono.

Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM)

Nota anche come Autorità Antitrust, è una Autorità indipendente istituita dalla legge n. 287 del 10/10/1990 ("Norme per la tutela della concorrenza e del mercato"). Essa ha anche competenze in materia di pubblicità ingannevole e di pubblicità comparativa, così come stabilito dal Titolo III, Capo II del d.lgs. 206 del 06/09/2005, e in materia di conflitti di interesse, come stabilito dalla legge n. 215 del 20/07/2004.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Relativamente all'attività svolta dal GME, l'AEEG ha competenza tra l'altro per la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico e dei meccanismi di controllo del potere di mercato.

Borsa Elettrica

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d.lgs. 79/99.

Cascading

Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (futures, forward e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte ad un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

Certificati Bianchi

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica

Certificati Verdi

Certificati che, ai sensi dell'art. 5 del D.M. 24 ottobre 2005 e ss.mm.ii., attestano la produzione di energia da fonte

rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori ed importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE per i primi dodici anni di esercizio di un impianto; la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio. Hanno un valore pari a 1 MWh e possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi (MCV) dai soggetti con eccessi o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

Churn Ratio

Indicatore, utilizzato per misurare il grado di liquidità degli hub del gas, calcolato come rapporto tra il volume di gas scambiato e quello consegnato.

CIP 6

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

Clean Development Mechanism (CDM)

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.

Clearing House

Organismo, presente nelle Borse valori, che garantisce il buon fine delle obbligazioni sottostanti alle transazioni concluse dagli operatori. Agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti che originariamente concludono un contratto.

Coefficiente di variazione

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

Consegna Derivati Energia (CDE)

Piattaforma organizzata dal GME per consentire l'esercizio dell'opzione di consegna fisica per i contratti future sull'energia elettrica negoziati su IDEX.

Contratto bilaterale

Contratto di fornitura di energia elettrica concluso al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti, tuttavia immissioni e prelievi orari devono essere comunicati a Terna S.p.A. ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto della rete di trasmissione nazionale.

Contratto derivato

Strumento finanziario il cui prezzo e la cui valutazione dipendono dal valore di un altro bene, definito strumento sottostante. Rientrano in questa categoria opzioni e futures.

Contratto differenziale

Si tratta di un contratto in cui due parti si scambiano flussi finanziari basati sul differenziale di un prezzo definito nel contratto stesso (strike) e quello che si verifica sul mercato sottostante a determinate scadenze e per quantitativi prestabiliti. L'AU ha in portafoglio, con fini di copertura, dei contratti differenziali definiti a due vie. Analogo è il contratto differenziale detenuto dal GSE con riferimento ai quantitativi di energia ritirati da impianti CIP 6. In tal caso le controparti acquirenti sono pro quota l'AU e un gruppo di operatori. In ogni periodo rilevante il GSE versa la differenza (moltiplicata per il quantitativo di energia sottostante) tra il prezzo di mercato e quello strike definito nel contratto se positiva, mentre la riceve se negativa. Esistono anche contratti differenziali definiti ad una via, che rappresentano di fatto delle opzioni call. In questo caso l'acquirente paga anticipatamente un premio e se il prezzo di mercato del sottostante risulta superiore allo strike stabilito nel contratto, riceve dalla controparte la differenza; in caso contrario non si verificano flussi finanziari.

Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT)

Corrispettivo orario, definito dall'articolo n.43 della delibera 111/06 e ss.mm.ii dell'AEEG. Con riferimento ai programmi di immissione e ai soli programmi di prelievo riferiti a punti di offerta misti, ovvero a punti di offerta in prelievo appartenenti a zone virtuali estere registrati ai sensi del Regolamento della PCE, tale corrispettivo è, per ciascuna ora, pari al prodotto tra: 1) la differenza tra il prezzo unico nazionale e il prezzo zonale della zona in cui sono collocati i punti di dispacciamento; 2) il programma C.E.T. post-MGP. Per il GME, tale corrispettivo è pari, in ciascuna ora, sia su MGP che su MI, alla differenza tra il valore di acquisto e di vendita delle quantità di borsa.

Dispacciamento di merito economico

Attività svolta dal GME per conto di Terna S.p.A. Consiste nella determinazione dei programmi orari di immissione e prelievo delle unità sottese ai punti di offerta sulla base del prezzo di offerta e, a parità di questo, delle priorità specificamente attribuite alle diverse tipologie di unità da Terna S.p.A. In particolare, le offerte di vendita sono accettate – e quindi i programmi di immissione determinati – in ordine di prezzo di offerta crescente, mentre le offerte di acquisto sono accettate – e quindi i programmi di prelievo determinati – in ordine di prezzo di offerta decrescente. Inoltre le offerte sono accettate compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra coppie di zone definiti giornalmente da Terna S.p.A. Al dispacciamento di merito economico partecipano sia le quantità di energia offerte direttamente sul mercato, sia quelle prodotte da impianti con potenza minore di 10 MVA, da impianti CIP6, da impianti che cedono energia tramite contratti bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'import.

Emission Trading Scheme (ETS)

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

Fonti energetiche rinnovabili

Rientrano in tale categoria il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Forward

Contratto di compravendita di un bene in cui le condizioni su prezzo e quantità sono fissate nel momento in cui il contratto viene stipulato, ma la cui esecuzione avverrà in una data futura prefissata. Si configura quindi come una vendita/acquisto a consegna differita.

Future

Contratto a termine che si differenzia dal forward per la standardizzazione che caratterizza le principali clausole contrattuali e per il fatto di essere scambiato su mercati organizzati.

Gas ad effetto serra

Cfr. protocollo di Kyoto

Gas naturale liquefatto (GNL)

Gas naturale che viene sottoposto a processo di liquefazione per consentirne il trasporto su navi metaniere. Per poter essere utilizzato a destinazione e riportato allo stato originario vengono usate delle infrastrutture appositamente costruite, denominate rigassificatori.

Gestore dei Mercati Energetici (GME)

Società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico e del mercato del gas naturale secondo criteri di trasparenza e obiettività. Il GME inoltre gestisce i Mercati per l'Ambiente (Mercato dei Certificati Verdi, Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, Mercato delle Unità di Emissione) ed ha assunto la gestione della piattaforma P-GAS, dove vengono offerte le quote di gas dei soggetti tenuti agli obblighi di cui all'art. 11 del d.l. n.7/07.

Gestore dei Servizi Energetici (GSE)

Società per azioni a capitale pubblico che ha un ruolo centrale nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze, che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero dello Sviluppo Economico. Il GSE controlla due società: l'Acquirente Unico (AU) e il Gestore dei Mercati Energetici (GME).

IDEX

Segmento del mercato degli strumenti finanziari derivati - IDEM, organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A., nell'ambito del quale sono negoziati gli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica.

Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)

Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità offerte e/o vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI viene calcolato aggregando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, incluse quelle vendute tramite contratti bilaterali, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo: le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e assegnate all'operatore GSE.

Indice di operatore marginale (IOM)

Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascuno di essi e per ciascuna macrozona in un certo periodo di tempo è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. Per ogni operatore marginale e ogni macrozona, viene quindi calcolato come rapporto tra la somma delle quantità vendute nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo nella macrozona (inclusi i contratti bilaterali) e la somma delle quantità totali vendute nella macrozona.

Indice di operatore residuale (IOR)

Indice relativo ai singoli operatori che offrono sul mercato e misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. E' definito, per ciascun operatore, come rapporto

tra le quantità complessivamente offerte dai concorrenti e la quantità complessivamente venduta. L'indice assume valore < 1 in presenza di un operatore residuale e tanto più è prossimo allo 0 tanto maggiore è la quota della sua offerta che può essere venduta a prescindere dal prezzo di offerta. Lo IOR viene calcolato aggregando le quantità offerte dai singoli operatori, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali. Anche le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e sono assegnate all'operatore GSE. L'utilizzo della quantità accettata al denominatore consente di scontare l'effetto sulla domanda interna ad ogni zona dei transiti con le zone limitrofe. Vengono periodicamente pubblicati, per ogni macrozona: la percentuale di ore in cui c'è stato almeno un operatore necessario; la percentuale dell'energia venduta in condizioni di residualità sull'energia complessivamente venduta, pari alla media semplice delle quantità residuali orarie della macrozona (definite a loro volta come somma, su tutti gli operatori, della quantità offerta da ciascuno meno la quantità complessivamente offerta più la quantità complessivamente venduta); il numero di operatori necessari e la percentuale di ore per cui sono stati necessari.

Indice di tecnologia marginale (ITM)

Del tutto analogo allo IOM (cfr. Indice di operatore marginale). Prende in considerazione la tecnologia produttiva invece dell'operatore.

Italian Power Exchange (IPEX)

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

Limiti di Transito

Capacità massima di trasporto di energia tra una coppia di zone, espressa in MWh. I limiti di transito fanno parte delle informazioni preliminari comunicate giornalmente da Terna S.p.A. al GME e da questi pubblicate sul proprio sito. Tali limiti sono utilizzati dal GME nell'ambito della procedura che porta all'identificazione dei prezzi di equilibrio sul MGP e sul MI.

Liquidità

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (includendo i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

Macro zona

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: le macro zone erano: NORD (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), CENTRO SUD (comprendente le zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Piombino, Rossano, Brindisi), SICILIA (comprendente le zone Calabria, Sicilia e Priolo) e SARDEGNA (comprendente la zona Sardegna). Dal 1/1/2006 al 31/12/2008: le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo) e MzSardegna (comprendente la zona Sardegna), MzSud (comprendente le rimanenti zone). Dal 1/1/2009: le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord e Monfalcone), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

Margine

Nelle operazioni che riguardano titoli o strumenti derivati, è la percentuale del controvalore dei titoli in posizione (acquistati o venduti) che deve essere mantenuta in contante o in attività finanziarie liquide dall'operatore di mercato, a garanzia delle possibili variazioni di valore dell'investimento.

Mark to Market

Procedimento di rivalutazione giornaliera di un portafoglio di contratti derivati sulla base dei prezzi espressi dal mercato, utilizzato nelle borse a termine per gestire i margini versati dagli operatori a garanzia delle posizioni assunte.

Market Clearing Price (MCP)

Prezzo di equilibrio. Per estensione identifica la regola di remunerazione delle offerte accettate sul MGP e sul MA sulla base del prezzo dell'offerta marginale.

Market coupling

Meccanismo di coordinamento tra mercati elettrici organizzati in diversi Stati nazionali finalizzato alla gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (scambi transfrontalieri). Si pone come obiettivo la massimizzazione dell'utilizzo della capacità di interconnessione secondo criteri di economicità (garanzia che i flussi di energia siano diretti dai mercati con prezzi minori, verso quelli con prezzi relativamente più elevati).

Market splitting

Meccanismo finalizzato alla gestione delle congestioni di rete del tutto analogo al Market coupling da cui si differenzia per il fatto che le zone di mercato coinvolte sono gestite da un unico soggetto. E' il caso del mercato italiano gestito dal GME che ha una struttura zonale.

Mercati OTC (Over the Counter)

Indica mercati non regolamentati, ossia tutti quei mercati in cui vengono trattate attività finanziarie al di fuori delle borse valori ufficiali. Solitamente le modalità di contrattazione non sono standardizzate ed è possibile stipulare contratti "atipici". In generale i contratti negoziati su tali mercati presentano livelli di liquidità inferiore rispetto a quelli scambiati sui mercati regolamentati.

Mercato del Giorno Prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al Prezzo Unico Nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di gas per il periodo rilevante successivo a quello in cui termina la seduta della negoziazione ad asta dello stesso MGP-GAS. Su MGP-GAS possono operare tutti gli operatori abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV). Il MGP-GAS si svolge in due fasi successive tra loro, nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, nella seconda fase secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.

Mercato elettrico a termine (MTE)

Sede di negoziazione di contratti a termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro.

Mercato infragiornaliero (MI)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione. Il MI-GAS si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

MSD ex - ante

Si articola in tre sottofasi di programmazione: MSD1, MSD2 e MSD3. La seduta per la presentazione delle offerte sul MSD ex-ante è unica e si apre alle ore 15.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del MSD ex-ante vengono resi noti entro le ore 14.00 del giorno di consegna. Sul MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva.

Nomination

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

Offset

Procedura tipica dei mercati a termine che consente di chiudere una posizione prima della scadenza concludendo un contratto di segno opposto rispetto a quello originario. Tale meccanismo è reso possibile dalla standardizzazione dei contratti negoziati.

Opzione

Contratto che conferisce all'acquirente la facoltà di acquistare (call option) o vendere (put option) una certa attività finanziaria o reale a un prezzo prefissato (strike) a una certa data (opzione europea) o entro la stessa (opzione americana). Il diritto è rilasciato dal venditore (writer) all'acquirente (buyer) dietro il pagamento contestuale di un premio che rappresenta il prezzo dell'opzione.

P-GAS

Piattaforma di negoziazione organizzata e gestita dal GME per l'offerta di gas naturale ed articolata nel comparto import e nel comparto aliquote.

Pay-as-Bid

Regola di valorizzazione adottata sul MSD, in base alla quale ciascuna offerta è valorizzata al proprio prezzo di offerta.

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

Piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza. Le modalità di funzionamento della PCE sono normate dalla delibera 111/06 dell'AEEG e dal Regolamento emanato dal GME. La PCE consente la registrazione di cinque tipologie di contratto di cui quattro standard (baseload, peak load, off peak, weekend) e una non standard. Gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna relativi a contratti a termine con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica.

Piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (PBCV)

Piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi ad oggetto la cessione di certificati verdi, secondo le disposizioni contenute nell'apposito Regolamento.

Polo di produzione limitato

Insieme di unità di produzione connesse ad una porzione della Rete di trasmissione nazionale (RTN) senza punti di prelievo, la cui produzione massima esportabile verso la restante parte della RTN è inferiore alla produzione massima possibile a causa di insufficiente capacità di trasporto. Nel mercato italiano è definita come una zona virtuale nazionale.

Potenza di punta

È il valore più elevato di potenza elettrica fornita o assorbita in un qualsiasi punto della rete in un determinato intervallo di tempo.

Prezzo a pronti (spot)

Prezzo corrente, esprime il «valore di mercato» attuale di un determinato bene o attività finanziaria.

Prezzo di equilibrio

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

Prezzo unico nazionale (PUN)

Media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

Prezzo zonale (Pz)

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

Price Coupling of Regions (PCR)

Accordo di cooperazione tra le sei principali borse elettriche europee (APX/ENDEX, Belpex, EPEX, GME, OMEL, NordPool) avente come obiettivo quello di individuare un meccanismo coordinato per la formazione del prezzo dell'energia elettrica su tali mercati. Il progetto intende porre le basi per la creazione di un vero mercato europeo dell'energia.

Protocollo di Kyoto

Trattato internazionale in materia di ambiente, sottoscritto nella città giapponese da cui prende il nome l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) e il riscaldamento globale. È entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia. Il trattato prevede l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una drastica riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, precisamente metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoro di zolfo) in una misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni rispettivamente registrate nel 1990 (considerato come anno base), nel periodo 2008-2012. È anche previsto lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas.

PSV

Sistema per scambi/cessioni di gas al Punto di Scambio Virtuale - modulo PSV, di cui alla Deliberazione dell'Autorità n. 22/04, organizzato e gestito da Snam Rete Gas.

Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)

Insieme delle linee che in Italia fanno parte della rete usata per trasportare energia elettrica dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo.

Shale Gas

Particolare e molto diffusa tipologia di gas non convenzionale ricavata da scisti argillosi. Sta assumendo un ruolo sempre più importante, soprattutto negli Stati Uniti, grazie allo sviluppo di nuove tecniche di perforazione che ne rendono economicamente conveniente l'estrazione.

Tep (Tonnellate Equivalenti di Petrolio)

Unità convenzionale utilizzata comunemente nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche, tenendo conto del loro potere calorifico.

Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.

Società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti.

Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o (Certificati bianchi)

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04). I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Transmission System Operator (TSO)

Soggetto cui è affidata la gestione della rete di trasmissione elettrica e del gas.

Unconstrained

Su MGP prezzo o quantità virtuali che si determinerebbero in assenza di vincoli di transito.

Unità di Emissione (UE)

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di 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

Sezione della rete elettrica per la quale esistono, per ragioni di sicurezza del sistema, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Le zone, sono definite da Terna S.p.A. ed approvate dall'AEEG. Attualmente le zone risultano essere le seguenti:

- **Zona Geografica.** Zona rappresentativa di una porzione della rete nazionale. Le zone geografiche sono Nord (NORD), Centro Nord (CNOR), Centro Sud (CSUD), Sud (SUD), Sicilia (SICI), Sardegna (SARD).
- **Zona Virtuale nazionale.** Polo di produzione limitato. Include Monfalcone (MFTV), Rossano (ROSN), Brindisi (BRNN), Priolo (PRGP), Foggia (FOGN).
- **Zona Virtuale estera.** Punto di interconnessione con l'estero. Include Francia (FRAN), Svizzera (SVIZ), Austria (AUST), Slovenia (SLOV), BSP (zona rappresentativa del mercato elettrico sloveno gestito da BSP e collegato a IPEX tramite il meccanismo del market coupling), Corsica (CORS), Corsica AC (COAC), Grecia (GREC).
- **Zona di mercato.** Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali, tale che i flussi di transito tra le zone stesse sono inferiori ai limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.. Tale aggregazione è definita su base oraria per effetto della risoluzione del MGP e del MI. In una stessa ora zone di mercato diverse possono avere prezzi zonali non diversi.

BIBLIOGRAFIA

- ACER (2010), 2011 Work Programme, settembre.
- AEEG (2009), Relazione Annuale.
- AEEG (2010), Dati statistici.
- AIEE - Associazione Italiana Economisti dell'Energia (2011), Il settore energetico nel 2010 e le prospettive per il 2011, marzo.
- British Petroleum (2010), Energy Outlook.
- British Petroleum (2010), Statistical Review of World Energy.
- Cedigaz (2010), Annual Gas Report, dicembre.
- Commissione Europea – DG ECFIN (2011), Dati AMECO.
- Enerdata (2010), Yearbook.
- ENTSO-E (2005-2010), Dati statistici.
- ERGEG (2010), Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity, settembre.
- ERGEG (2010), Status Review on the ERGEG Regional Initiatives 2010, novembre.
- Eurostat (2010), Energy, transport and environment indicators.
- Fondo Monetario Internazionale (2011), World Economic Outlook, aprile.
- Gas Infrastructure Europe (2010), Dati statistici.
- GME (2004), "Uniform purchase price algorithm", www.mercatoelettrico.org
- GME (2010), Vademecum della borsa elettrica italiana.
- GME (2010), Vademecum mercati per l'ambiente.
- GME (2010), Vademecum della Piattaforma dei Conti Energia a Termine.
- International Energy Agency (2010), Key World Energy Statistics.
- International Energy Agency (2010), World Energy Outlook.
- Istat (2010), Rapporti mensili.
- Istat (2011) - Stima preliminare del PIL - IV trimestre 2010, febbraio.
- Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (2010), Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2008. National Inventory Report 2010.
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (2008), Piano Nazionale d'Assegnazione per il periodo 2008-2012.
- Ministero dello Sviluppo Economico – DERM (2000-2009), Bilanci Energetici Nazionali.
- SNAM (2010), Dati statistici.
- Stogit (2010), Dati statistici.
- Terna (2010), Dati statistici.
- Terna (2010), Piano di sviluppo della rete.
- Unione Petrolifera (2011), Data Book, gennaio.



APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2010





APPENDICE STATISTICA

RELAZIONE ANNUALE 2010





INDICE

INTRODUZIONE	p. III
1. MGP - Mercato del Giorno Prima	p. 1
PREZZI.....	p. 2
DOMANDA.....	p. 15
OFFERTA.....	p. 24
LIQUIDITÀ	p. 46
CONFIGURAZIONI ZONALI	p. 51
CONCENTRAZIONE.....	p. 67
2. MA/MI - Mercato di Aggiustamento e Infragiornaliero	p. 78
3. MSD EX ANTE - Mercato dei Servizi di Dispacciamento.....	p. 92
4. MTE - Mercato Elettrico a Termine.....	p. 98
5. PCE - Piattaforma per Conti Energia	p. 100
INDICE DELLE TABELLE.....	p. 104
INDICE DELLE FIGURE.....	p. 106

INTRODUZIONE

L'Appendice statistica della Relazione Annuale 2010 del Gestore dei Mercati Energetici (GME), attraverso una ricca serie di tabelle e grafici, illustra l'andamento delle serie storiche annuali delle principali variabili dei mercati dell'energia elettrica a pronti (MPE) [Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato di Aggiustamento (MA), Mercato Infragiornaliero (MI), Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) ex-ante], del Mercato Elettrico a Termine (MTE) e della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE).

Nell'analisi delle serie storiche relative alle zone geografiche, va tenuto conto che Terna con l'approvazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, ne ha variato il perimetro nel corso degli anni (riguardo l'attuale perimetro vedi delibera AEEG n. ARG/elt 116/08 che recepisce il documento di Terna "Individuazione zone della rete rilevante" del 19/9/2008).

Particolare attenzione è rivolta all'anno 2010 di cui sono illustrati con maggior dettaglio gli esiti dei suddetti mercati anche attraverso l'esame delle serie mensili, giornaliere ed orarie.

L'appendice si articola in quattro sezioni:

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

1

MGP - MERCATO DEL GIORNO PRIMA

PREZZI	p.	2
DOMANDA	p.	15
OFFERTA	p.	24
LIQUIDITÀ.....	p.	46
CONFIGURAZIONI ZONALI.....	p.	51
CONCENTRAZIONE	p.	67



PREZZI

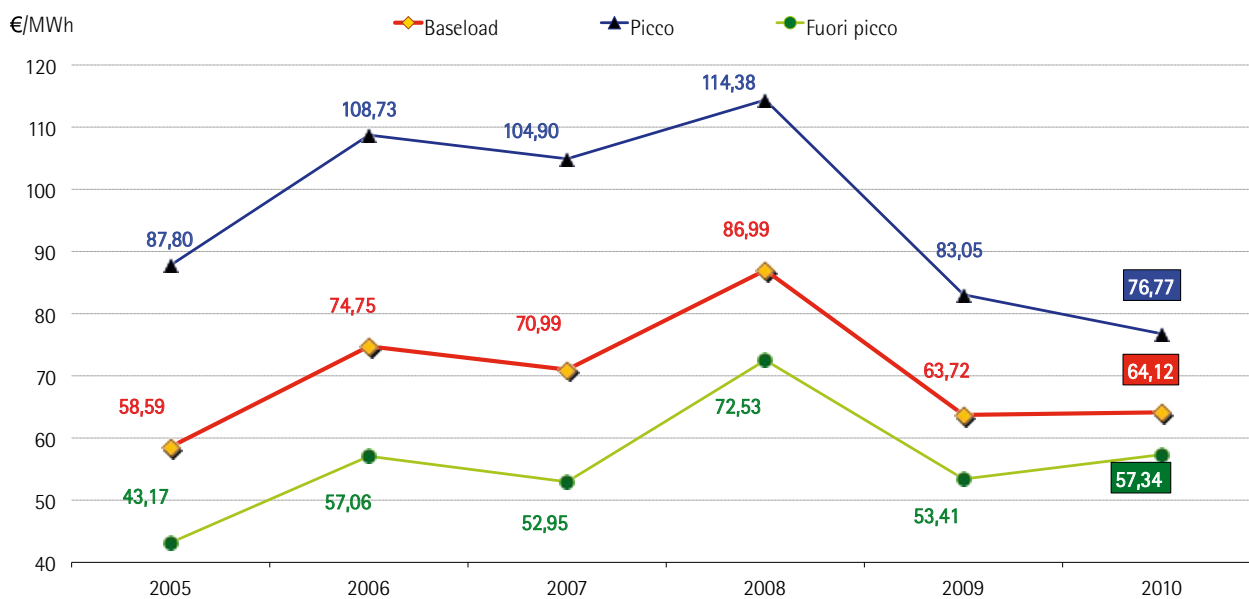
Tabella 1

MGP - Prezzo di acquisto

	€/MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Media	Baseload	64,12	63,72	86,99	70,99	74,75	58,59
	Picco	76,77	83,05	114,38	104,90	108,73	87,80
	Fuori picco	57,34	53,41	72,53	52,95	57,06	43,17
Minimo	Baseload	10,00	9,07	21,54	21,44	15,06	10,42
	Picco	46,52	35,15	40,96	47,70	50,57	34,68
	Fuori picco	10,00	9,07	21,54	21,44	15,06	10,42
Massimo	Baseload	174,62	172,25	211,99	242,42	378,47	170,61
	Picco	174,62	172,25	211,99	242,42	378,47	170,61
	Fuori picco	154,70	134,23	172,09	162,63	160,04	117,58
Indice di Volatilità Relativo (IVR)	Baseload	0,13	0,17	0,15	0,16	0,12	0,13
	Picco	0,13	0,16	0,13	0,16	0,12	0,11
	Fuori picco	0,13	0,17	0,15	0,16	0,13	0,15

Figura 1

MGP - Prezzo di acquisto



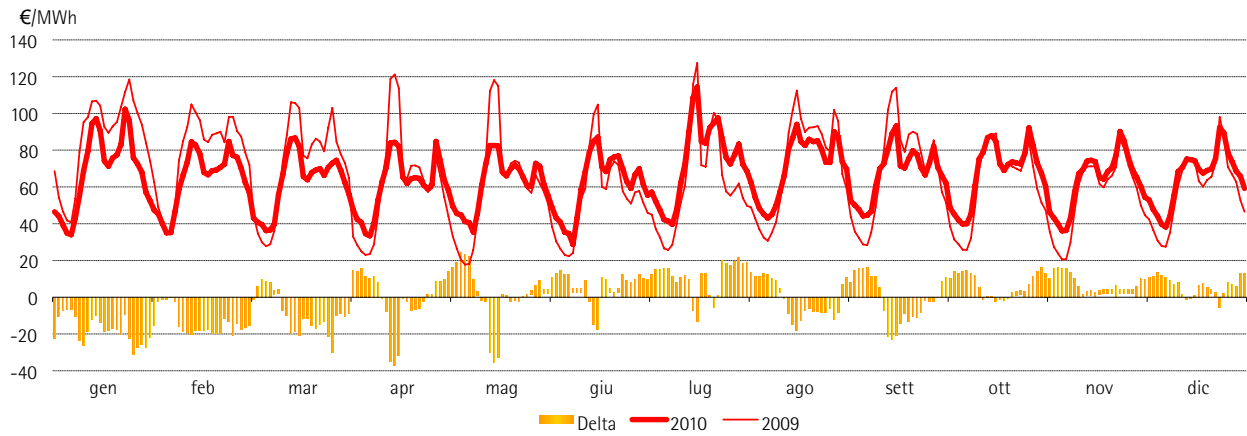
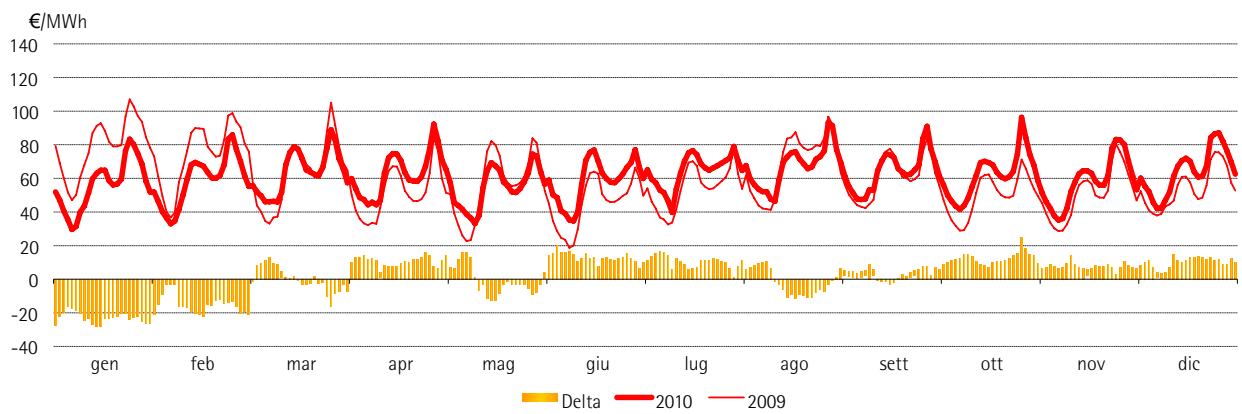
MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo) Figura 2MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo) Figura 3

Figura 4 MGP - Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera

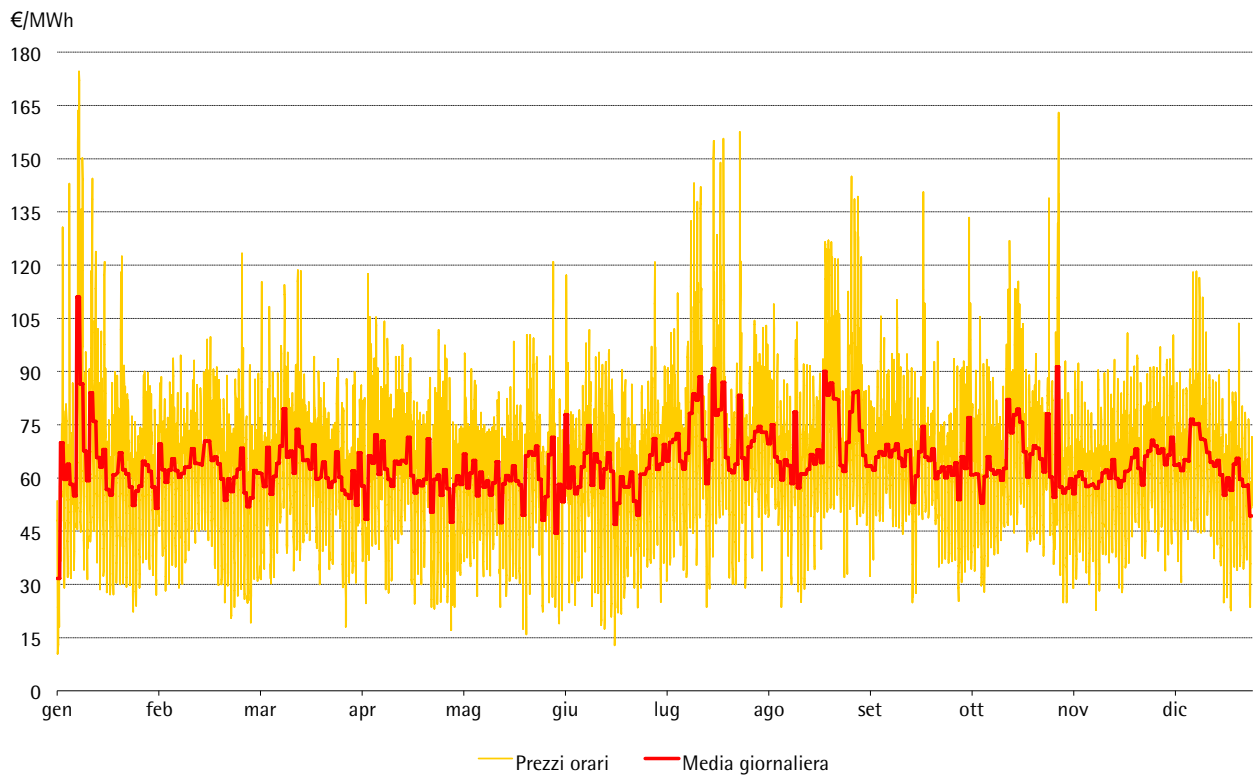
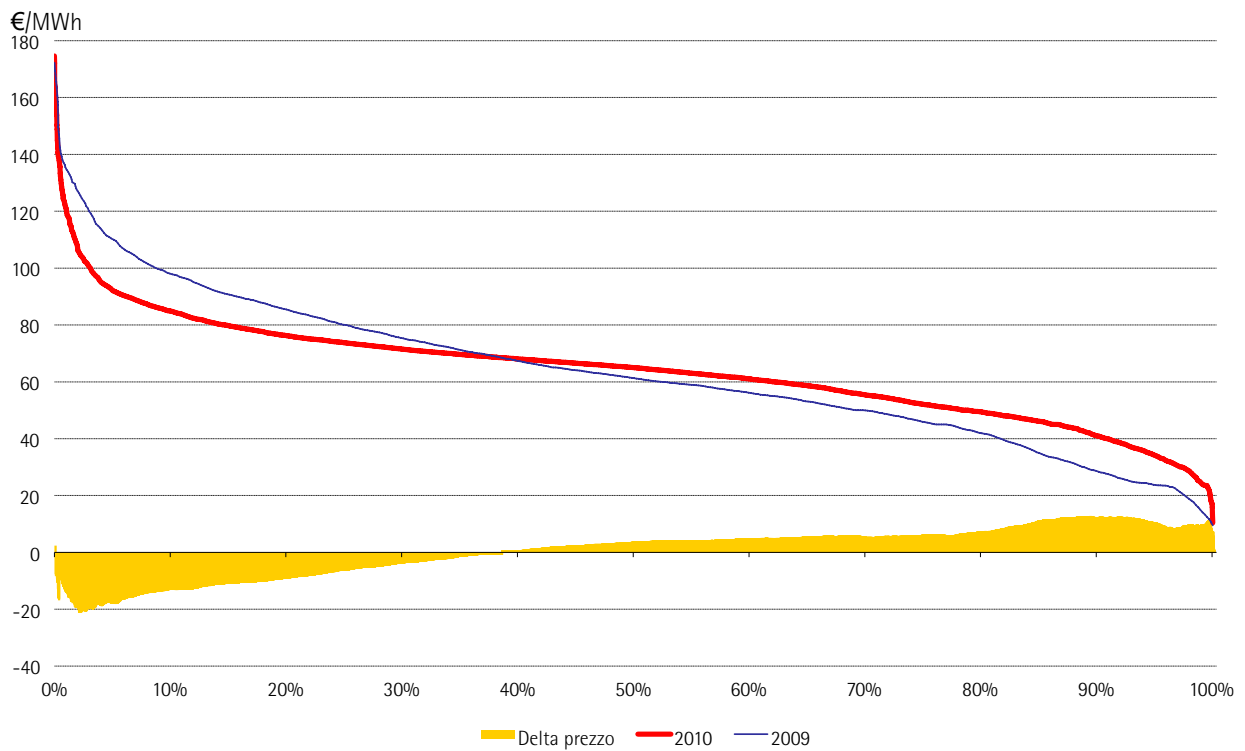


Figura 5 MGP - Prezzo di acquisto: curva di durata



MGP – Prezzo di vendita zonale: *baseload*

Tabella 2

€/MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	61,98	60,82	82,92	68,47	73,63	57,71
Centro Nord	62,47	62,26	84,99	72,80	74,98	58,62
Centro Sud	62,60	62,40	87,63	73,05	74,99	59,03
Sud	59,00	59,49	87,39	73,04	74,98	59,03
Calabria			87,99	73,22	75,67	59,83
Sicilia	89,71	88,09	119,63	79,51	78,96	62,77
Sardegna	73,51	82,01	91,84	75,00	80,55	60,38
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	61,98	60,82	82,90	68,37	73,49	57,71
Turbigo R.				75,65	73,57	57,70
Piombino					77,62	58,97
Brindisi	57,66	57,04	86,93	72,98	74,28	58,94
Foggia	58,99	59,31	86,79	69,96	71,55	
Rossano	58,47	58,75	86,99	73,00	74,61	58,99
Priolo G.	89,58	87,95	118,46	78,44	76,68	62,18
<i>Zone estere</i>						
Francia	61,98	60,82	-	-	64,34	52,32
Svizzera	61,98	60,78	-	50,47	64,66	55,66
Austria	61,98	60,82	-	-	58,32	53,20
Slovenia	61,98	60,82	-	41,08	70,94	55,90
Grecia	57,66	57,04	-	-	67,96	55,68
Corsica	91,58	61,33	87,25	71,07	73,33	57,38
Corsica AC	73,36	82,01	91,84	75,00	81,53	
Esterio Corsica			91,84	75,00	81,53	
Esterio Nord-Est			82,92	68,22	73,63	57,21
Esterio Nord-Ovest			82,92	68,45	73,63	57,68
Esterio Sud			80,35	64,62	68,48	61,16

MGP – Indice di Volatilità Relativo (IVR) dei prezzi di vendita zonali: *baseload*

Tabella 3

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	0,14	0,18	0,16	0,17	0,13	0,13
Centro Nord	0,14	0,19	0,16	0,16	0,12	0,13
Centro Sud	0,15	0,20	0,17	0,15	0,12	0,12
Sud	0,14	0,20	0,17	0,15	0,12	0,12
Calabria			0,18	0,16	0,14	0,14
Sicilia	0,28	0,25	0,29	0,20	0,18	0,17
Sardegna	0,27	0,37	0,22	0,22	0,20	0,15
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	0,14	0,18	0,16	0,17	0,13	0,13
Turbigo R.				0,17	0,13	0,13
Piombino						0,12
Brindisi	0,15	0,21	0,17	0,15	0,12	0,12
Foggia	0,14	0,20	0,18	0,24	0,18	
Rossano	0,15	0,21	0,17	0,15	0,11	0,12
Priolo G.	0,28	0,25	0,29	0,19	0,16	0,17
<i>Zone estere</i>						
Francia	0,14	0,18	-	-	0,29	0,37
Svizzera	0,14	0,18	-	0,17	0,21	0,20
Austria	0,14	0,18	-	-	0,42	0,27
Slovenia	0,14	0,18	-	-	0,21	0,20
Grecia	0,15	0,21	-	-	0,27	0,24
Corsica	0,69	0,30	0,27	0,30	0,24	0,21
Corsica AC	0,27	0,37	0,22	0,22	0,23	
Esterio Corsica			0,22	0,22	0,23	
Esterio Nord-Est			0,16	0,18	0,13	0,16
Esterio Nord-Ovest			0,16	0,17	0,13	0,14
Esterio Sud			0,29	0,42	0,26	0,16

Tabella 4

MGP – Prezzo di vendita zonale: *picco*

€/MWh	2010	2009	2008	2007	2005
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	73,39	79,06	108,94	100,44	86,85
Centro Nord	74,29	81,26	113,29	109,41	88,27
Centro Sud	74,98	81,36	115,47	109,81	88,61
Sud	66,83	74,01	114,83	109,80	88,61
Calabria			115,66	109,95	89,24
Sicilia	120,16	123,85	161,57	116,95	91,85
Sardegna	93,38	108,30	118,19	109,24	88,50
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	73,39	79,06	108,89	100,37	86,85
Turbigo R.				111,86	86,84
Piombino					88,54
Brindisi	64,98	70,84	114,38	109,72	88,53
Foggia	66,81	73,87	114,83	105,72	
Rossano	65,96	72,26	114,43	109,72	88,56
Priolo G.	119,77	123,48	159,07	115,42	91,24
<i>Zone estere</i>					
Francia	73,39	79,06	-	-	80,49
Svizzera	73,39	78,97	-	68,79	84,05
Austria	73,39	79,06	-	-	79,23
Slovenia	73,39	79,06	-	58,50	84,73
Grecia	64,98	70,84	-	-	83,59
Corsica	121,87	80,22	113,56	103,67	85,18
Corsica AC	93,10	108,30	118,19	109,24	
Esterio Corsica			118,19	109,24	
Esterio Nord-Est			108,94	100,11	86,11
Esterio Nord-Ovest			108,94	100,38	86,85
Esterio Sud			104,77	95,41	91,69

Tabella 5

MGP – Indice di Volatilità Relativo (IVR) dei prezzi di vendita zonali: *picco*

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	0,15	0,18	0,15	0,19	0,13	0,12
Centro Nord	0,16	0,19	0,15	0,15	0,12	0,11
Centro Sud	0,17	0,20	0,15	0,15	0,12	0,10
Sud	0,15	0,20	0,15	0,15	0,12	0,10
Calabria			0,16	0,15	0,14	0,11
Sicilia	0,25	0,17	0,21	0,17	0,15	0,12
Sardegna	0,28	0,33	0,19	0,20	0,16	0,12
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	0,15	0,18	0,15	0,19	0,13	0,12
Turbigo R.				0,19	0,13	0,12
Piombino						0,10
Brindisi	0,15	0,22	0,15	0,15	0,12	0,10
Foggia	0,15	0,20	0,15	0,24	0,17	
Rossano	0,16	0,24	0,15	0,15	0,11	0,10
Priolo G.	0,25	0,18	0,21	0,17	0,12	0,12
<i>Zone estere</i>						
Francia	0,15	0,18	-	-	0,35	0,35
Svizzera	0,15	0,18	-	0,20	0,28	0,19
Austria	0,15	0,18	-	-	0,51	0,28
Slovenia	0,15	0,18	-	-	0,22	0,19
Grecia	0,15	0,22	-	-	0,37	0,22
Corsica	0,71	0,32	0,27	0,31	0,24	0,19
Corsica AC	0,28	0,33	0,19	0,20	0,17	
Esterio Corsica			0,19	0,20	0,17	
Esterio Nord-Est			0,15	0,20	0,13	0,15
Esterio Nord-Ovest			0,15	0,19	0,13	0,12
Esterio Sud			0,28	0,42	0,34	0,13

MGP - Prezzo di vendita zonale: *fuori picco*

Tabella 6

€/MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	55,86	51,09	69,18	51,52	55,99	42,34
Centro Nord	56,12	52,13	70,04	53,38	57,05	42,98
Centro Sud	55,95	52,28	72,92	53,55	57,09	43,43
Sud	54,80	51,75	72,90	53,55	57,09	43,44
Calabria			73,38	53,75	57,89	44,33
Sicilia	73,37	69,01	97,48	59,65	61,09	47,45
Sardegna	62,84	67,99	77,91	56,83	63,40	45,55
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	55,86	51,09	69,17	51,39	55,88	42,34
Turbigo R.				54,53	55,93	42,34
Piombino					60,15	43,39
Brindisi	53,73	49,68	72,44	53,48	56,66	43,34
Foggia	54,80	51,53	71,98	50,99	53,75	
Rossano	54,45	51,54	72,49	53,52	56,79	43,40
Priolo G.	73,37	68,99	97,01	58,82	59,19	46,86
<i>Zone estere</i>						
Francia	55,86	51,09	-	-	49,15	37,46
Svizzera	55,86	51,08	-	40,75	51,62	40,69
Austria	55,86	51,09	-	-	45,03	39,47
Slovenia	55,86	51,09	-	31,83	54,14	40,71
Grecia	53,73	49,68	-	-	53,21	40,96
Corsica	75,32	51,25	73,35	53,78	57,38	42,72
Corsica AC	62,77	67,99	77,91	56,83	64,45	
Estero Corsica			77,91	56,83	64,45	
Estero Nord-Est			69,18	51,30	55,99	41,97
Estero Nord-Ovest			69,18	51,52	55,99	42,31
Estero Sud			67,46	48,28	53,22	45,05

MGP - Indice di Volatilità Relativo (IVR) dei prezzi di vendita zonali: *fuori picco*

Tabella 7

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	0,13	0,17	0,15	0,15	0,12	0,13
Centro Nord	0,14	0,17	0,16	0,14	0,10	0,12
Centro Sud	0,15	0,18	0,16	0,14	0,10	0,12
Sud	0,14	0,18	0,16	0,14	0,10	0,12
Calabria			0,19	0,14	0,12	0,15
Sicilia	0,30	0,30	0,32	0,21	0,18	0,16
Sardegna	0,27	0,41	0,23	0,24	0,21	0,18
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	0,13	0,17	0,15	0,15	0,12	0,13
Turbigo R.				0,15	0,12	0,13
Piombino						0,12
Brindisi	0,16	0,19	0,16	0,14	0,11	0,12
Foggia	0,14	0,18	0,16	0,22	0,16	
Rossano	0,16	0,19	0,16	0,14	0,10	0,12
Priolo G.	0,30	0,30	0,32	0,21	0,17	0,16
<i>Zone estere</i>						
Francia	0,13	0,17	-	-	0,25	0,34
Svizzera	0,13	0,17	-	0,13	0,17	0,18
Austria	0,13	0,17	-	-	0,40	0,25
Slovenia	0,13	0,17	-	-	0,21	0,19
Grecia	0,16	0,19	-	-	0,24	0,24
Corsica	0,53	0,27	0,28	0,33	0,25	0,23
Corsica AC	0,27	0,41	0,23	0,24	0,25	
Estero Corsica			0,23	0,24	0,25	
Estero Nord-Est			0,15	0,15	0,12	0,15
Estero Nord-Ovest			0,15	0,15	0,12	0,14
Estero Sud			0,28	0,47	0,24	0,15

Tabella 8 MGP – Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2010: *Baseload*

	Nord	Monfalcone	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Brindisi	Foggia	Rossano	Sicilia	Priolo	Sardegna
Differenza media di prezzo											
Nord		0,00 (0,00)	0,48 (1,44)	0,62 (1,58)	-2,98 (-1,33)	-4,33 (-3,78)	-2,99 (-1,52)	-3,52 (-2,07)	27,73 (27,27)	27,60 (27,13)	11,52 (21,19)
Monfalcone	0,0% (0,0%)		0,48 (1,44)	0,62 (1,58)	-2,98 (-1,33)	-4,33 (-3,78)	-2,99 (-1,52)	-3,52 (-2,07)	27,73 (27,27)	27,60 (27,13)	11,52 (21,19)
Centro Nord	3,8% (6,1%)	3,8% (6,1%)		0,13 (0,13)	-3,46 (-2,77)	-4,81 (-5,23)	-3,47 (-2,96)	-4,00 (-3,51)	27,25 (25,83)	27,11 (25,68)	11,04 (19,75)
Centro Sud	13,1% (8,4%)	13,1% (8,4%)	9,5% (2,6%)		-3,60 (-2,90)	-4,94 (-5,36)	-3,61 (-3,09)	-4,13 (-3,65)	27,12 (25,69)	26,98 (25,55)	10,91 (19,61)
Sud	33,5% (24,4%)	33,5% (24,4%)	30,8% (19,4%)	23,2% (16,8%)		-1,35 (-2,46)	-0,01 (-0,19)	-0,53 (-0,74)	30,71 (28,60)	30,58 (28,45)	14,50 (22,52)
Brindisi	38,0% (32,4%)	38,0% (32,4%)	35,6% (28,4%)	28,7% (25,5%)	6,6% (9,8%)		1,34 (2,27)	0,81 (1,71)	32,06 (31,05)	31,92 (30,91)	15,85 (24,97)
Foggia	33,5% (24,6%)	33,5% (24,6%)	30,8% (19,8%)	23,3% (17,2%)	0,2% (0,4%)	6,8% (10,2%)		-0,53 (-0,55)	30,72 (28,79)	30,59 (28,64)	14,51 (22,71)
Rossano	34,9% (25,5%)	34,9% (25,5%)	32,2% (20,7%)	24,8% (18,1%)	2,2% (2,7%)	8,5% (11,5%)	2,4% (3,1%)		31,25 (29,34)	31,11 (29,20)	15,04 (23,26)
Sicilia	79,1% (74,0%)	79,1% (74,0%)	78,5% (72,6%)	75,4% (71,9%)	73,2% (70,3%)	74,8% (73,0%)	73,2% (70,4%)	73,0% (70,1%)		-0,14 (-0,14)	-16,21 (-6,08)
Priolo	79,1% (74,0%)	79,1% (74,0%)	78,5% (72,6%)	75,4% (71,9%)	73,2% (70,3%)	74,8% (73,0%)	73,2% (70,4%)	73,0% (70,1%)	0,1% (0,3%)		-16,07 (-5,94)
Sardegna	38,4% (53,8%)	38,4% (53,8%)	35,9% (51,2%)	31,9% (51,7%)	46,5% (60,1%)	49,9% (63,9%)	46,5% (60,2%)	47,4% (60,4%)	79,4% (83,7%)	79,4% (83,7%)	

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 9 MGP – Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2010: *Ore di picco*

	Nord	Monfalcone	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Brindisi	Foggia	Rossano	Sicilia	Priolo	Sardegna
Differenza media di prezzo											
Nord		0,00 (0,00)	0,90 (2,20)	1,59 (2,31)	-6,56 (-5,05)	-8,41 (-8,22)	-6,58 (-5,19)	-7,43 (-6,79)	46,77 (44,79)	46,38 (44,42)	19,99 (29,24)
Monfalcone	0,0% (0,0%)		0,90 (2,20)	1,59 (2,31)	-6,56 (-5,05)	-8,41 (-8,22)	-6,58 (-5,19)	-7,43 (-6,79)	46,77 (44,79)	46,38 (44,42)	19,99 (29,24)
Centro Nord	5,3% (8,1%)	5,3% (8,1%)		0,68 (0,10)	-7,47 (-7,25)	-9,32 (-9,43)	-7,49 (-7,39)	-8,34 (-9,00)	45,86 (42,59)	45,48 (42,22)	19,08 (27,04)
Centro Sud	14,1% (11,9%)	14,1% (11,9%)	9,1% (3,8%)		-8,15 (-7,35)	-10,00 (-10,53)	-8,17 (-7,49)	-9,02 (-9,10)	45,18 (42,49)	44,79 (42,12)	18,40 (26,94)
Sud	55,9% (47,0%)	55,9% (47,0%)	52,5% (41,0%)	47,4% (37,3%)		-1,85 (-3,17)	-0,02 (-0,14)	-0,87 (-1,75)	53,33 (49,84)	52,94 (49,47)	26,55 (34,29)
Brindisi	60,1% (53,1%)	60,1% (53,1%)	57,2% (48,3%)	52,5% (44,6%)	8,0% (9,3%)		1,83 (3,04)	0,98 (1,43)	55,18 (53,02)	54,79 (52,64)	28,40 (37,46)
Foggia	56,0% (47,5%)	56,0% (47,5%)	52,6% (41,5%)	47,5% (37,8%)	0,5% (0,6%)	8,5% (9,8%)		-0,85 (-1,61)	53,35 (49,98)	52,96 (49,61)	26,57 (34,43)
Rossano	57,8% (48,8%)	57,8% (48,8%)	54,4% (43,0%)	49,3% (39,3%)	3,6% (5,7%)	11,0% (13,0%)	4,1% (6,3%)		54,20 (51,59)	53,81 (51,22)	27,42 (36,04)
Sicilia	98,4% (95,3%)	98,4% (95,3%)	98,1% (94,1%)	97,1% (93,6%)	95,8% (91,9%)	96,6% (93,2%)	95,8% (92,2%)	95,6% (91,8%)		-0,39 (-0,37)	-26,78 (-15,55)
Priolo	98,4% (95,4%)	98,4% (95,4%)	98,1% (94,1%)	97,1% (93,6%)	95,8% (92,0%)	96,6% (93,3%)	95,8% (92,3%)	95,6% (91,9%)	0,3% (0,6%)		-26,39 (-15,18)
Sardegna	48,4% (58,6%)	48,4% (58,6%)	44,5% (55,3%)	42,9% (56,7%)	72,3% (73,5%)	75,4% (76,3%)	72,3% (73,8%)	73,2% (74,2%)	98,4% (95,5%)	98,4% (95,5%)	

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 10 MGP – Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2010: *Ore fuori picco*

	Nord	Monfalcone	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Brindisi	Foggia	Rossano	Sicilia	Priolo	Sardegna
Differenza media di prezzo											
Nord		0,00 (0,00)	0,26 (1,03)	0,09 (1,19)	-1,06 (0,66)	-2,13 (-1,42)	-1,06 (0,44)	-1,41 (0,45)	17,51 (17,91)	17,51 (17,90)	6,98 (16,89)
Monfalcone	0,0% (0,0%)		0,26 (1,03)	0,09 (1,19)	-1,06 (0,66)	-2,13 (-1,42)	-1,06 (0,44)	-1,41 (0,45)	17,51 (17,91)	17,51 (17,90)	6,98 (16,89)
Centro Nord	3,0% (5,0%)	3,0% (5,0%)		-0,17 (0,15)	-1,32 (-0,38)	-2,39 (-2,45)	-1,32 (-0,59)	-1,67 (-0,58)	17,25 (16,88)	17,25 (16,86)	6,72 (15,86)
Centro Sud	12,5% (6,6%)	12,5% (6,6%)	9,6% (2,0%)		-1,15 (-0,53)	-2,23 (-2,60)	-1,15 (-0,75)	-1,51 (-0,73)	17,42 (16,73)	17,42 (16,71)	6,89 (15,71)
Sud	21,4% (12,3%)	21,4% (12,3%)	19,1% (7,9%)	10,3% (6,0%)		-1,08 (-2,07)	0,00 (-0,22)	-0,36 (-0,20)	18,57 (17,26)	18,57 (17,24)	8,04 (16,24)
Brindisi	26,2% (21,3%)	26,2% (21,3%)	24,0% (17,7%)	15,9% (15,9%)	5,9% (10,1%)		1,07 (1,86)	0,72 (1,87)	19,64 (19,33)	19,64 (19,31)	9,11 (18,31)
Foggia	21,5% (12,4%)	21,5% (12,4%)	19,2% (8,2%)	10,3% (6,3%)	0,1% (0,3%)	5,9% (10,4%)		-0,35 (0,01)	18,57 (17,47)	18,57 (17,46)	8,04 (16,45)
Rossano	22,6% (13,0%)	22,6% (13,0%)	20,3% (8,8%)	11,6% (6,8%)	1,5% (1,1%)	7,2% (10,7%)	1,5% (1,4%)		18,92 (17,46)	18,92 (17,45)	8,39 (16,44)
Sicilia	68,7% (62,6%)	68,7% (62,6%)	68,0% (61,1%)	63,7% (60,3%)	61,0% (58,6%)	63,2% (62,1%)	61,0% (58,7%)	60,9% (58,5%)		0,00 (-0,02)	-10,53 (-1,02)
Priolo	68,7% (62,6%)	68,7% (62,6%)	68,0% (62,2%)	63,7% (60,3%)	61,0% (58,7%)	63,2% (62,2%)	61,0% (58,8%)	60,9% (58,5%)	0,0% (0,1%)		-10,53 (-1,00)
Sardegna	33,0% (51,2%)	33,0% (51,2%)	31,3% (49,0%)	26,0% (49,5%)	32,7% (52,9%)	36,2% (57,3%)	32,7% (52,9%)	33,6% (53,0%)	69,2% (77,4%)	69,2% (77,4%)	

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP – Fissazione del prezzo in % del totale volumi venduti

Tabella 11

Zona price maker	Gruppo di ore	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Estero	Totale	17%	16%	13%	4%	2%	0%
	Lavorativo Picco	14%	11%	10%	5%	2%	0%
	Lavorativo FPicco	25%	26%	19%	4%	2%	1%
	Festivo	14%	12%	10%	4%	2%	1%
Nord	Totale	48%	51%	46%	48%	47%	48%
	Lavorativo Picco	51%	55%	47%	50%	52%	51%
	Lavorativo FPicco	43%	43%	43%	46%	45%	45%
	Festivo	49%	54%	49%	46%	43%	47%
Centro Nord	Totale	4%	2%	7%	8%	6%	6%
	Lavorativo Picco	4%	2%	8%	8%	5%	6%
	Lavorativo FPicco	3%	2%	5%	8%	6%	7%
	Festivo	5%	3%	8%	8%	7%	6%
Centro Sud	Totale	7%	8%	11%	14%	18%	24%
	Lavorativo Picco	9%	8%	14%	12%	18%	24%
	Lavorativo FPicco	8%	8%	9%	13%	18%	26%
	Festivo	4%	7%	9%	16%	20%	22%
Sud	Totale	16%	12%	13%	16%	16%	12%
	Lavorativo Picco	15%	13%	13%	15%	14%	11%
	Lavorativo FPicco	14%	10%	13%	17%	17%	11%
	Festivo	20%	11%	14%	14%	18%	15%
Sicilia	Totale	6%	7%	6%	8%	7%	7%
	Lavorativo Picco	6%	6%	5%	6%	5%	6%
	Lavorativo FPicco	5%	7%	7%	9%	8%	8%
	Festivo	6%	8%	7%	8%	7%	8%
Sardegna	Totale	2%	4%	4%	3%	3%	2%
	Lavorativo Picco	2%	4%	3%	3%	3%	2%
	Lavorativo FPicco	2%	5%	4%	3%	3%	2%
	Festivo	3%	5%	5%	3%	3%	2%

MGP – Zona price maker/taker in % del totale volumi venduti. Anno 2010

Tabella 12

		Zona price taker						
Zona price maker	Totale	Estero	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Estero	Totale	17%	21%	18%	19%	17%	17%	13%
	Lavorativo Picco	14%	16%	15%	15%	13%	12%	8%
	Lavorativo F Picco	25%	29%	26%	28%	24%	24%	20%
	Festivo	14%	17%	14%	15%	16%	15%	11%
Nord	Totale	48%	55%	58%	53%	47%	31%	32%
	Lavorativo Picco	51%	62%	63%	58%	53%	23%	31%
	Lavorativo F Picco	43%	48%	52%	48%	40%	32%	31%
	Festivo	49%	54%	57%	52%	48%	40%	37%
Centro Nord	Totale	4%	4%	4%	5%	4%	2%	3%
	Lavorativo Picco	4%	4%	4%	6%	5%	2%	4%
	Lavorativo F Picco	3%	3%	3%	3%	3%	2%	2%
	Festivo	5%	4%	5%	7%	6%	4%	4%
Centro Sud	Totale	7%	7%	7%	8%	13%	6%	7%
	Lavorativo Picco	9%	8%	9%	10%	17%	6%	10%
	Lavorativo F Picco	8%	7%	8%	8%	13%	9%	8%
	Festivo	4%	4%	3%	4%	6%	4%	4%
Sud	Totale	16%	13%	10%	12%	15%	41%	11%
	Lavorativo Picco	15%	9%	7%	9%	11%	56%	6%
	Lavorativo F Picco	14%	11%	10%	11%	17%	30%	13%
	Festivo	20%	18%	17%	18%	22%	34%	15%
Sicilia	Totale	6%	1%	1%	1%	1%	2%	78%
	Lavorativo Picco	6%	0%	0%	0%	1%	1%	97%
	Lavorativo F Picco	5%	1%	1%	1%	2%	2%	59%
	Festivo	6%	1%	1%	1%	2%	2%	75%
Sardegna	Totale	2%	1%	1%	2%	2%	1%	32%
	Lavorativo Picco	2%	1%	1%	2%	2%	1%	42%
	Lavorativo F Picco	2%	1%	1%	1%	1%	1%	26%
	Festivo	3%	2%	2%	2%	2%	2%	28%

Figura 6 MGP - Prezzo di vendita: *baseload*

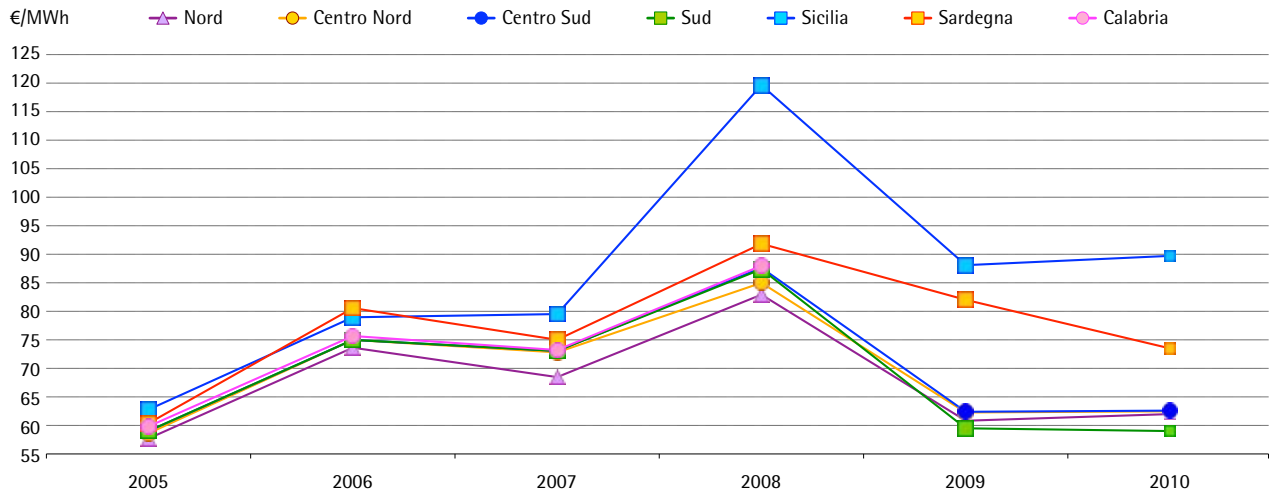


Figura 7 MGP - Prezzo di vendita: *picco*

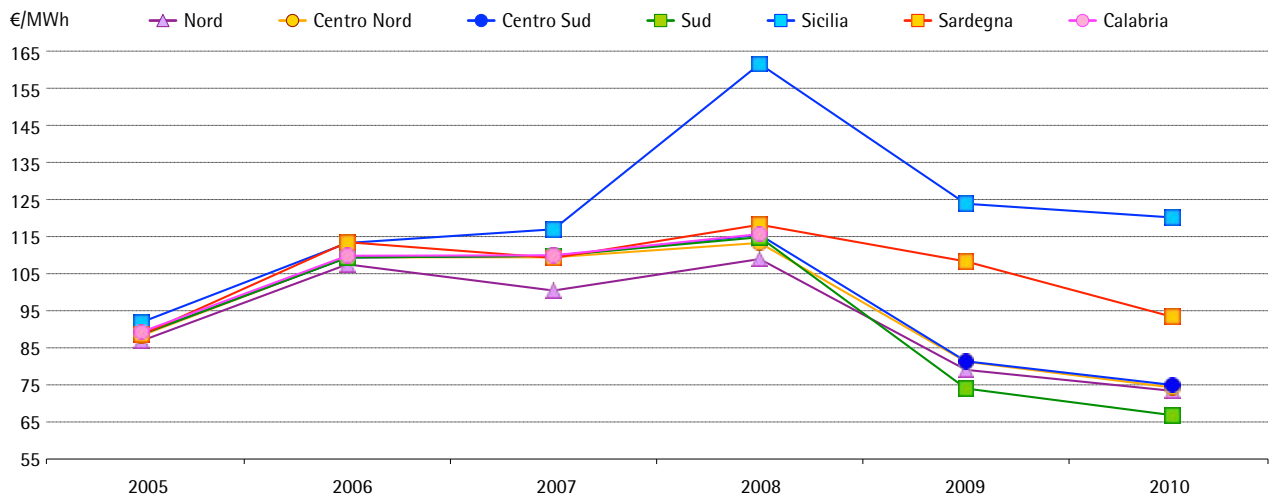
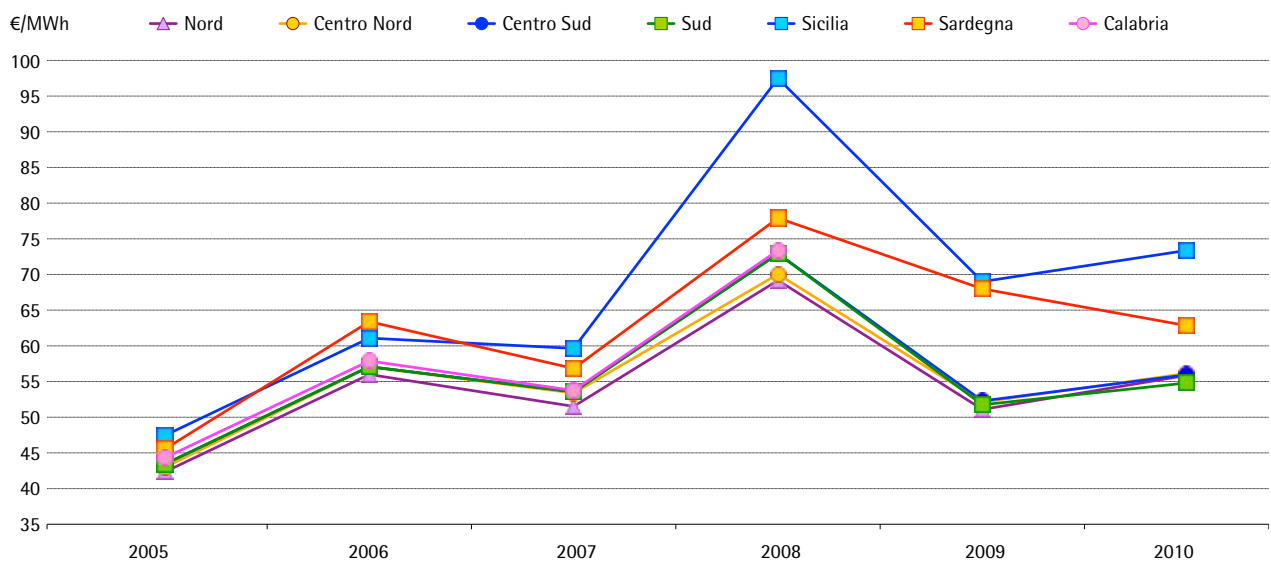


Figura 8 MGP - Prezzo di vendita: *fuori picco*



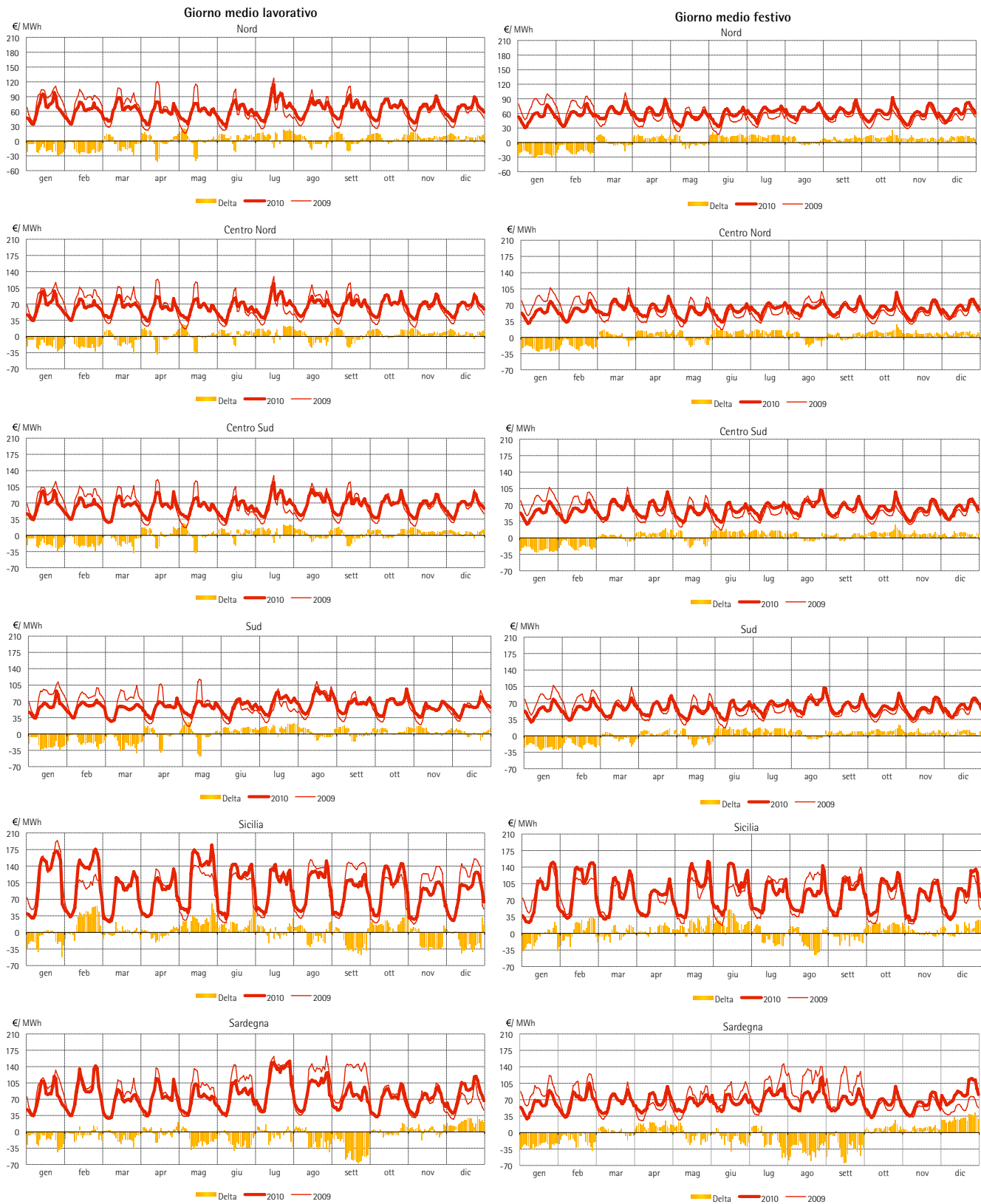
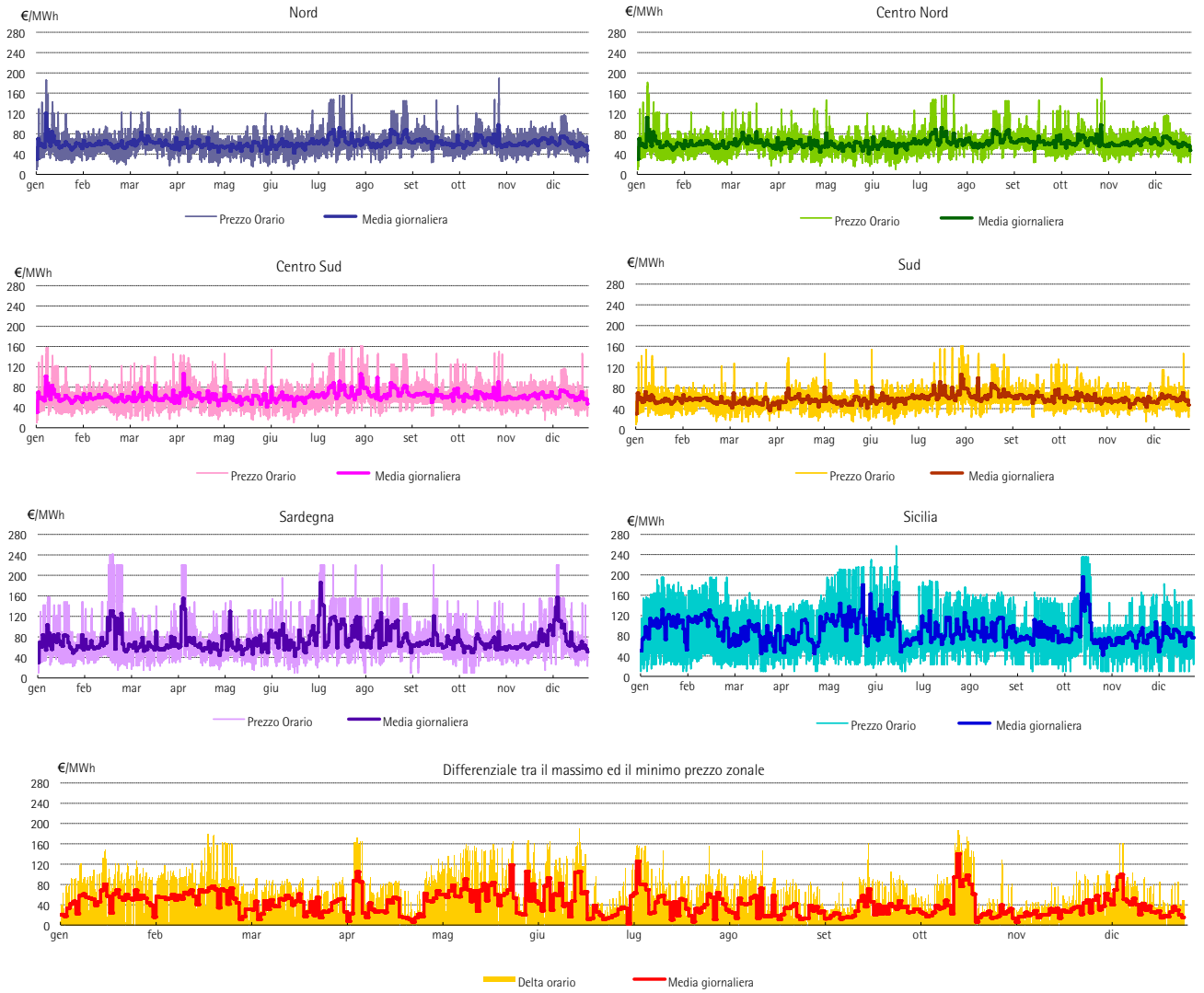
MGP - Prezzo di vendita: curve medie orarie Figura 9



Figura 10 MGP - Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera. Anno 2010



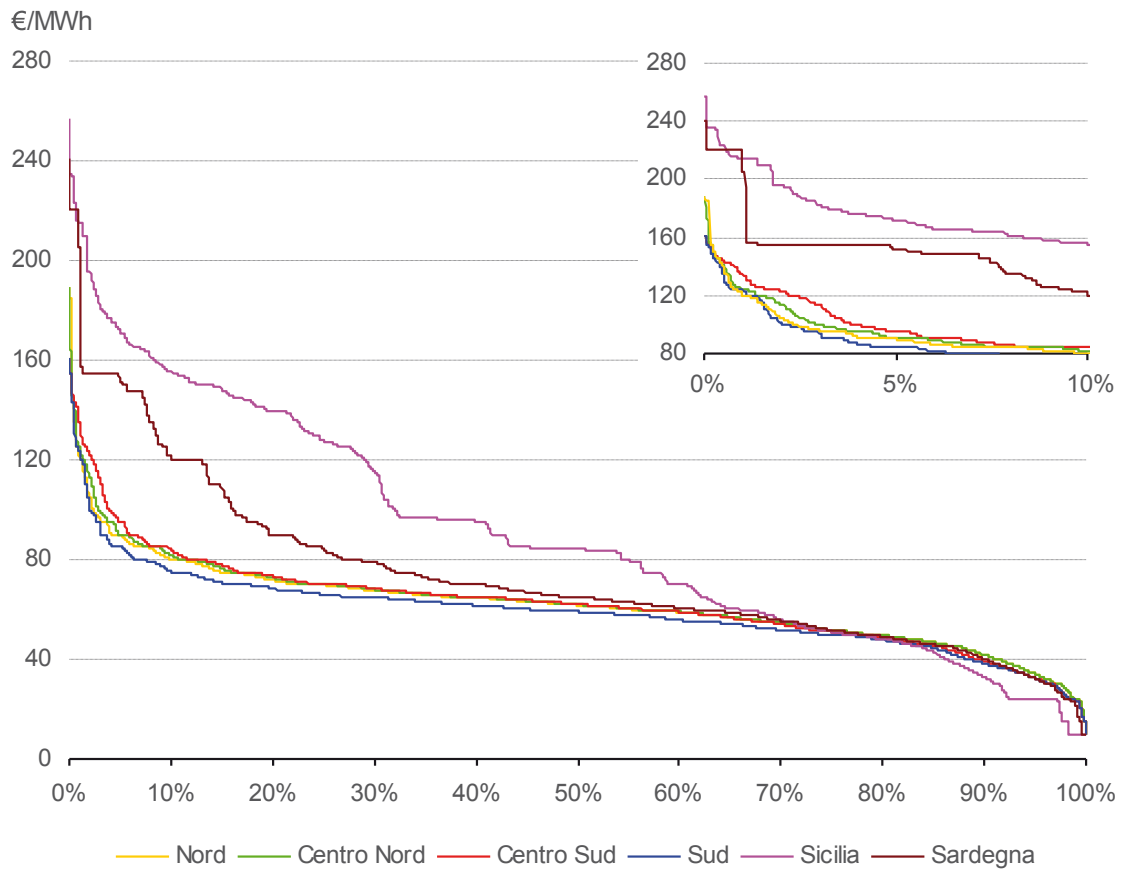
MGP - Prezzo di vendita: curve di durata. Anno 2010 Figura 11

Tabella 13

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

Borsa	Area di riferimento	Anno					
		2010	2009	2008	2007	2006	2005
Totale							
GME	Italia	64,12	63,72	86,99	70,99	74,75	58,59
EPEX	Germania	44,49	38,85	65,76	37,99	50,79	45,98
EPEX	Francia	47,50	43,01	69,15	40,88	49,29	46,67
EPEX	Svizzera	51,02	47,92	74,38	45,99	-	-
EXAA	Austria	44,81	38,95	66,18	38,97	50,97	46,43
NORDPOOL	Area scandinava*	53,06	35,02	44,73	27,93	48,59	29,33
OMEL	Spagna	37,01	36,96	64,44	39,35	50,53	53,68
Picco							
GME	Italia	76,77	83,05	114,38	104,90	108,73	87,80
EPEX	Germania	55,25	51,56	89,36	57,10	74,59	63,71
EPEX	Francia	59,29	58,67	93,03	59,29	70,45	64,65
EPEX	Svizzera	62,03	61,24	96,94	63,09	-	-
EXAA	Austria	55,96	52,01	90,47	58,96	74,27	64,27
NORDPOOL	Area scandinava*	59,01	38,37	50,16	31,03	52,32	31,22
OMEL	Spagna	42,09	40,37	71,29	46,44	61,49	66,98
Fuori picco							
GME	Italia	57,34	53,41	72,53	53,00	57,06	43,18
EPEX	Germania	38,71	32,07	53,29	27,85	38,39	36,63
EPEX	Francia	41,17	34,66	56,54	31,11	38,27	37,19
EPEX	Svizzera	45,10	40,81	62,47	36,93	-	-
EXAA	Austria	38,83	31,97	53,36	28,36	38,84	37,08
NORDPOOL	Area scandinava*	49,86	33,23	41,86	26,28	46,65	28,34
OMEL	Spagna	34,28	35,14	60,82	35,58	44,83	46,67
Fuori picco lavorativo							
GME	Italia	54,20	48,29	67,75	48,06	54,12	42,15
EPEX	Germania	40,07	33,28	55,87	29,67	41,28	38,48
EPEX	Francia	42,09	34,78	58,18	31,91	40,08	38,65
EPEX	Svizzera	46,12	39,81	63,04	37,01	-	-
EXAA	Austria	39,96	32,51	55,96	30,01	41,65	38,80
NORDPOOL	Area scandinava*	50,70	33,49	42,84	26,38	47,35	28,71
OMEL	Spagna	34,18	34,30	59,47	34,32	44,47	47,15
Festivo							
GME	Italia	60,98	59,27	77,88	58,58	60,25	44,33
EPEX	Germania	37,14	30,69	50,41	25,79	35,24	34,57
EPEX	Francia	40,11	34,52	54,71	30,21	36,30	35,57
EPEX	Svizzera	43,92	41,95	61,82	36,83	-	-
EXAA	Austria	37,51	31,35	50,44	26,50	35,77	35,05
NORDPOOL	Area scandinava*	48,89	32,94	40,76	26,17	45,89	27,93
OMEL	Spagna	34,40	36,10	62,33	37,01	45,21	46,13

* comprende Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca, Estonia

DOMANDA

MGP – Offerte di acquisto: totale  Tabella 14

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	172.426.210	168.281.460	181.622.010	179.533.755	177.975.401	174.762.321
Centro Nord	34.510.467	34.050.494	36.423.862	36.583.045	35.967.590	35.410.126
Centro Sud	50.437.099	49.740.985	33.349.287	32.673.492	32.397.598	32.017.904
Sud	25.609.410	26.109.079	42.661.271	41.745.127	41.013.470	40.500.008
Calabria			3.950.983	3.624.502	3.637.318	3.478.352
Sicilia	19.701.151	19.428.168	20.130.439	19.355.979	19.299.280	18.428.690
Sardegna	11.876.453	12.044.453	12.522.979	12.463.267	13.239.487	12.809.788
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.				44.550	992.397	1.278.027
Piombino					0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	355.715	470.774	642.679	687.718	709.086	642.776
Totale nazionale	314.916.505	310.125.413	331.303.510	326.711.435	325.231.627	319.327.992
<i>Zone estere</i>						
Francia	8.783.050	9.306.006	-	-	5.448.808	1.299.258
Svizzera	16.235.210	13.748.884	-	4.264.060	4.273.552	2.313.850
Austria	1.017.230	1.143.049	-	-	549.370	259.821
Slovenia	364.022	233.890	-	318.568	506.930	150.860
Grecia	3.333.445	4.242.060	-	-	379.546	139.825
Corsica	403.468	416.408	419.841	414.280	437.070	333.180
Corsica AC	0	0	0	0	0	
Estero Corsica			0	0	0	
Estero Nord-Est			1.400.828	368.464	0	0
Estero Nord-Ovest			17.471.898	1.546.772	130.731	73.083
Estero Sud			3.722.274	1.801.512	131.575	121.750
Totale estero	30.136.425	29.090.296	23.014.841	8.713.656	11.857.582	4.691.628
TOTALE	345.052.930	339.215.709	354.318.351	335.425.092	337.089.209	324.019.620

Tabella 15

MGP – Offerte di acquisto: media oraria

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	19.683	19.210	20.676	20.495	20.317	19.950
Centro Nord	3.940	3.887	4.147	4.176	4.106	4.042
Centro Sud	5.758	5.678	3.797	3.730	3.698	3.655
Sud	2.923	2.980	4.857	4.765	4.682	4.623
Calabria			450	414	415	397
Sicilia	2.249	2.218	2.292	2.210	2.203	2.104
Sardegna	1.356	1.375	1.426	1.423	1.511	1.462
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.				98	113	146
Piombino					0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	0
Rossano	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	41	54	73	79	81	73
Totale nazionale	35.949	35.402	37.717	37.388	37.127	36.453
<i>Zone estere</i>						
Francia	1.003	1.062	-	-	622	148
Svizzera	1.853	1.570	-	487	488	264
Austria	116	130	-	-	63	30
Slovenia	42	27	-	36	58	17
Grecia	381	484	-	-	43	16
Corsica	46	48	48	47	50	38
Corsica AC	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica			0	0	0	
Estero Nord-Est			159	42	0	0
Estero Nord-Ovest			1.989	177	15	8
Estero Sud			424	206	15	14
Totale estero	3.440	3.321	2.620	995	1.354	536
TOTALE	39.390	38.723	40.337	38.383	38.481	36.989

MGP – Acquisti: totale


 Tabella 16

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	172.394.609	168.005.227	180.998.747	179.275.590	177.907.171	174.704.865
Centro Nord	34.470.690	33.747.416	35.914.137	36.462.474	35.965.481	35.409.712
Centro Sud	50.437.091	49.740.985	33.348.807	32.673.490	32.397.437	32.017.545
Sud	25.609.409	26.109.067	42.661.257	41.745.125	41.013.468	40.498.821
Calabria			3.950.983	3.624.502	3.637.303	3.478.351
Sicilia	19.658.717	19.246.272	19.861.027	19.252.295	19.298.312	18.428.459
Sardegna	11.806.837	11.843.298	12.324.901	12.399.707	13.237.399	12.809.787
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.				44.550	992.397	1.278.027
Piombino					0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	0
Rossano	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	355.715	470.774	642.679	687.549	709.086	642.776
Totale nazionale	314.733.069	309.163.039	329.702.540	326.165.281	325.158.054	319.268.344
<i>Zone estere</i>						
Francia	1.161.420	949.925	-	-	1.298.617	1.105.579
Svizzera	1.912.436	2.267.392	-	853.505	2.085.197	1.818.854
Austria	14.895	32.020	-	-	35.045	173.645
Slovenia	15.533	21.665	-	214.882	152.205	150.590
Grecia	325.144	574.718	-	-	379.470	139.825
Corsica	399.068	416.408	419.041	413.430	437.070	333.180
Corsica AC	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica			0	0	0	0
Estero Nord-Est			363.652	324.547	0	0
Estero Nord-Ovest			4.581.451	815.479	130.731	73.083
Estero Sud			1.894.613	1.162.083	113.641	121.750
Totale estero	3.828.496	4.262.128	7.258.757	3.783.926	4.631.976	3.916.506
TOTALE	318.561.565	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850

Tabella 17

MGP – Acquisti: media oraria

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	19.680	19.179	20.606	20.465	20.309	19.943
Centro Nord	3.935	3.852	4.089	4.162	4.106	4.042
Centro Sud	5.758	5.678	3.797	3.730	3.698	3.655
Sud	2.923	2.980	4.857	4.765	4.682	4.623
Calabria			450	414	415	397
Sicilia	2.244	2.197	2.261	2.198	2.203	2.104
Sardegna	1.348	1.352	1.403	1.415	1.511	1.462
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	0	0	0	0	0	0
Turbigo R.				98	113	146
Piombino					0	0
Brindisi	0	0	0	0	0	0
Foggia	0	0	0	0	0	
Rossano	0	0	0	0	0	0
Priolo G.	41	54	73	78	81	73
Totale nazionale	35.928	35.293	37.534	37.326	37.118	36.446
<i>Zone estere</i>						
Francia	133	108	-	-	148	126
Svizzera	218	259	-	97	238	208
Austria	2	4	-	-	4	20
Slovenia	2	2	-	25	17	17
Grecia	37	66	-	-	43	16
Corsica	46	48	48	47	50	38
Corsica AC	0	0	0	0	0	
Estero Corsica			0	0	0	
Estero Nord-Est			41	37	0	0
Estero Nord-Ovest			522	93	15	8
Estero Sud			216	133	13	14
Totale estero	437	487	826	432	529	447
TOTALE	36.365	35.779	38.361	37.758	37.647	36.893

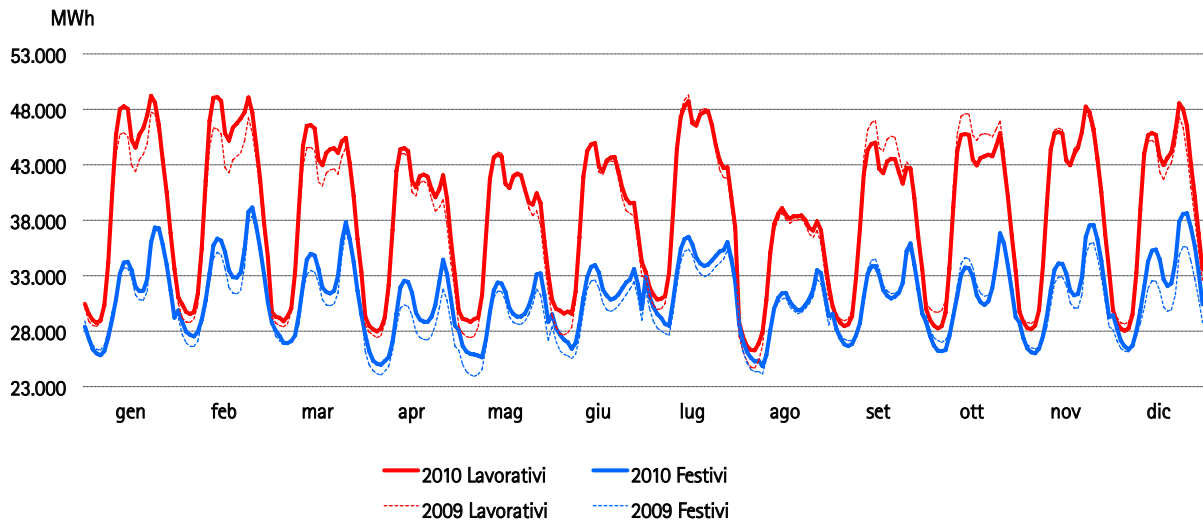
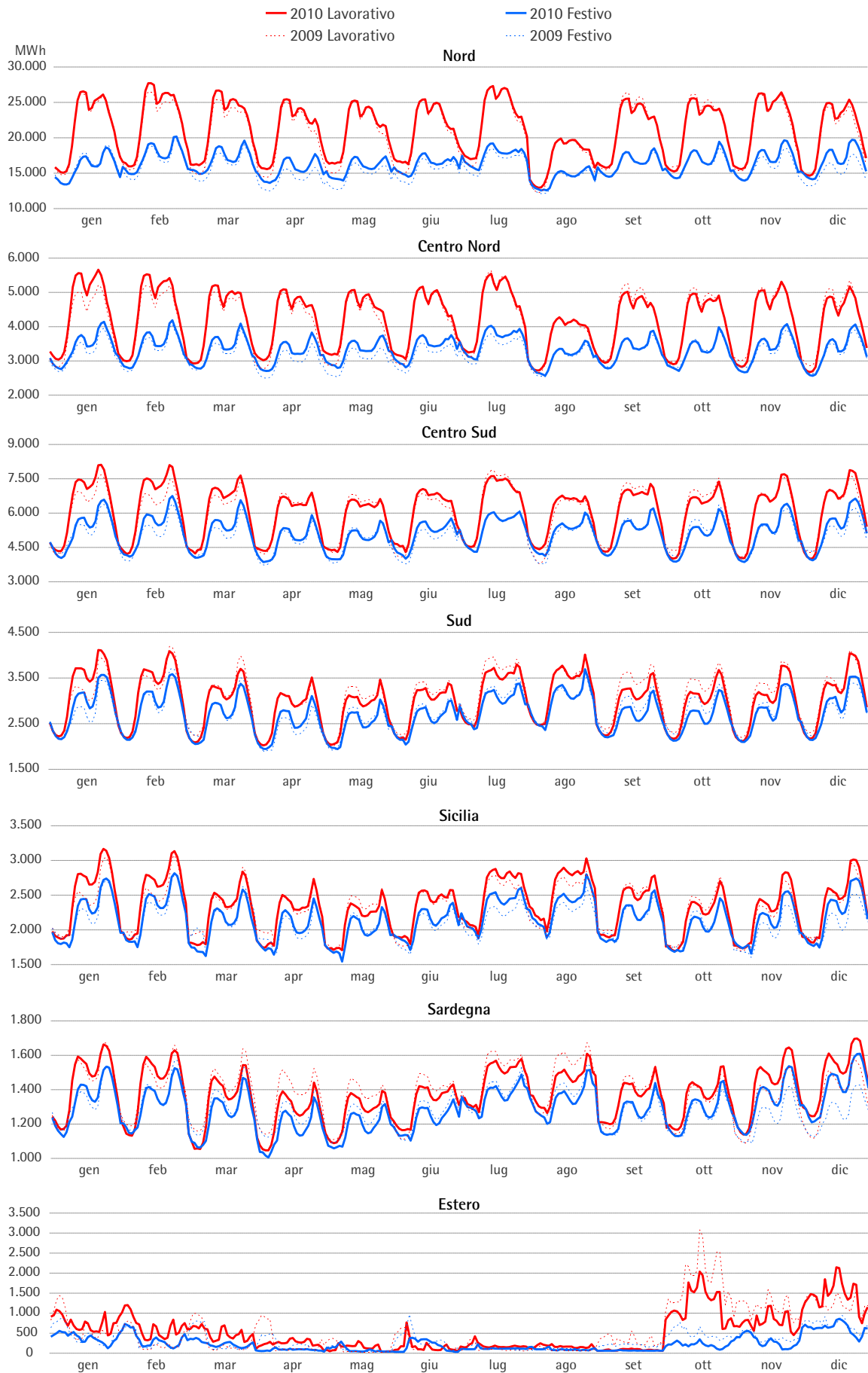
MGP - Acquisti: curve medie orarie Figura 12

Figura 13 MGP - Acquisti per zona: curve medie orarie



MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO: totale

Tabella 18

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	14.895	32.020	84.336	12.526	35.045	173.645
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	1.162.570	951.252	1.689.237	337.764	1.298.617	1.105.675
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	325.144	574.718	1.894.613	1.162.083	493.111	261.575
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	15.533	21.665	279.316	526.903	152.205	150.590
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	1.772.676	2.181.987	2.767.011	1.244.699	2.085.197	1.818.854
<i>Electricité De France (EDF) - Corsica</i>	<i>399.068</i>	<i>416.408</i>	<i>419.041</i>	<i>413.430</i>	<i>437.070</i>	<i>333.180</i>
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	<i>138.610</i>	<i>84.078</i>	<i>125.204</i>	<i>86.521</i>	<i>130.731</i>	<i>72.987</i>
Totale	3.828.496	4.262.128	7.258.757	3.783.926	4.631.976	3.916.506

MGP – Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria

Tabella 19

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	2	4	10	1	4	20
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	133	109	192	39	148	126
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	37	66	216	133	56	30
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	2	2	32	60	17	17
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	202	249	315	142	238	207
<i>Electricité De France (EDF) - Corsica</i>	<i>46</i>	<i>48</i>	<i>48</i>	<i>47</i>	<i>50</i>	<i>38</i>
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	<i>16</i>	<i>10</i>	<i>14</i>	<i>10</i>	<i>15</i>	<i>8</i>
Totale	437	487	826	432	529	446

MGP – Acquisti totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)

Figura 14

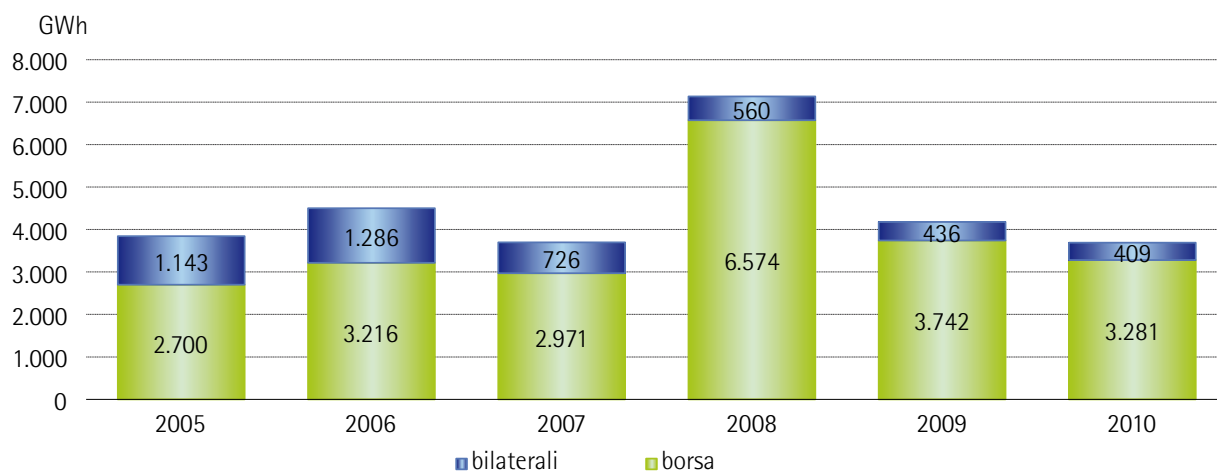
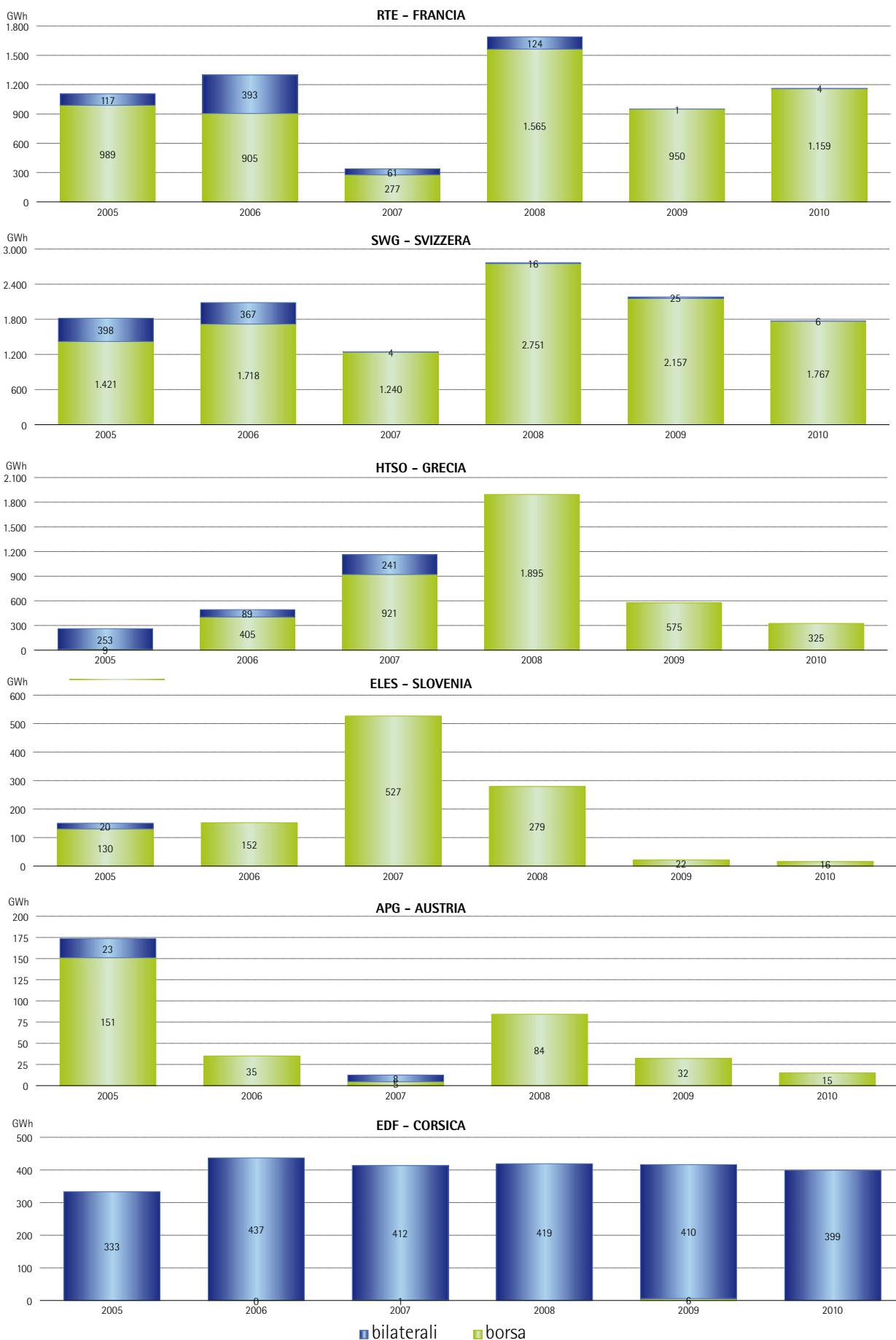
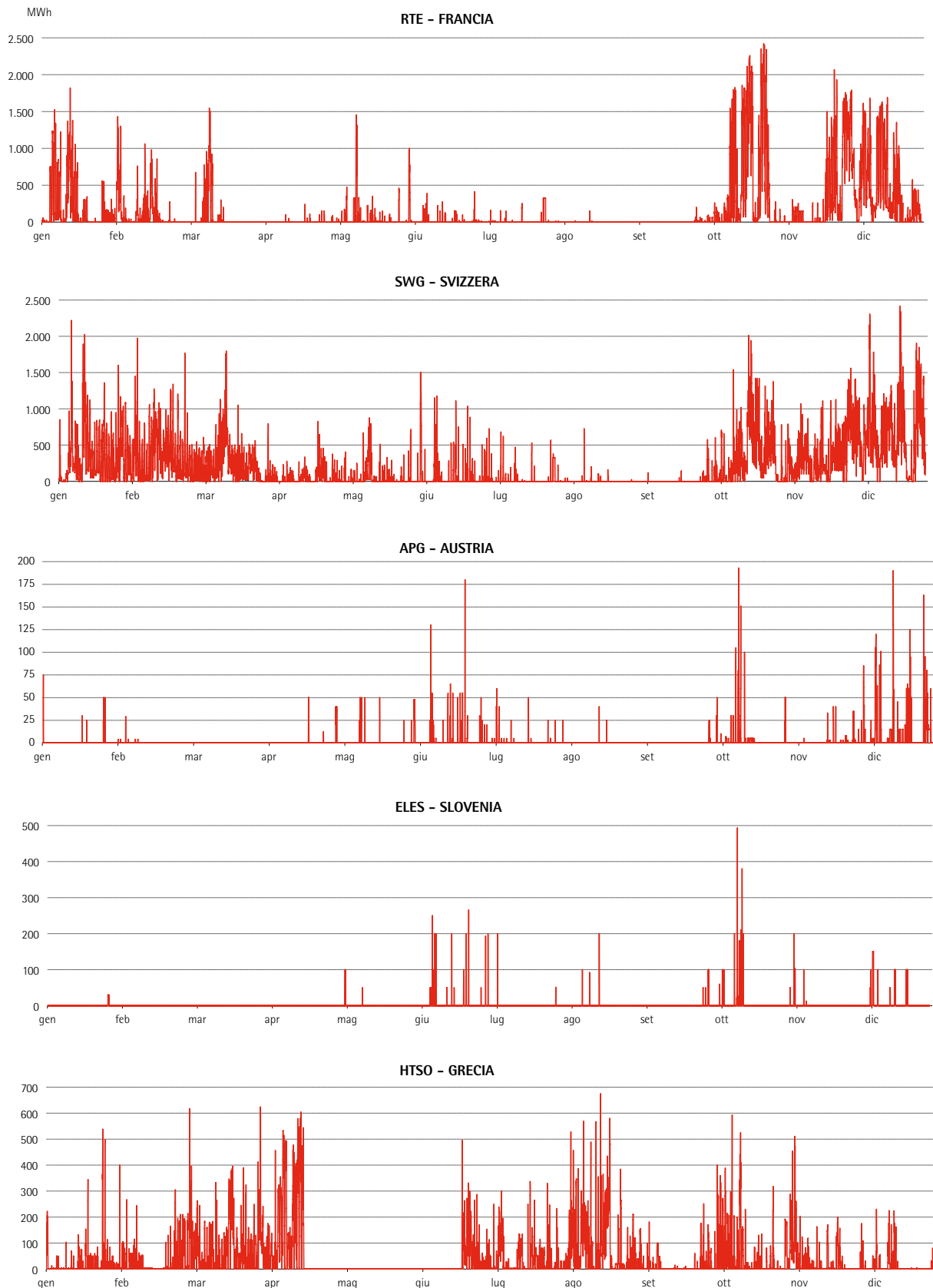


Figura 15 MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera



MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2010

Figura 16



OFFERTA

Tabella 20 MGP – Offerte di vendita: totale

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	216.948.187	217.651.897	219.168.818	207.823.405	195.668.655	188.142.965
Centro Nord	39.420.819	38.216.476	38.384.890	38.237.118	32.810.273	27.773.426
Centro Sud	66.756.722	61.643.764	40.688.988	40.054.106	40.525.125	53.004.564
Sud	14.266.173	13.140.115	25.751.387	21.438.202	17.822.100	16.221.490
Calabria			2.254.898	1.467.373	1.332.636	875.040
Sicilia	25.835.071	23.509.195	23.977.773	23.328.983	21.789.345	23.605.000
Sardegna	17.725.933	17.222.096	18.119.533	18.552.158	18.669.358	18.380.287
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	6.720.727	9.091.169	10.615.787	11.733.177	9.581.656	6.441.641
Turbigo R.				302.748	5.905.899	5.321.854
Piombino					1.190.852	8.306.992
Brindisi	32.927.530	29.177.533	29.910.445	30.402.595	30.323.711	26.009.890
Foggia	7.660.749	9.751.047	7.771.679	7.757.727	3.791.912	
Rossano	20.850.298	19.076.513	20.451.744	17.031.258	16.029.289	11.503.150
Priolo G.	6.525.051	5.722.104	5.705.764	6.225.123	7.523.318	6.832.564
Totale nazionale	455.637.259	444.201.908	442.801.705	424.353.973	402.964.130	392.418.862
<i>Zone estere</i>						
Francia	18.381.096	20.184.098	-	-	3.944.822	12.036.310
Svizzera	27.576.496	26.509.582	-	16.967.314	9.898.509	18.313.731
Austria	1.630.837	1.738.750	-	-	892.308	1.338.685
Slovenia	2.868.505	3.051.929	-	940.038	1.609.832	2.430.429
Grecia	3.403.405	3.545.593	-	-	394.166	692.090
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	
Estero Corsica			0	0	0	
Estero Nord-Est			4.847.231	3.286.510	2.482.012	1.209.433
Estero Nord-Ovest			46.269.630	34.437.592	32.866.061	16.757.508
Estero Sud			1.433.505	237.990	779.829	26.773
Totale estero	53.860.339	55.029.952	52.550.366	55.869.444	52.867.539	52.804.959
TOTALE	509.497.598	499.231.861	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.821

MGP – Offerte di vendita: media oraria

Tabella 21

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	24.766	24.846	24.951	23.724	22.337	21.478
Centro Nord	4.500	4.363	4.370	4.365	3.745	3.170
Centro Sud	7.621	7.037	4.632	4.572	4.626	6.051
Sud	1.629	1.500	2.932	2.447	2.034	1.852
Calabria			257	168	152	100
Sicilia	2.949	2.684	2.730	2.663	2.487	2.695
Sardegna	2.024	1.966	2.063	2.118	2.131	2.098
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	767	1.038	1.209	1.339	1.094	735
Turbigo R.				664	674	608
Piombino					552	948
Brindisi	3.759	3.331	3.405	3.471	3.462	2.969
Foggia	875	1.113	885	886	574	
Rossano	2.380	2.178	2.328	1.944	1.830	1.313
Priolo G.	745	653	650	711	859	780
Totale nazionale	52.013	50.708	50.410	48.442	46.000	44.797
<i>Zone estere</i>						
Francia	2.098	2.304	-	-	450	1.374
Svizzera	3.148	3.026	-	1.937	1.130	2.091
Austria	186	198	-	-	102	153
Slovenia	327	348	-	107	184	277
Grecia	389	405	-	-	45	79
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	
Estero Corsica			0	0	0	
Estero Nord-Est			552	375	283	138
Estero Nord-Ovest			5.267	3.931	3.752	1.913
Estero Sud			163	27	89	3
Totale estero	6.148	6.282	5.983	6.378	6.035	6.028
TOTALE	58.162	56.990	56.393	54.820	52.036	50.825

Tabella 22

MGP – Vendite: totale

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	131.617.125	130.220.200	148.187.648	141.580.972	139.781.448	138.582.750
Centro Nord	21.995.540	20.498.599	22.908.060	24.412.608	23.677.020	23.464.297
Centro Sud	28.605.812	24.811.493	16.376.297	16.788.750	25.194.961	27.033.578
Sud	9.337.576	9.064.218	15.827.133	12.182.665	9.592.512	10.333.274
Calabria			2.232.589	1.467.373	1.332.467	846.014
Sicilia	14.706.523	14.048.269	14.866.946	14.096.181	14.612.735	15.010.283
Sardegna	11.089.283	11.440.879	11.867.205	13.008.471	12.995.012	12.325.760
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	5.976.310	5.967.363	6.054.483	7.264.162	6.206.963	3.808.566
Turbigio R.				24.147	2.306.952	4.186.274
Piombino					838.615	642.308
Brindisi	27.643.183	27.367.352	29.089.303	29.650.986	28.556.726	25.521.753
Foggia	5.549.310	7.616.129	6.930.011	7.082.067	3.672.732	
Rossano	8.648.158	7.103.953	9.574.207	6.161.200	5.640.952	3.165.449
Priolo G.	4.638.701	4.963.158	5.245.559	5.660.433	5.411.227	5.501.709
Totale nazionale	269.807.522	263.101.613	289.159.443	279.380.017	279.820.323	270.422.015
<i>Zone estere</i>						
Francia	17.337.641	19.340.953	-	-	3.310.379	12.034.018
Svizzera	24.318.226	23.720.731	-	12.650.643	7.842.260	18.289.828
Austria	1.624.073	1.733.244	-	-	889.260	1.337.997
Slovenia	2.853.932	3.042.055	-	889.016	1.609.341	2.429.382
Grecia	2.620.170	2.486.571	-	-	393.980	692.090
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	
Esteri Corsica			-	-	-	
Esteri Nord-Est			4.792.213	3.040.096	2.480.794,25	1.209.433
Esteri Nord-Ovest			42.710.960	33.789.761	32.836.935	16.743.315
Esteri Sud			298.681	199.673	606.756	26.773
Totale estero	48.754.043	50.323.553	47.801.854	50.569.189	49.969.706	52.762.835
TOTALE	318.561.565	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850

MGP – Vendite: media oraria


 Tabella 23

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	15.025	14.865	16.870	16.162	15.957	15.820
Centro Nord	2.511	2.340	2.608	2.787	2.703	2.679
Centro Sud	3.266	2.832	1.864	1.917	2.876	3.086
Sud	1.066	1.035	1.802	1.391	1.095	1.180
Calabria			254	168	152	97
Sicilia	1.679	1.604	1.693	1.609	1.668	1.714
Sardegna	1.266	1.306	1.351	1.485	1.483	1.407
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	682	681	689	829	709	435
Turbigo R.				53	263	478
Piombino					388	73
Brindisi	3.156	3.124	3.312	3.385	3.260	2.913
Foggia	633	869	789	808	556	
Rossano	987	811	1.090	703	644	361
Priolo G.	530	567	597	646	618	628
Totale nazionale	30.800	30.034	32.919	31.943	31.943	30.870
<i>Zone estere</i>						
Francia	1.979	2.208	-	-	378	1.374
Svizzera	2.776	2.708	-	1.444	895	2.088
Austria	185	198	-	-	102	153
Slovenia	326	347	-	101	184	277
Grecia	299	284	-	-	45	79
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	
Estero Corsica			-	-	-	
Estero Nord-Est			546	347	283	138
Estero Nord-Ovest			4.862	3.857	3.749	1.911
Estero Sud			34	23	69	3
Totale estero	5.566	5.745	5.442	5.773	5.704	6.023
TOTALE	36.365	35.779	38.361	37.716	37.647	36.893

Tabella 24

MGP – Offerte di vendita non accettate: totale

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	85.331.062	87.431.697	70.981.170	66.242.433	55.887.207	49.560.215
Centro Nord	17.425.279	17.717.877	15.476.830	13.824.510	9.133.252	4.309.128
Centro Sud	38.150.910	36.832.271	24.312.691	23.265.356	15.330.164	25.970.986
Sud	4.928.596	4.075.897	9.924.254	9.255.537	8.229.588	5.888.215
Calabria			22.308	0	169	29.026
Sicilia	11.128.548	9.460.926	9.110.827	9.232.801	7.176.610	8.594.717
Sardegna	6.636.650	5.781.217	6.252.327	5.543.686	5.674.346	6.054.527
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	744.417	3.123.806	4.561.303	4.469.014	3.374.693	2.633.075
Turbigo R.				278.601	3.598.947	1.135.580
Piombino					352.237	7.664.684
Brindisi	5.284.346	1.810.181	821.141	751.609	1.766.985	488.136
Foggia	2.111.439	2.134.918	841.668	675.660	119.180	
Rossano	12.202.140	11.972.560	10.877.537	10.870.058	10.388.337	8.337.701
Priolo G.	1.886.349	758.946	460.205	564.689	2.112.091	1.330.855
Totale nazionale	185.829.738	181.100.295	153.642.263	144.973.956	123.143.807	121.996.847
<i>Zone estere</i>						
Francia	1.043.455	843.145	-	-	634.443	2.292
Svizzera	3.258.270	2.788.852	-	4.316.670	2.056.249	23.903
Austria	6.764	5.506	-	-	3.048	688
Slovenia	14.573	9.874	-	51.022	491	1.047
Grecia	783.235	1.059.022	-	-	187	0
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	
Estero Corsica			-	-	-	
Estero Nord-Est			55.018	246.415	1.217,30	0
Estero Nord-Ovest			3.558.669	647.831	29.126	14.194
Estero Sud			1.134.824	38.317	173.073	0
Totale estero	5.106.296	4.706.400	4.748.512	5.300.255	2.897.832	42.124
TOTALE	190.936.033	185.806.695	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.971

MGP - Offerte di vendita non accettate: % sul venduto

Tabella 25

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	64,8%	67,1%	47,9%	46,8%	40,0%	35,8%
Centro Nord	79,2%	86,4%	67,6%	56,6%	38,6%	18,4%
Centro Sud	133,4%	148,4%	148,5%	138,6%	60,8%	96,1%
Sud	52,8%	45,0%	62,7%	76,0%	85,8%	57,0%
Calabria			1,0%	0,0%	0,0%	3,4%
Sicilia	75,7%	67,3%	61,3%	65,5%	49,1%	57,3%
Sardegna	59,8%	50,5%	52,7%	42,6%	43,7%	49,1%
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	12,5%	52,3%	75,3%	61,5%	54,4%	69,1%
Turbigo R.				1153,8%	156,0%	27,1%
Piombino					42,0%	1193,3%
Brindisi	19,1%	6,6%	2,8%	2,5%	6,2%	1,9%
Foggia	38,0%	28,0%	12,1%	9,5%	3,2%	
Rossano	141,1%	168,5%	113,6%	176,4%	184,2%	263,4%
Priolo G.	40,7%	15,3%	8,8%	10,0%	39,0%	24,2%
Totale nazionale	68,9%	68,8%	53,1%	53,6%	44,4%	45,1%
<i>Zone estere</i>						
Francia	6,0%	4,4%	-	-	19,2%	0,0%
Svizzera	13,4%	11,8%	-	34,1%	26,2%	0,1%
Austria	0,4%	0,3%	-	-	0,3%	0,1%
Slovenia	0,5%	0,3%	-	5,7%	0,0%	0,0%
Grecia	29,9%	42,6%	-	-	0,0%	0,0%
Corsica		-	-	-	-	-
Corsica AC		-	-	-	-	-
<i>Esteri Corsica</i>						
Esteri Nord-Est			1,1%	8,1%	0,0%	0,0%
Esteri Nord-Ovest			8,3%	1,9%	0,1%	0,1%
Esteri Sud			379,9%	19,2%	28,5%	0,0%
Totale estero	10,5%	9,4%	9,9%	10,5%	5,8%	0,1%
TOTALE	59,9%	59,3%	47,0%	47,0%	38,6%	37,8%

Figura 17 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2010

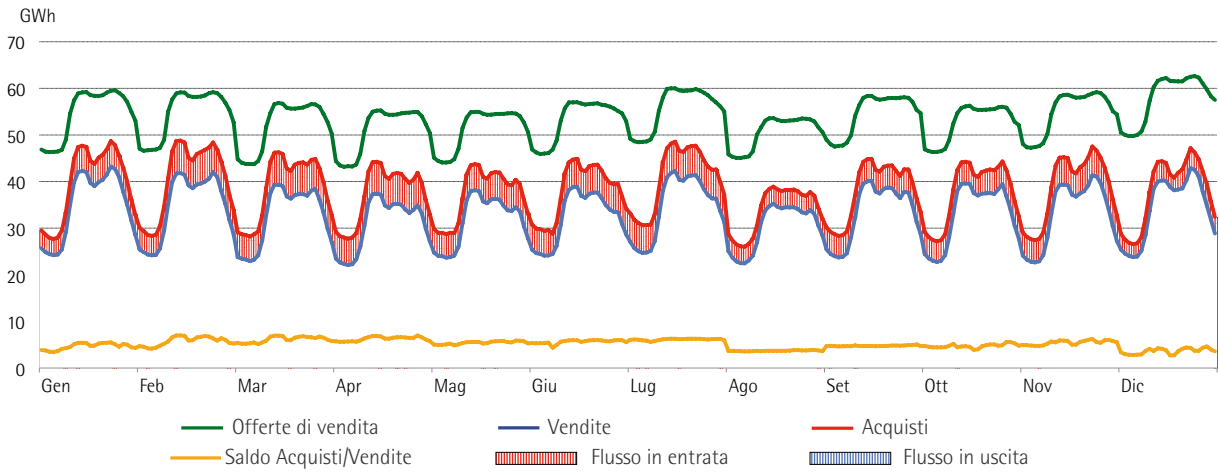
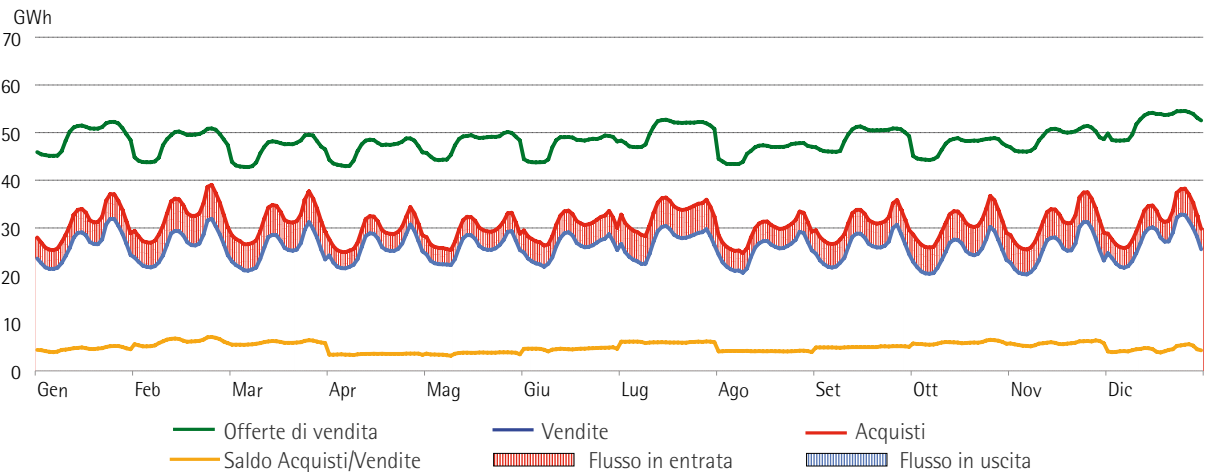


Figura 18 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2010



MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2010

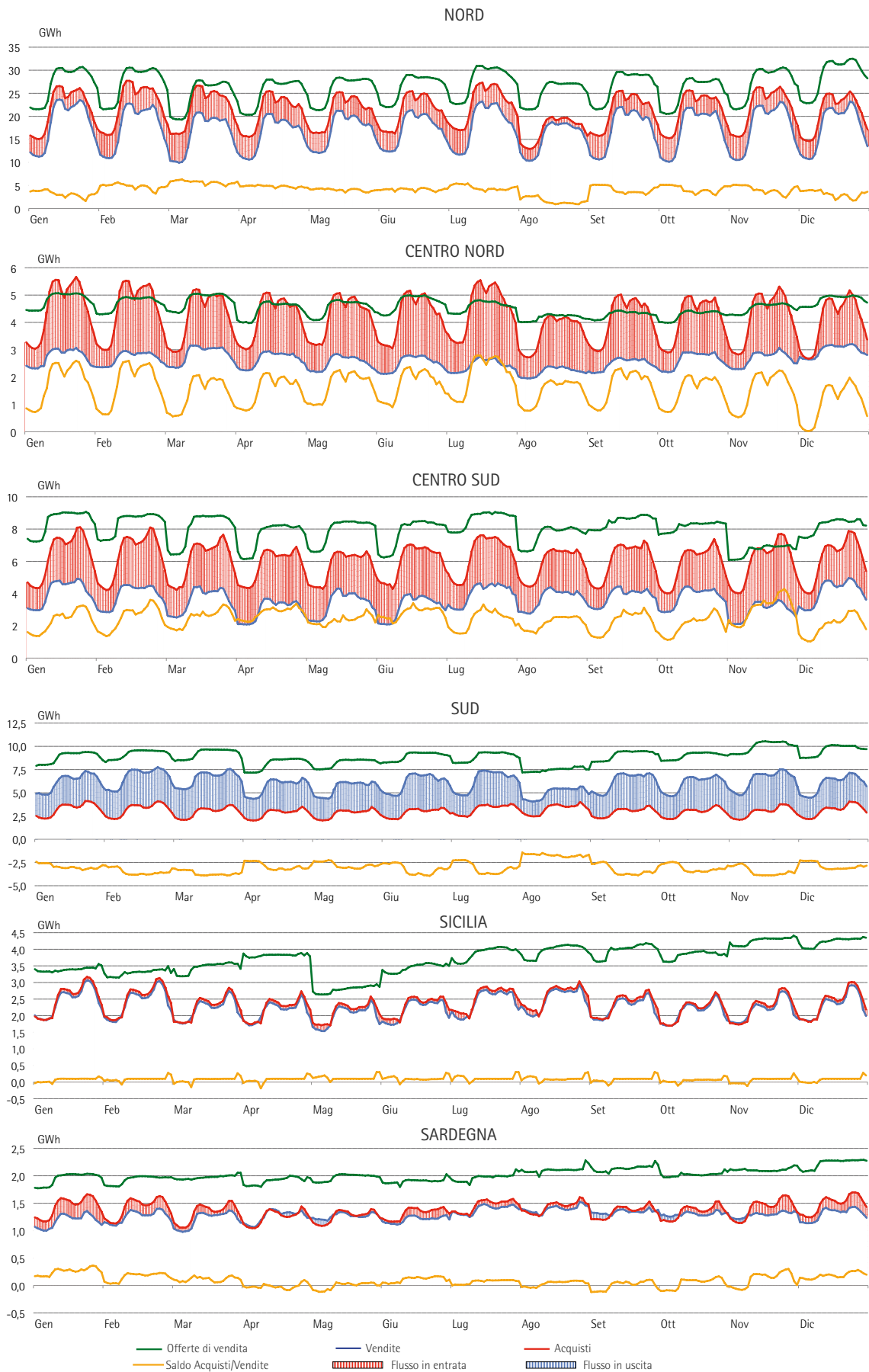
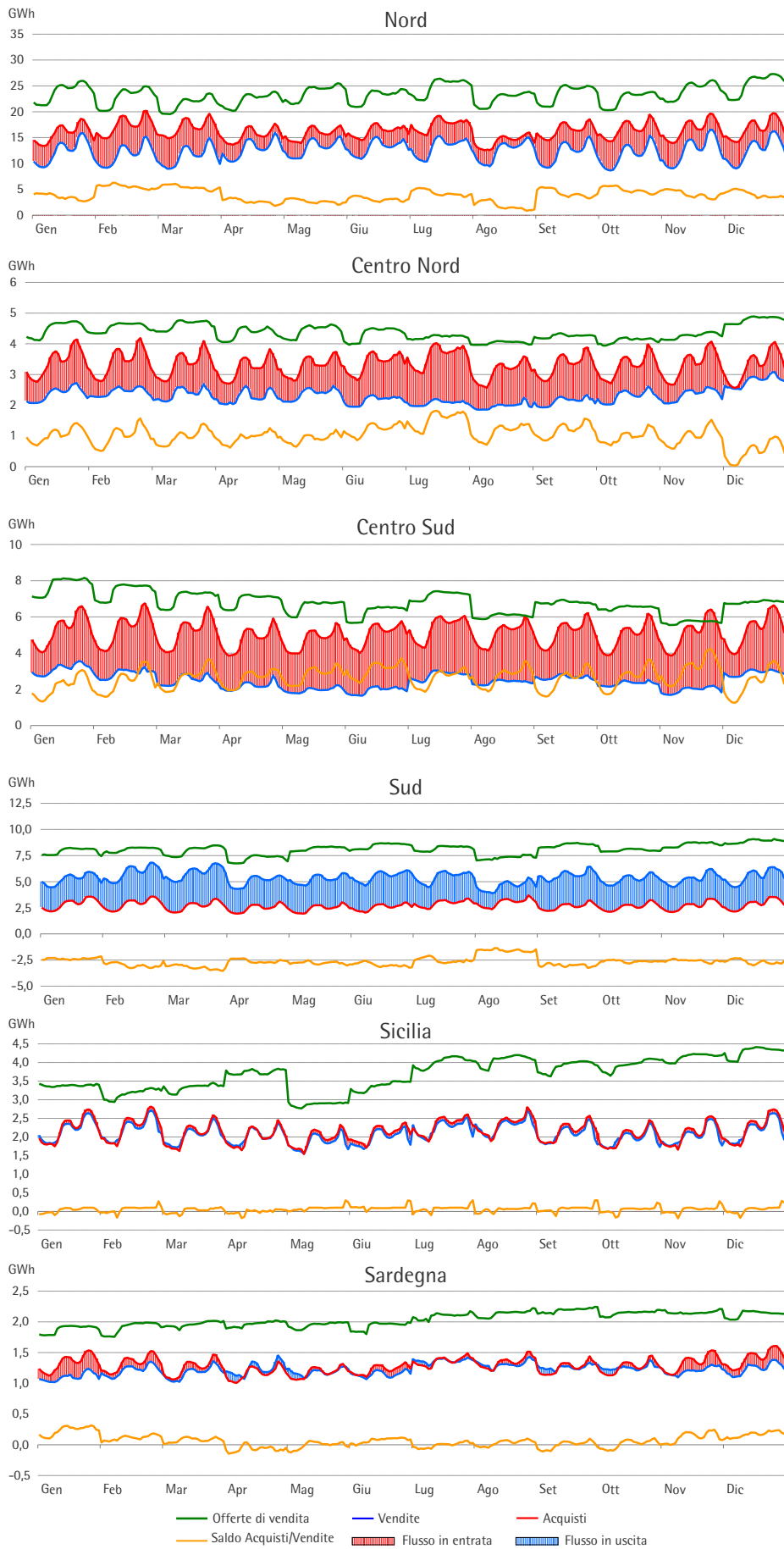


Figura 20 MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2010



MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2010

Figura 21

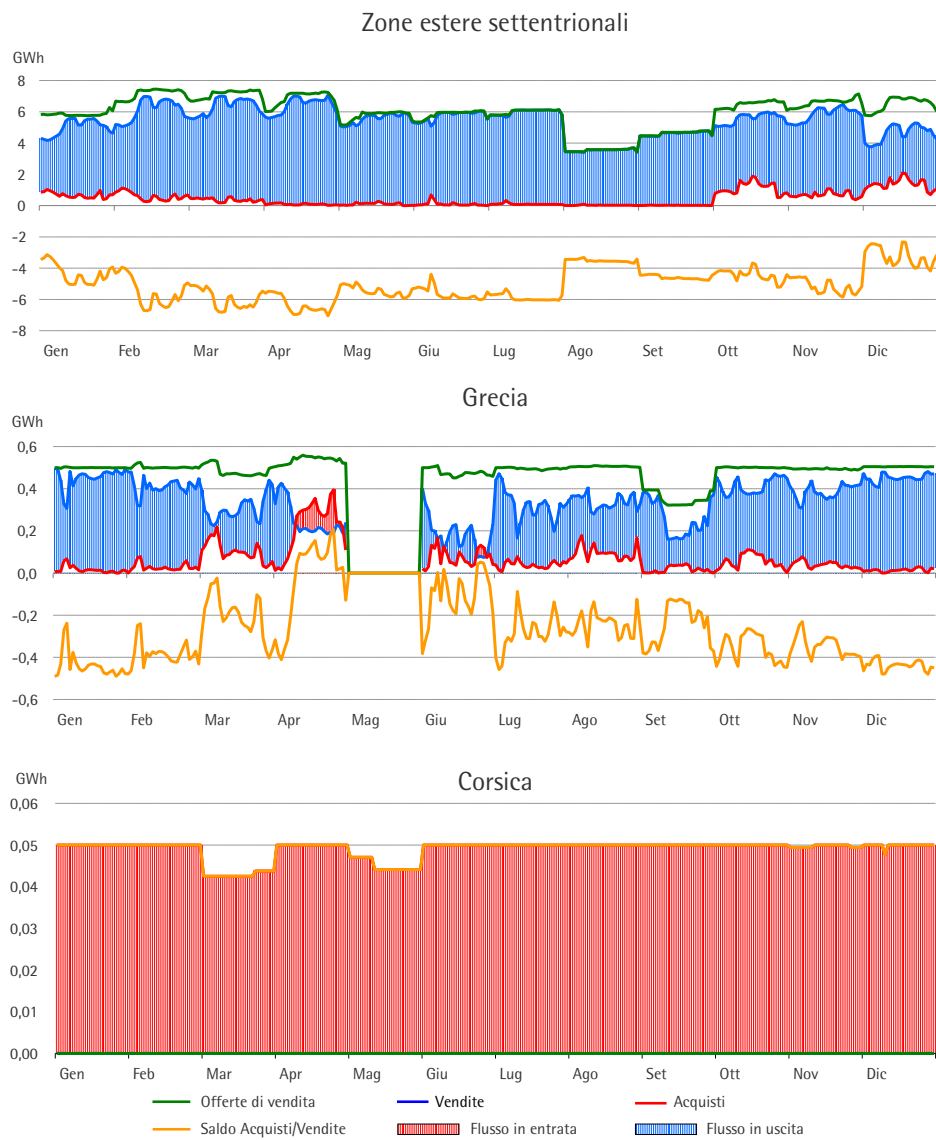
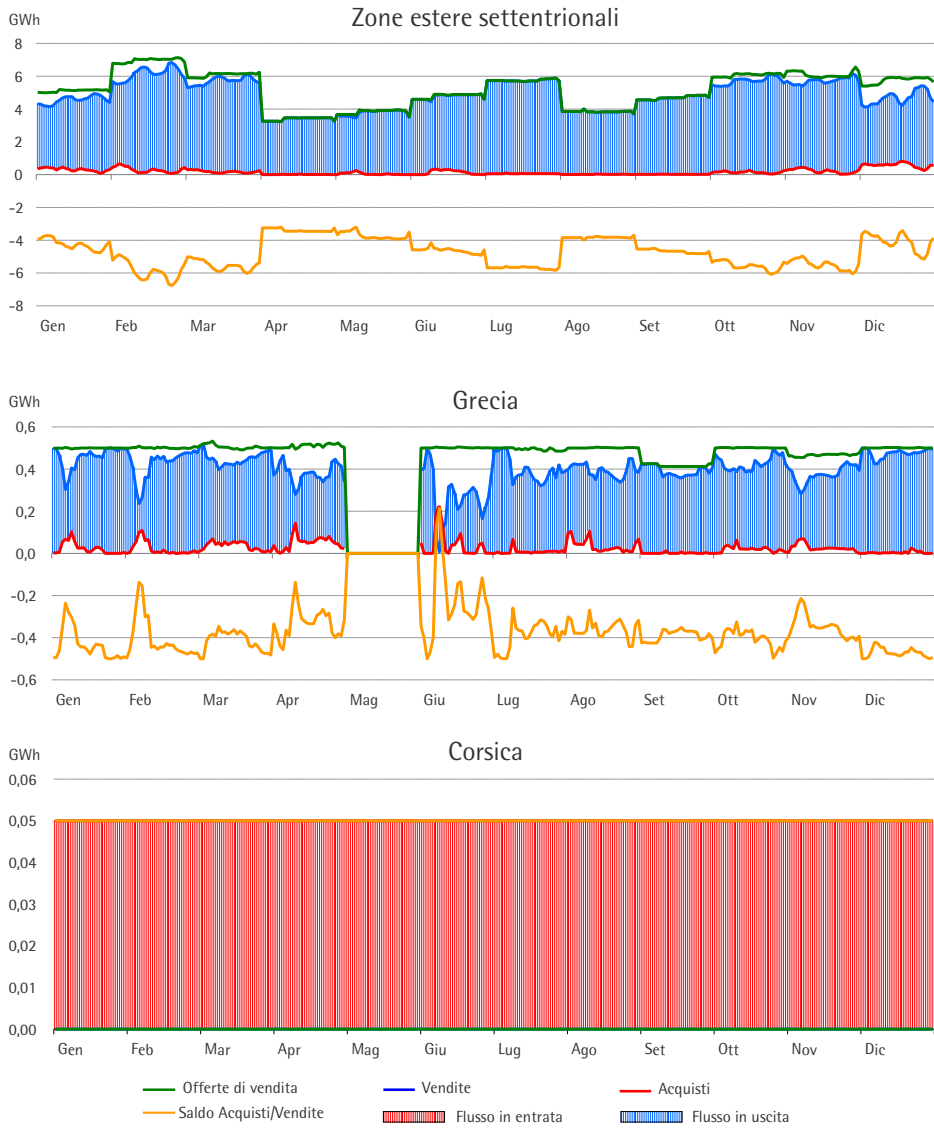


Figura 22 MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2010



MGP - Vendite sulle zone estere per TSO: totale

Tabella 26

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	1.624.073	1.733.244	1.726.063	1.649.226	1.795.886	1.784.358
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	17.344.530	19.344.090	19.559.506	20.498.344	19.075.149	20.406.076
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	2.620.170	2.486.571	298.681	199.673	1.000.736	718.863
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	2.853.932	3.042.055	3.066.150	2.274.030	3.183.510	3.192.453
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	24.077.621	23.560.190	23.027.536	25.834.040	24.819.942	26.634.924
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	233.716	157.404	123.919	113.876	94.483	26.160
Totale	48.754.043	50.323.553	47.801.854	50.569.190	49.969.706	52.762.835

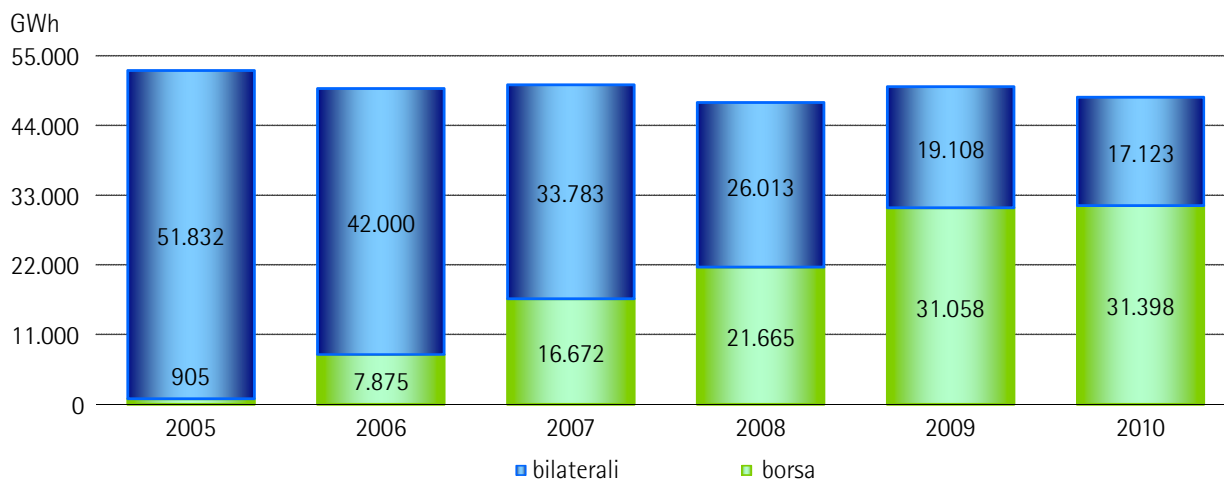
MGP - Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria

Tabella 27

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Austrian Power Grid (APG) - Austria	185	198	197	188	205	204
Réseau de Transport d'Electricité (RTE) - Francia	1.980	2.208	2.227	2.340	2.178	2.329
Hellenic Transmission System Operator (HTSO) - Grecia	299	284	34	23	114	82
Elektro Slovenija (ELES) - Slovenia	326	347	349	260	363	364
Swiss Grid (SWG) - Svizzera	2.749	2.690	2.622	2.949	2.833	3.041
<i>Terna - Compensazioni e soccorsi</i>	27	18	14	13	11	3
Totale	5.566	5.745	5.442	5.773	5.704	6.023

MGP - Vendite totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)

Figura 23



MGP - Saldo vendite/acquisti sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)

Figura 24

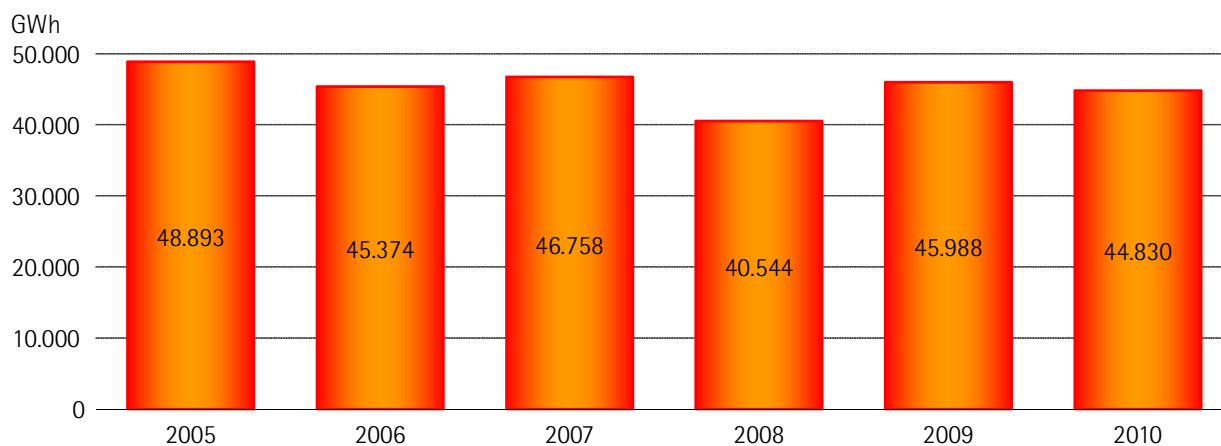
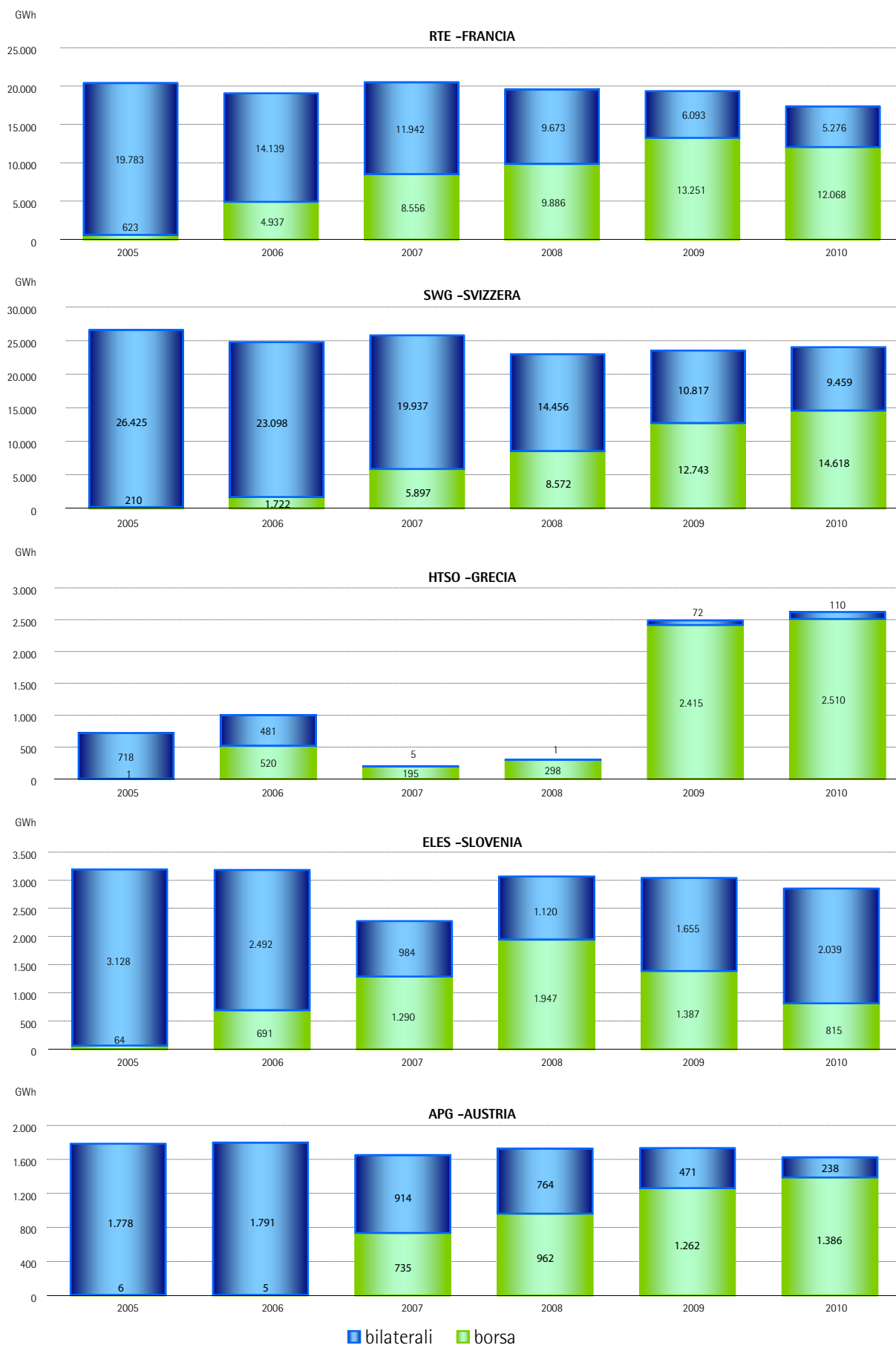


Figura 25 MGP - Vendite sulle zone estere per frontiera



MGP – Vendite sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2010

Figura 26

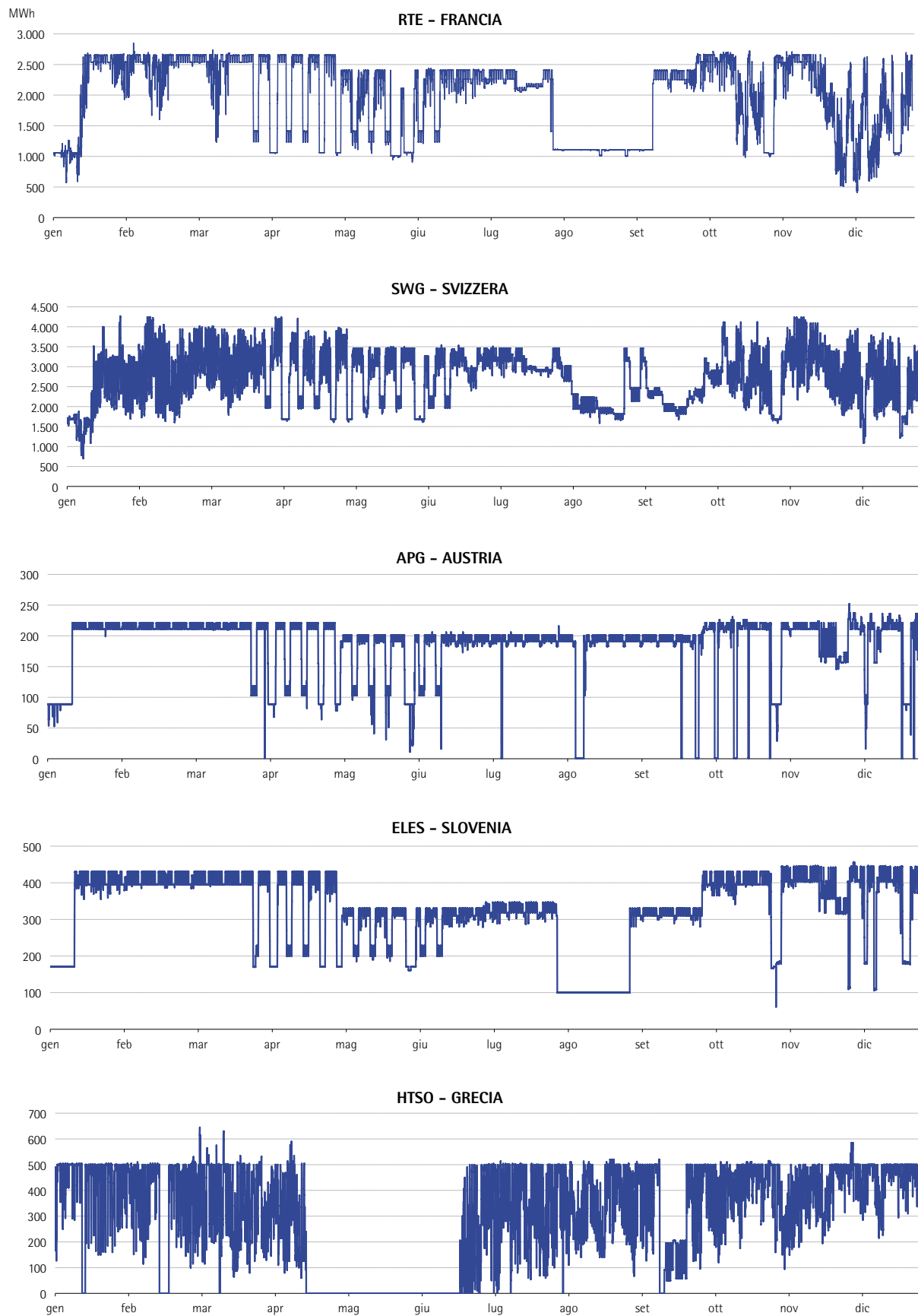


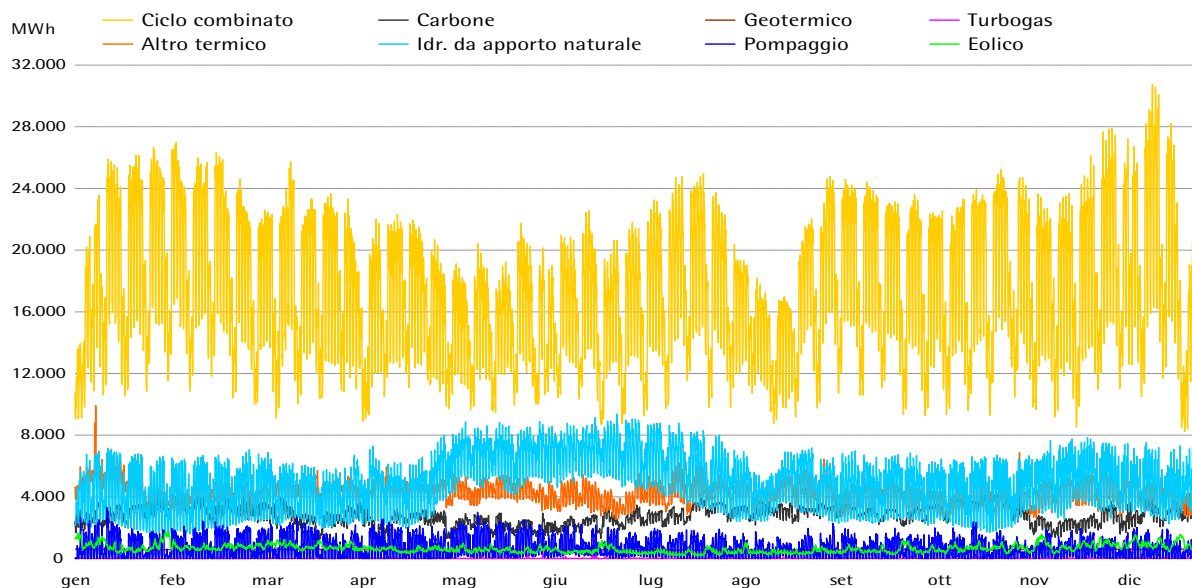
Tabella 28 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo – totale nazionale

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh						% Successo					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	216.231.114	211.015.094	236.875.799	243.135.239	240.169.453	227.120.398	61,9%	60,7%	69,4%	69,5%	72,4%	68,6%
Ciclo combinato	149.447.353	128.181.956	145.891.724	140.367.880	122.586.490	106.422.580	77,4%	75,7%	84,6%	85,9%	84,2%	84,6%
Carbone	24.445.791	23.009.110	22.698.171	24.066.453	24.309.949	23.036.810	71,8%	81,1%	88,2%	92,2%	90,1%	93,0%
Olio e polcombustibili	19.529.835	23.421.917	26.066.211	30.015.784	38.256.051	46.223.085	33,7%	34,8%	40,5%	41,1%	51,8%	49,1%
Geotermico	5.086.129	5.059.575	5.197.930	5.263.553	5.345.842	5.253.501	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%
Turbogas	80.798	86.745	95.501	1.396.814	1.763.588	2.073.352	0,6%	0,6%	0,7%	8,8%	11,1%	13,1%
Autoproduzione	1.674.755	16.866.886	22.035.926	23.977.572	22.895.345	20.555.281	85,0%	96,3%	99,5%	99,6%	99,2%	99,7%
Altro	15.966.454	14.388.904	14.890.336	18.047.183	25.012.188	23.555.789	36,4%	32,3%	38,3%	42,9%	60,9%	52,8%
Idroelettrico	47.900.997	45.979.259	39.603.863	30.892.091	34.597.722	38.375.403	47,6%	48,8%	46,6%	44,6%	52,4%	71,1%
Serbatoio e bacino	17.559.937	16.512.568	13.653.897	11.633.122	14.125.506	15.361.419	53,2%	56,2%	57,0%	57,4%	63,0%	57,4%
Acqua fluente	24.590.917	24.063.519	19.515.473	14.469.675	13.823.750	13.655.366	89,2%	92,1%	79,4%	74,8%	81,3%	78,4%
Pompaggio	5.750.143	5.403.171	6.434.493	4.789.294	6.648.466	9.358.618	14,4%	14,0%	17,7%	16,2%	25,0%	95,2%
Eolico	5.675.411	6.107.261	5.057.575	2.195.082	2.036.598	1.477.972	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	84,4%
TOTALE IMPIANTI	269.807.522	263.101.613	281.537.237	276.222.412	276.803.773	266.973.773	59,2%	58,7%	65,2%	65,6%	69,2%	69,0%
Offerte Integrative			7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.242			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	269.807.522	263.101.613	289.159.443	279.380.017	279.820.323	270.422.015	59,2%	58,7%	65,8%	65,8%	69,4%	69,3%

Tabella 29 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura – totale nazionale

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh						Struttura					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	24.684	24.088	26.967	27.755	27.417	25.927	80,1%	80,2%	84,1%	88,0%	86,8%	85,1%
Ciclo combinato	17.060	14.633	16.609	16.024	13.994	12.149	55,4%	48,7%	51,8%	50,8%	44,3%	39,9%
Carbone	2.791	2.627	2.584	2.747	2.775	2.630	9,1%	8,7%	8,1%	8,7%	8,8%	8,6%
Olio e polcombustibili	2.229	2.674	2.967	3.426	4.367	5.277	7,2%	8,9%	9,3%	10,9%	13,8%	17,3%
Geotermico	581	578	592	601	610	600	1,9%	1,9%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%
Turbogas	9	10	11	159	201	237	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,8%
Autoproduzione	191	1.925	2.509	2.737	2.614	2.346	0,6%	6,4%	7,8%	8,7%	8,3%	7,7%
Altro	1.823	1.643	1.695	2.060	2.855	2.689	5,9%	5,5%	5,3%	6,5%	9,0%	8,8%
Idroelettrico	5.468	5.249	4.509	3.526	3.950	4.381	17,8%	17,5%	14,1%	11,2%	12,5%	14,4%
Serbatoio e bacino	2.005	1.885	1.554	1.328	1.613	1.754	6,5%	6,3%	4,8%	4,2%	5,1%	5,8%
Acqua fluente	2.807	2.747	2.222	1.652	1.578	1.559	9,1%	9,1%	6,9%	5,2%	5,0%	5,1%
Pompaggio	656	617	733	547	759	1.068	2,1%	2,1%	2,3%	1,7%	2,4%	3,5%
Eolico	648	697	576	251	232	169	2,1%	2,3%	1,8%	0,8%	0,7%	0,6%
TOTALE IMPIANTI	30.800	30.034	32.051	31.532	31.599	30.476	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative			868	360	344	394						
TOTALE VENDITE	30.800	30.034	32.919	31.893	31.943	30.870						

Figura 27 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario – totale nazionale. Anno 2010



MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Nord Tabella 30

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh						% Successo					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	101.019.470	100.221.564	118.211.695	122.825.652	121.531.146	117.368.737	67,3%	64,7%	74,9%	75,4%	76,3%	75,5%
Ciclo combinato	78.122.547	65.434.213	76.683.136	76.187.823	69.649.078	60.550.226	73,6%	68,8%	80,5%	81,1%	77,3%	78,4%
Carbone	9.139.778	11.208.802	13.319.214	13.067.859	14.079.413	15.508.552	57,4%	74,7%	89,0%	91,6%	87,6%	95,6%
Olio e polcombustibili	3.819.200	3.253.051	4.737.496	7.376.702	11.210.368	12.446.029	24,3%	15,2%	21,8%	28,8%	47,1%	38,8%
Geotermico												
Turbogas	33.915	28.567	10.222	1.300.298	1.680.355	1.971.035	1,6%	1,0%	0,5%	32,8%	38,3%	49,4%
Autoproduzione	1.260.726	12.002.626	15.762.425	16.120.887	16.349.841	16.883.857	84,6%	96,7%	99,8%	99,7%	99,7%	99,8%
Altro	8.643.304	8.294.305	7.699.201	8.772.083	8.562.091	10.009.038	99,3%	99,9%	99,3%	99,0%	98,7%	112,4%
Idroelettrico	36.543.725	35.933.013	32.267.710	24.796.237	25.291.804	26.921.810	49,6%	49,6%	47,8%	44,5%	50,3%	66,3%
Serbatoio e bacino	11.983.746	11.899.327	10.941.768	9.207.285	9.617.362	10.192.090	48,5%	51,1%	53,3%	52,6%	55,0%	51,7%
Acqua fluente	20.276.066	20.379.298	16.957.255	12.931.408	12.085.430	11.880.817	88,3%	91,1%	78,1%	73,1%	79,5%	76,4%
Pompaggio	4.283.913	3.654.389	4.368.687	2.657.544	3.589.012	4.848.903	16,5%	13,6%	17,3%	12,9%	20,4%	91,2%
Eolico	30.240	32.985					100,0%	100,0%				
TOTALE IMPIANTI	137.593.435	136.187.563	150.479.405	147.621.889	146.822.950	144.290.547	61,5%	59,9%	66,8%	67,5%	70,0%	73,6%
Offerte Integrative			3.762.726	1.247.392	1.472.414	2.287.044			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	137.593.435	136.187.563	154.242.131	148.869.281	148.295.364	146.577.590	61,5%	59,9%	67,4%	67,7%	70,2%	73,9%

MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Nord Tabella 31

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh						Struttura					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	11.532	11.441	13.458	14.021	13.873	13.398	73,4%	73,6%	78,6%	83,2%	82,8%	81,3%
Ciclo combinato	8.918	7.470	8.730	8.697	7.951	6.912	56,8%	48,0%	51,0%	51,6%	47,4%	42,0%
Carbone	1.043	1.280	1.516	1.492	1.607	1.770	6,6%	8,2%	8,9%	8,9%	9,6%	10,7%
Olio e polcombustibili	436	371	539	842	1.280	1.421	2,8%	2,4%	3,1%	5,0%	7,6%	8,6%
Geotermico												
Turbogas	4	3	1	148	192	225	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	1,1%	1,4%
Autoproduzione	144	1.370	1.794	1.840	1.866	1.927	0,9%	8,8%	10,5%	10,9%	11,1%	11,7%
Altro	987	947	877	1.001	977	1.143	6,3%	6,1%	5,1%	5,9%	5,8%	6,9%
Idroelettrico	4.172	4.102	3.673	2.831	2.887	3.073	26,6%	26,4%	21,4%	16,8%	17,2%	18,7%
Serbatoio e bacino	1.368	1.358	1.246	1.051	1.098	1.163	8,7%	8,7%	7,3%	6,2%	6,6%	7,1%
Acqua fluente	2.315	2.326	1.930	1.476	1.380	1.356	14,7%	15,0%	11,3%	8,8%	8,2%	8,2%
Pompaggio	489	417	497	303	410	554	3,1%	2,7%	2,9%	1,8%	2,4%	3,4%
Eolico	3	4					0,0%	0,0%				
TOTALE IMPIANTI	15.707	15.547	17.131	16.852	16.761	16.472	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative			428	142	168	261						
TOTALE VENDITE	15.707	15.547	17.559	16.994	16.929	16.733						

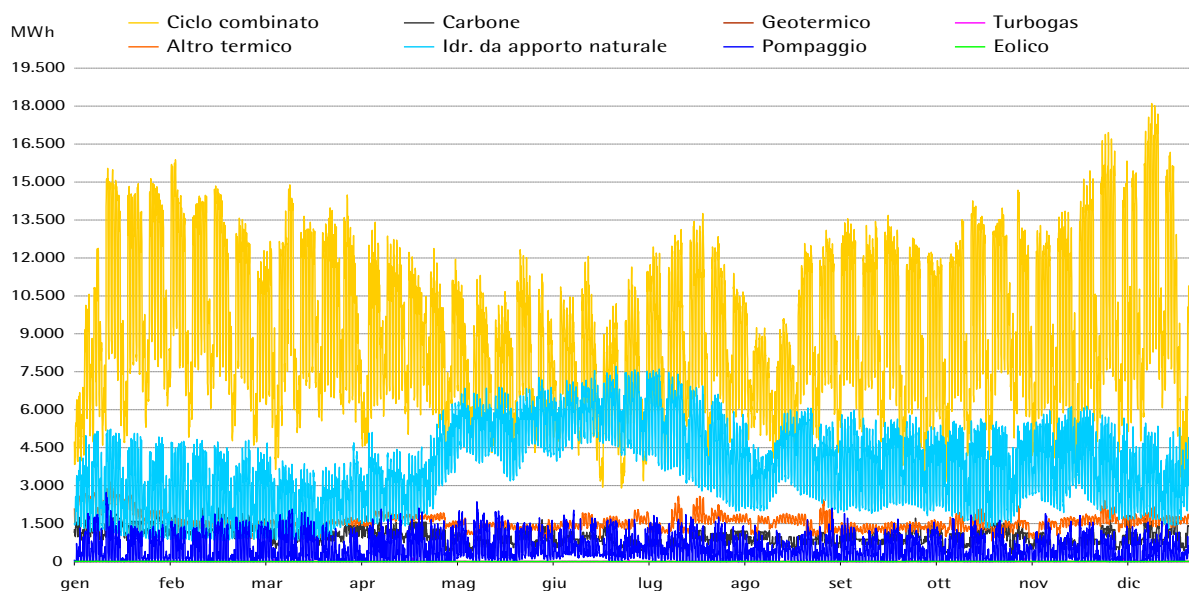
MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Nord. Anno 2010 Figura 28

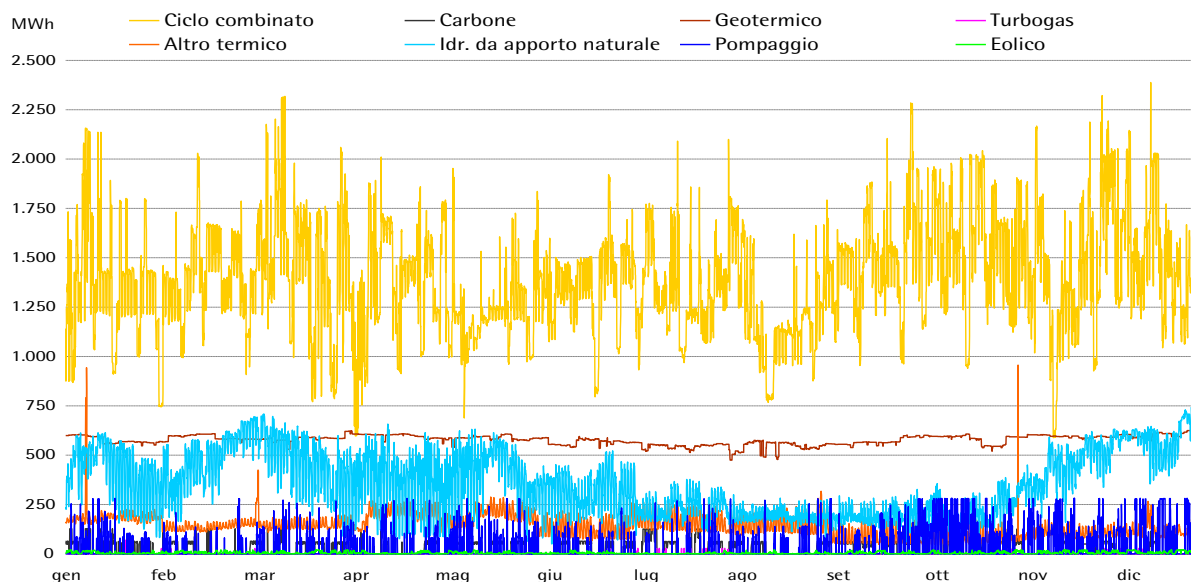
Tabella 32 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Centro Nord

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh						% Successo					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	18.634.493	18.186.058	20.434.521	22.726.254	22.215.621	22.091.609	55,0%	53,4%	60,5%	65,0%	72,0%	66,2%
Ciclo combinato	12.077.588	10.636.923	12.823.598	14.272.691	11.616.424	12.091.920	72,2%	68,2%	77,6%	85,7%	96,8%	96,6%
Carbone	232.682	1.054.954	770.530	998.115	1.083.142	1.026.435	21,4%	95,9%	99,4%	97,3%	96,2%	96,9%
Olio e policombustibili	20.820	57.151	398.813	368.327	2.201.490	1.699.569	0,3%	0,6%	4,7%	4,3%	24,7%	15,4%
Geotermico	5.064.256	5.014.023	5.197.930	5.249.207	5.331.063	5.233.443	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%
Turbogas	6.213	18	879	2.358	2.365	3.006	0,4%	0,0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
Autoproduzione	8.085	333.516	519.010	1.001.102	1.105.194	1.200.874	100,0%	99,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Altro	1.224.848	1.089.473	723.761	834.453	875.943	836.363	99,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	130,3%
Idraulico	3.323.756	2.296.505	1.870.598	1.529.146	2.169.875	1.981.405	60,3%	53,7%	48,5%	48,7%	72,3%	80,3%
Serbatoio e bacino	2.035.473	1.386.491	1.073.868	982.670	1.585.847	1.260.595	80,0%	81,1%	81,4%	89,9%	92,3%	75,3%
Acqua fluente	1.030.271	754.021	569.252	255.337	278.619	273.160	99,9%	97,9%	70,0%	75,4%	79,4%	78,9%
Pompaggio	258.012	155.992	227.478	291.139	305.409	447.650	13,3%	8,7%	13,2%	17,0%	32,8%	100,0%
Eolico	37.292	16.037	80.772	7.496			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%		
TOTALE IMPIANTI	21.995.540	20.498.599	22.385.891	24.262.895	24.385.497	24.073.014	55,8%	53,4%	59,4%	63,7%	72,0%	67,1%
Offerte Integrative			522.169	149.713	130.138	33.591			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	21.995.540	20.498.599	22.908.060	24.412.608	24.515.635	24.106.605	55,8%	53,4%	59,9%	63,8%	72,1%	67,2%

Tabella 33 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Centro Nord

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh						Struttura					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	2.127	2.076	2.326	2.594	2.536	2.522	84,7%	88,7%	91,3%	93,7%	91,1%	91,8%
Ciclo combinato	1.379	1.214	1.460	1.629	1.326	1.380	54,9%	51,9%	57,3%	58,8%	47,6%	50,2%
Carbone	27	120	88	114	124	117	1,1%	5,1%	3,4%	4,1%	4,4%	4,3%
Olio e policombustibili	2	7	45	42	251	194	0,1%	0,3%	1,8%	1,5%	9,0%	7,1%
Geotermico	578	572	592	599	609	597	23,0%	24,5%	23,2%	21,6%	21,9%	21,7%
Turbogas	1	0	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Autoproduzione	1	38	59	114	126	137	0,0%	1,6%	2,3%	4,1%	4,5%	5,0%
Altro	140	124	82	95	100	95	5,6%	5,3%	3,2%	3,4%	3,6%	3,5%
Idraulico	379	262	213	175	248	226	15,1%	11,2%	8,4%	6,3%	8,9%	8,2%
Serbatoio e bacino	232	158	122	112	181	144	9,3%	6,8%	4,8%	4,1%	6,5%	5,2%
Acqua fluente	118	86	65	29	32	31	4,7%	3,7%	2,5%	1,1%	1,1%	1,1%
Pompaggio	29	18	26	33	35	51	1,2%	0,8%	1,0%	1,2%	1,3%	1,9%
Eolico	4	2	9	1			0,2%	0,1%	0,4%	0,0%		
TOTALE IMPIANTI	2.511	2.340	2.548	2.770	2.784	2.748	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative			59	17	15	4						
TOTALE VENDITE	2.511	2.340	2.608	2.787	2.799	2.752						

Figura 29 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Centro Nord. Anno 2010



MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - *Centro Sud*

Tabella 34

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh						% Successo					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	23.350.530	19.164.861	12.658.060	14.609.490	21.859.094	23.270.311	45,0%	39,5%	36,5%	38,9%	58,9%	47,8%
Ciclo combinato	12.175.803	13.758.492	9.044.883	9.111.300	9.616.619	9.374.166	83,7%	89,6%	92,1%	91,0%	89,8%	94,4%
Carbone	8.711.385	3.596.232					96,5%	95,3%				
Olio e policombustibili	36.797	82.523	230.958	423.860	417.592	4.632.365	61,1%	52,2%	69,7%	60,0%	88,1%	54,1%
Geotermico				14.346	14.779	20.058				100,0%	100,0%	100,0%
Turbogas	9.209	23.538	32.803	53.166	51.937	59.123	0,3%	0,7%	1,3%	1,8%	1,7%	1,9%
Autoproduzione	346.350	318.862	297.721	245.323	249.727	248.328	83,7%	85,5%	81,2%	81,4%	84,3%	92,5%
Altro	2.070.986	1.385.213	3.051.696	4.761.494	11.508.439	8.936.272	8,4%	5,4%	14,1%	20,2%	51,2%	33,4%
Idroelettrico	4.211.873	4.193.940	2.295.795	1.444.120	2.836.727	3.331.929	30,6%	35,0%	53,1%	81,4%	97,4%	89,6%
Serbatoio e bacino	1.154.205	1.121.072	715.787	430.780	1.323.143	1.754.648	65,4%	73,5%	79,8%	72,9%	96,3%	82,2%
Acqua fluente	2.391.936	2.207.756	1.378.164	819.951	985.499	1.008.381	100,0%	99,9%	98,6%	99,0%	99,4%	99,5%
Pompaggio	665.732	865.112	201.844	193.388	528.085	568.899	6,9%	10,5%	9,9%	54,5%	96,5%	100,0%
Eolico	1.043.409	1.452.693	361.563	331.134	247.529	190.142	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE IMPIANTI	28.605.812	24.811.493	15.315.418	16.384.743	24.943.350	26.792.382	42,9%	40,1%	38,9%	41,3%	61,9%	50,9%
Offerte Integrative			1.060.879	149.713	251.612	241.196			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	28.605.812	24.811.493	16.376.297	16.534.456	25.194.961	27.033.578	42,9%	40,1%	40,5%	41,5%	62,2%	51,1%

MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - *Centro Sud*

Tabella 35

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh						Struttura					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	2.666	2.188	1.441	1.668	2.495	2.656	81,6%	77,2%	82,6%	89,2%	87,6%	86,9%
Ciclo combinato	1.390	1.571	1.030	1.040	1.098	1.070	42,6%	55,5%	59,1%	55,6%	38,6%	35,0%
Carbone	994	411					30,5%	14,5%				
Olio e policombustibili	4	9	26	48	48	529	0,1%	0,3%	1,5%	2,6%	1,7%	17,3%
Geotermico				2	2	2				0,1%	0,1%	0,1%
Turbogas	1	3	4	6	6	7	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%
Autoproduzione	40	36	34	28	29	28	1,2%	1,3%	1,9%	1,5%	1,0%	0,9%
Altro	236	158	347	544	1.314	1.020	7,2%	5,6%	19,9%	29,1%	46,1%	33,4%
Idroelettrico	481	479	261	165	324	380	14,7%	16,9%	15,0%	8,8%	11,4%	12,4%
Serbatoio e bacino	132	128	81	49	151	200	4,0%	4,5%	4,7%	2,6%	5,3%	6,5%
Acqua fluente	273	252	157	94	112	115	8,4%	8,9%	9,0%	5,0%	4,0%	3,8%
Pompaggio	76	99	23	22	60	65	2,3%	3,5%	1,3%	1,2%	2,1%	2,1%
Eolico	119	166	41	38	28	22	3,6%	5,9%	2,4%	2,0%	1,0%	0,7%
TOTALE IMPIANTI	3.266	2.832	1.744	1.870	2.847	3.058	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative			121	17	29	28						
TOTALE VENDITE	3.266	2.832	1.864	1.887	2.876	3.086						

MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - *Centro Sud. Anno 2010*

Figura 30

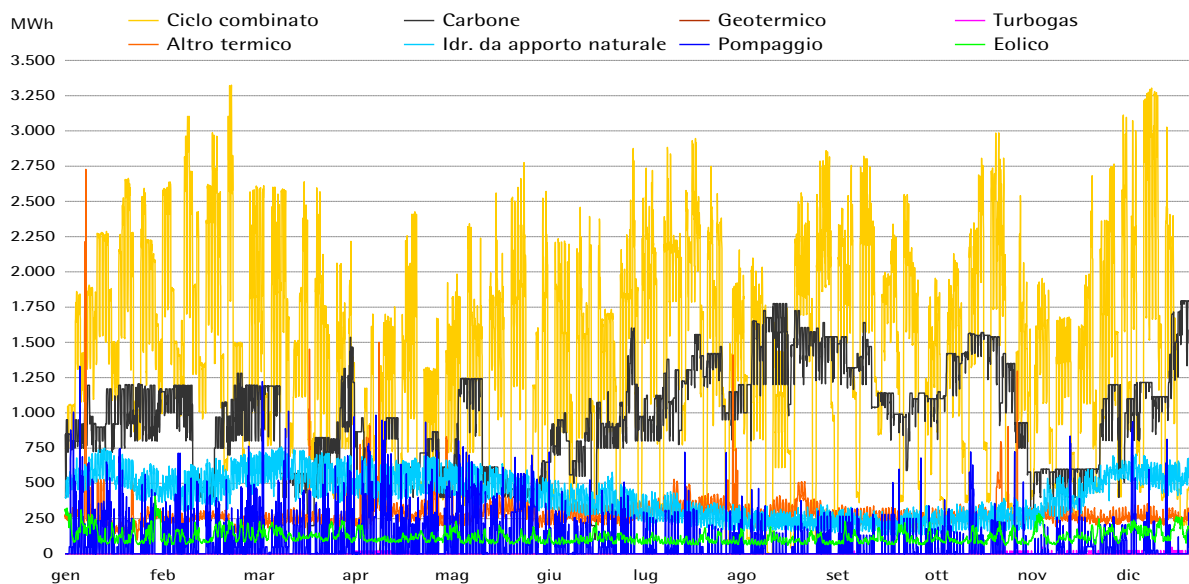


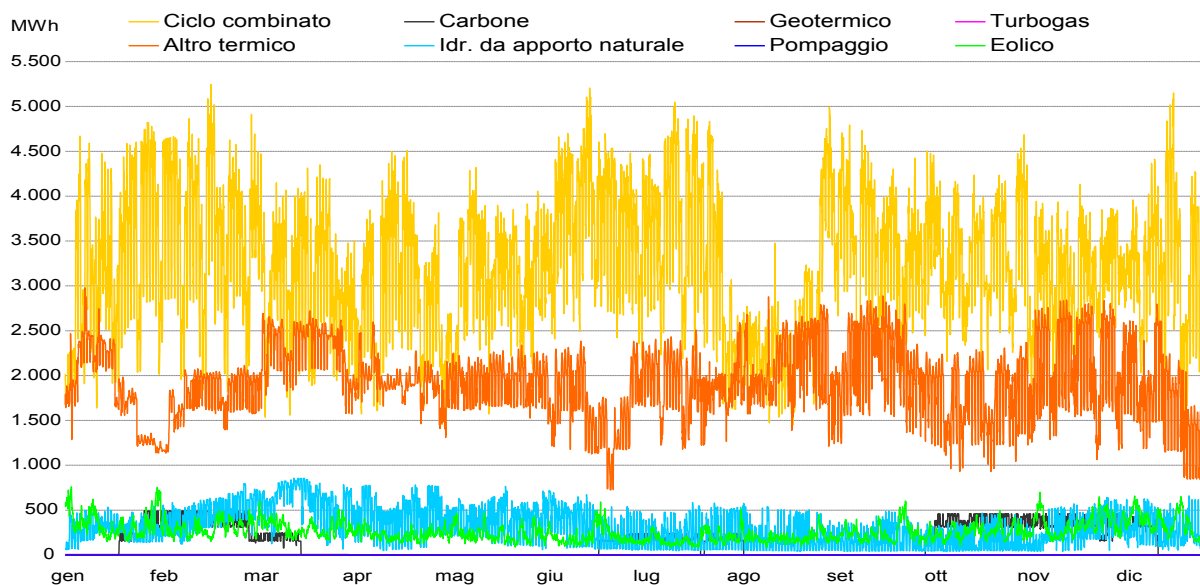
Tabella 36 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sud

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh						% Successo					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	46.177.500	46.173.406	57.435.414	52.664.629	44.190.757	34.793.977	66,7%	68,4%	78,7%	75,3%	72,1%	71,7%
Ciclo combinato	27.960.162	21.405.949	29.651.388	23.928.910	15.502.069	8.203.794	80,8%	84,3%	92,1%	94,9%	97,4%	99,2%
Carbone	1.270.951	1.516.166	2.772.225	2.966.411	2.663.885	1.015.796	82,3%	88,1%	100,0%	100,0%	99,9%	97,9%
Olio e polib combustibili	13.893.043	16.493.001	17.367.780	16.894.263	17.492.650	20.772.332	61,5%	66,7%	79,1%	70,3%	69,2%	80,7%
Geotermico	21.873	45.552					100,0%	100,0%				
Turbogas		160	1.987	5.079	3.898	5.534	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Autoproduzione	59.593	4.211.883	5.456.770	6.610.260	5.190.583	2.222.222	100,0%	95,9%	100,0%	100,0%	98,4%	99,3%
Altro	2.971.877	2.500.695	2.185.264	2.259.706	3.337.673	2.574.299	37,7%	29,8%	30,3%	32,0%	41,2%	36,9%
Idroelettrico	2.671.700	2.283.877	2.068.342	2.048.417	2.928.396	3.843.647	64,4%	77,2%	29,6%	32,4%	46,2%	82,4%
Serbatoio e bacino	2.061.909	1.802.762	747.165	784.772	1.368.593	1.629.955	63,7%	73,7%	77,4%	95,5%	85,6%	67,3%
Acqua fluente	609.791	481.115	456.956	376.374	415.746	414.743	66,9%	93,9%	100,0%	99,9%	100,0%	93,5%
Pompaggio			864.221	887.271	1.144.058	1.798.949			15,5%	17,3%	26,5%	100,0%
Eolico	2.329.027	2.694.369	3.118.311	1.049.441	1.074.841	663.118	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE IMPIANTI	51.178.227	51.151.652	62.622.067	55.762.487	48.193.994	39.300.743	67,6%	69,9%	75,4%	72,1%	70,2%	73,0%
Offerte Integrative			1.031.176	781.805	601.395	565.747			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	51.178.227	51.151.652	63.653.244	56.544.292	48.795.389	39.866.490	67,6%	69,9%	75,7%	72,4%	70,4%	73,2%

Tabella 37 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sud

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh						Struttura					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	5.271	5.271	6.539	6.012	5.045	3.972	90,2%	90,3%	91,7%	94,4%	91,7%	88,5%
Ciclo combinato	3.192	2.444	3.376	2.732	1.770	937	54,6%	41,8%	47,3%	42,9%	32,2%	20,9%
Carbone	145	173	316	339	304	116	2,5%	3,0%	4,4%	5,3%	5,5%	2,6%
Olio e polib combustibili	1.586	1.883	1.977	1.929	1.997	2.371	27,1%	32,2%	27,7%	30,3%	36,3%	52,9%
Geotermico	2	5	0	0	0	0	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Turbogas		0	0	1	0	1		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Autoproduzione	7	481	621	755	593	254	0,1%	8,2%	8,7%	11,9%	10,8%	5,7%
Altro	339	285	249	258	381	294	5,8%	4,9%	3,5%	4,1%	6,9%	6,6%
Idroelettrico	305	261	235	234	334	439	5,2%	4,5%	3,3%	3,7%	6,1%	9,8%
Serbatoio e bacino	235	206	85	90	156	186	4,0%	3,5%	1,2%	1,4%	2,8%	4,1%
Acqua fluente	70	55	52	43	47	47	1,2%	0,9%	0,7%	0,7%	0,9%	1,1%
Pompaggio			98	101	131	205			1,4%	1,6%	2,4%	4,6%
Eolico	266	308	355	120	123	76	4,6%	5,3%	5,0%	1,9%	2,2%	1,7%
TOTALE IMPIANTI	5.842	5.839	7.129	6.366	5.502	4.486	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative			117	89	69	65						
TOTALE VENDITE	5.842	5.839	7.246	6.455	5.570	4.551						

Figura 31 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sud. Anno 2010



MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sicilia Tabella 38

Impianto di produzione	Volumi totali. MWh						% Successo					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	17.228.269	17.182.537	17.730.927	18.311.515	18.838.345	18.779.637	59,0%	62,7%	65,8%	65,5%	71,0%	66,4%
Ciclo combinato	14.754.697	12.827.449	13.363.776	12.436.594	11.672.836	11.777.505	88,4%	92,4%	94,2%	95,3%	93,9%	87,7%
Carbone												
Olio e policombustibili	1.744.438	3.508.458	3.267.622	4.749.062	6.572.902	6.077.550	18,5%	37,3%	34,0%	40,5%	53,8%	47,9%
Geotermico												
Turbogas	30.196	33.520	39.594	24.397	10.296	27.941	1,3%	1,0%	1,9%	1,2%	0,8%	2,1%
Autoproduzione												
Altro	698.938	813.110	1.059.936	1.101.462	582.312	896.641	100,0%	100,0%	99,9%	100,0%	99,9%	106,8%
Idroelettrico	557.540	602.572	668.335	629.924	713.747	1.447.220	35,0%	71,4%	87,0%	81,7%	31,0%	92,9%
Serbatoio e bacino	14.831			37.429	22.975	147.710	100,0%			70,8%	64,6%	57,1%
Acqua fluente	206.706	157.958	117.239	43.689	19.973	974	99,6%	100,0%	74,3%	67,4%	100,0%	100,0%
Pompaggio	336.003	444.613	551.096	548.805	670.799	1.298.536	24,5%	64,8%	90,2%	84,0%	29,8%	100,0%
Eolico	1.559.416	1.226.318	950.475	390.716	300.225	236.114	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,8%	48,4%
TOTALE IMPIANTI	19.345.225	19.011.427	19.349.737	19.332.154	19.852.317	20.462.971	59,8%	64,5%	67,5%	66,4%	68,1%	67,5%
Offerte Integrative			762.768	424.460	171.644	49.021			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	19.345.225	19.011.427	20.112.505	19.756.615	20.023.961	20.511.991	59,8%	64,5%	68,3%	66,8%	68,3%	67,5%

MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sicilia Tabella 39

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh						Struttura					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	1.967	1.961	2.019	2.090	2.150	2.144	89,1%	90,4%	91,6%	94,7%	94,9%	91,8%
Ciclo combinato	1.684	1.464	1.521	1.420	1.333	1.344	76,3%	67,5%	69,1%	64,3%	58,8%	57,6%
Carbone												
Olio e policombustibili	199	401	372	542	750	694	9,0%	18,5%	16,9%	24,6%	33,1%	29,7%
Geotermico												
Turbogas	3	4	5	3	1	3	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
Autoproduzione												
Altro	80	93	121	126	66	102	3,6%	4,3%	5,5%	5,7%	2,9%	4,4%
Idroelettrico	64	69	76	72	81	165	2,9%	3,2%	3,5%	3,3%	3,6%	7,1%
Serbatoio e bacino	2			4	3	17	0,1%			0,2%	0,1%	0,7%
Acqua fluente	24	18	13	5	2	0	1,1%	0,8%	0,6%	0,2%	0,1%	0,0%
Pompaggio	38	51	63	63	77	148	1,7%	2,3%	2,8%	2,8%	3,4%	6,3%
Eolico	178	140	108	45	34	27	8,1%	6,5%	4,9%	2,0%	1,5%	1,2%
TOTALE IMPIANTI	2.208	2.170	2.203	2.207	2.266	2.336	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative			87	48	20	6						
TOTALE VENDITE	2.208	2.170	2.290	2.255	2.286	2.342						

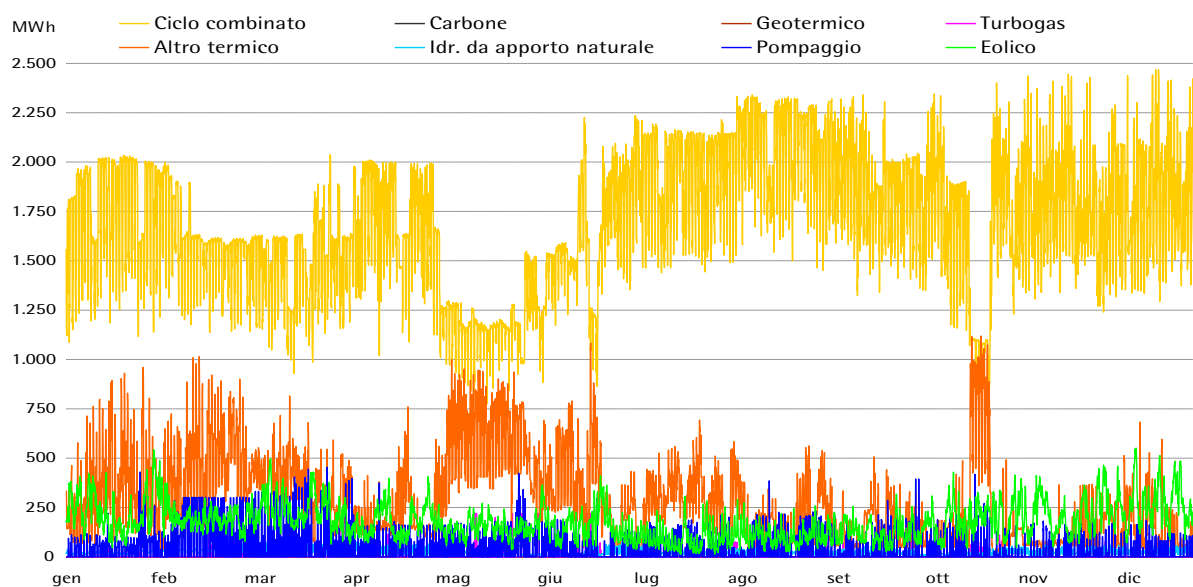
MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sicilia. Anno 2010 Figura 32

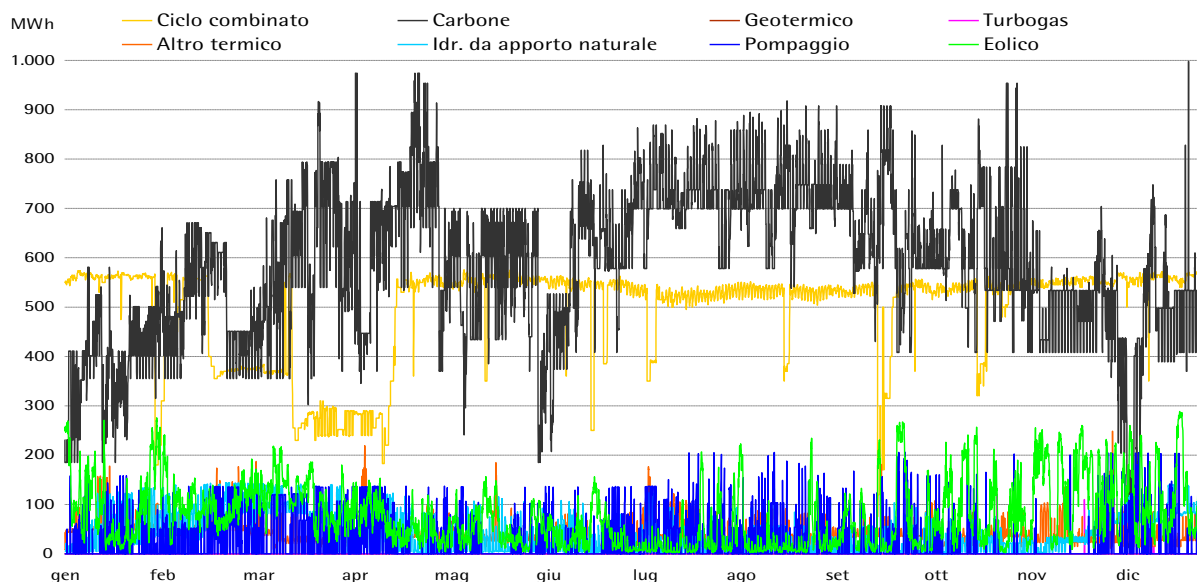
Tabella 40 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - *Sardegna*

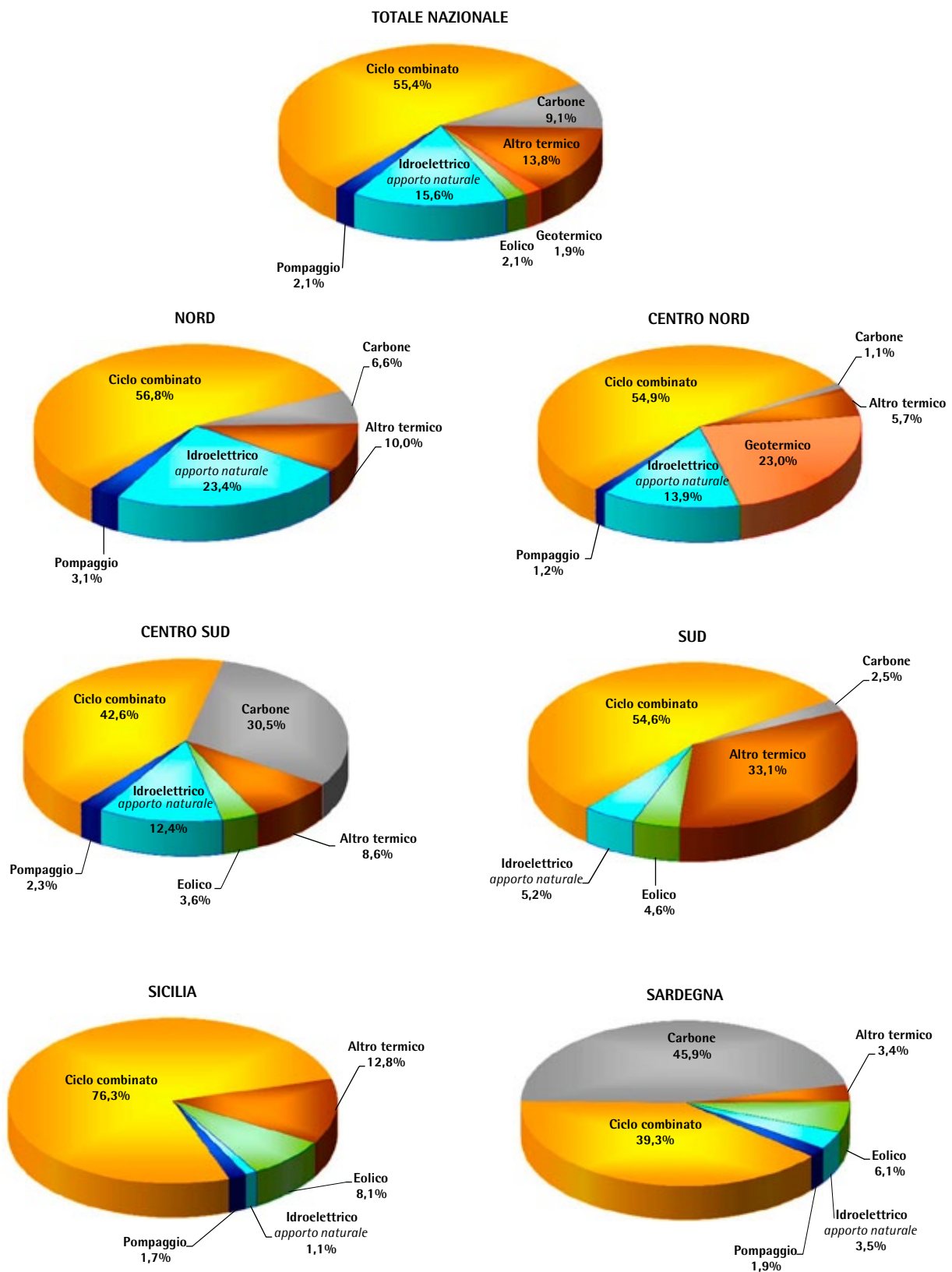
Impianto di produzione	Volumi totali. MWh						% Successo					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	9.820.853	10.086.668	10.405.182	11.997.700	11.534.489	10.816.126	65,2%	67,2%	67,3%	72,5%	69,2%	64,8%
Ciclo combinato	4.356.555	4.118.930	4.324.942	4.430.562	4.529.464	4.424.970	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Carbone	5.090.995	5.632.956	5.836.203	7.034.067	6.483.509	5.486.027	78,7%	83,3%	80,8%	89,7%	90,9%	84,9%
Olío e policombustibili	15.538	27.732	63.542	203.570	361.049	595.240	0,7%	1,2%	2,9%	8,6%	11,2%	15,1%
Geotermico												
Turbogas	1.265	942	10.016	11.517	14.736	6.713	0,1%	0,1%	0,8%	0,9%	1,0%	0,5%
Autoproduzione												
Altro	356.501	306.108	170.478	317.985	145.730	303.176	47,2%	55,5%	35,6%	48,5%	39,9%	64,4%
Idroelettrico	592.403	669.352	433.083	444.247	657.173	849.392	29,9%	41,1%	28,1%	30,7%	54,6%	85,3%
Serbaio e bacino	309.774	302.917	175.309	190.186	207.586	376.421	42,2%	74,7%	66,9%	91,4%	91,5%	71,9%
Acqua fluente	76.146	83.371	36.608	42.914	38.484	77.290	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Pompaggio	206.483	283.064	221.167	211.146	411.103	395.681	17,6%	24,8%	17,8%	17,7%	43,9%	100,0%
Eolico	676.027	684.859	546.453	416.297	414.004	388.598	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	94,7%
TOTALE IMPIANTI	11.089.283	11.440.879	11.384.718	12.858.243	12.605.666	12.054.116	62,6%	66,1%	64,9%	69,9%	69,0%	66,6%
Offerte Integrative			482.488	150.228	389.347	271.644			100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
TOTALE VENDITE	11.089.283	11.440.879	11.867.205	13.008.471	12.995.012	12.325.760	62,6%	66,1%	65,9%	70,1%	69,6%	67,1%

Tabella 41 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - *Sardegna*

Impianto di produzione	Volumi medi. MWh						Struttura					
	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Termoelettrico	1.121	1.151	1.185	1.370	1.317	1.235	88,6%	88,2%	91,4%	93,3%	91,5%	89,7%
Ciclo combinato	497	470	492	506	517	505	39,3%	36,0%	38,0%	34,5%	35,9%	36,7%
Carbone	581	643	664	803	740	626	45,9%	49,2%	51,3%	54,7%	51,4%	45,5%
Olío e policombustibili	2	3	7	23	41	68	0,1%	0,2%	0,6%	1,6%	2,9%	4,9%
Geotermico												
Turbogas	0	0	1	1	2	1	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Autoproduzione												
Altro	41	35	19	36	17	35	3,2%	2,7%	1,5%	2,5%	1,2%	2,5%
Idroelettrico	68	76	49	51	75	97	5,3%	5,9%	3,8%	3,5%	5,2%	7,0%
Serbaio e bacino	35	35	20	22	24	43	2,8%	2,6%	1,5%	1,5%	1,6%	3,1%
Acqua fluente	9	10	4	5	4	9	0,7%	0,7%	0,3%	0,3%	0,3%	0,6%
Pompaggio	24	32	25	24	47	45	1,9%	2,5%	1,9%	1,6%	3,3%	3,3%
Eolico	77	78	62	48	47	44	6,1%	6,0%	4,8%	3,2%	3,3%	3,2%
TOTALE IMPIANTI	1.266	1.306	1.296	1.468	1.439	1.376	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Offerte Integrative			55	17	44	31						
TOTALE VENDITE	1.266	1.306	1.351	1.485	1.483	1.407						

Figura 33 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - *Sardegna. Anno 2010*





LIQUIDITÀ

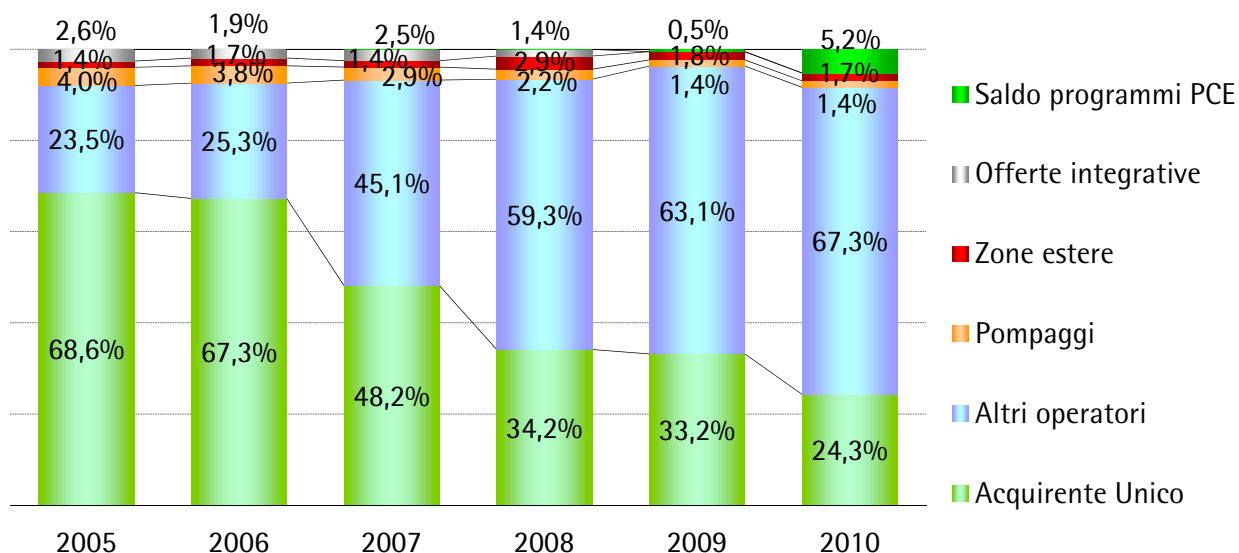
Tabella 42 MGP - Domanda di energia elettrica. Totale

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa	199.450.149	213.034.688	232.643.731	221.292.184	196.535.249	202.986.064
Acquirente Unico	48.468.535	70.700.952	79.448.673	106.570.141	132.230.746	139.179.980
Altri operatori	134.317.300	134.481.029	137.922.614	99.762.451	49.717.421	47.682.936
Pompaggi	2.853.292	2.891.281	5.108.149	6.334.233	7.443.272	8.087.174
Zone estere	3.419.627	3.825.739	6.699.056	3.057.474	3.346.408	2.773.208
Saldo programmi PCE	10.391.394	1.135.686	91.994	161		
Offerte integrative			3.373.245	5.567.723	3.797.402	5.262.767
PCE (incluso MTE)	119.111.417	100.390.479	104.317.565	108.657.022	133.254.781	120.198.785
Zone estere	408.869	436.389	559.701	726.452	1.285.567	1.143.298
Zone nazionali AU	41.846.549	24.246.640	19.502.059	16.166.432	20.768.233	25.153.421
Zone nazionali altri operatori	87.247.392	76.843.137	84.347.800	91.764.300	111.200.980	93.902.066
Saldo programmi PCE	-10.391.394	-1.135.686	-91.994	-161		
VOLUMI ACQUISTATI	318.561.565	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850
VOLUMI NON ACQUISTATI	26.491.365	25.790.543	17.357.054	5.475.885	7.299.180	834.771
DOMANDA TOTALE	345.052.930	339.215.709	354.318.351	335.425.092	337.089.209	324.019.620

Tabella 43 MGP - Domanda di energia elettrica. Struttura

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa - Liquidità	62,6%	68,0%	69,0%	67,1%	59,6%	62,8%
Acquirente Unico	15,2%	22,6%	23,6%	32,3%	40,1%	43,1%
Altri operatori	42,2%	42,9%	40,9%	30,2%	15,1%	14,8%
Pompaggi	0,9%	0,9%	1,5%	1,9%	2,3%	2,5%
Zone estere	1,1%	1,2%	2,0%	0,9%	1,0%	0,9%
Saldo programmi PCE	3,3%	0,4%	0,0%	0,0%		
Offerte integrative			1,0%	1,7%	1,2%	1,6%
PCE (incluso MTE)	37,4%	32,0%	31,0%	32,9%	40,4%	37,2%
Zone estere	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,4%
Zone nazionali AU	13,1%	7,7%	5,8%	4,9%	6,3%	7,8%
Zone nazionali altri operatori	27,4%	24,5%	25,0%	27,8%	33,7%	29,1%
Saldo programmi PCE	-3,3%	-0,4%	-0,0%	-0,0%		
VOLUMI ACQUISTATI	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Figura 35 MGP - Acquisti: struttura della borsa



MGP – Offerta di energia elettrica. Totale Tabella 44

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa	199.450.149	213.034.688	232.643.731	221.292.184	196.535.249	202.986.064
Operatori	120.956.056	131.158.116	147.438.784	142.990.379	123.564.850	133.900.904
GSE	46.664.374	45.353.277	47.808.312	45.828.980	48.403.285	51.922.522
Zone estere	31.631.528	31.215.502	21.788.559	16.786.271	7.969.332	931.017
Saldo programmi PCE	198.191	5.307.793	7.985.871	12.528.950	13.581.232	12.783.007
Offerte integrative			7.622.206	3.157.605	3.016.550	3.448.614
PCE (incluso MTE)	119.111.417	100.390.479	104.317.565	108.657.022	133.254.781	120.198.785
Zone estere	17.122.515	19.108.051	26.013.295	33.782.919	42.000.374	51.831.818
Zone nazionali	102.187.092	86.590.221	86.290.141	87.403.054	104.835.639	81.149.975
Saldo programmi PCE	-198.191	-5.307.793	-7.985.871	-12.528.950	-13.581.232	-12.783.007
VOLUMI VENDUTI	318.561.565	313.425.166	336.961.297	329.949.207	329.790.030	323.184.850
VOLUMI NON VENDUTI	190.936.033	185.806.695	158.390.774	150.274.210	126.041.639	122.038.971
OFFERTA TOTALE	509.497.598	499.231.861	495.352.071	480.223.417	455.831.669	445.223.821

MGP – Offerta di energia elettrica. Struttura Tabella 45

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Borsa – Liquidità	62,6%	68,0%	69,0%	67,1%	59,6%	62,8%
Operatori	38,0%	41,8%	43,8%	43,3%	37,5%	41,4%
GSE	14,6%	14,5%	14,2%	13,9%	14,7%	16,1%
Zone estere	9,9%	10,0%	6,5%	5,1%	2,4%	0,3%
Saldo programmi PCE	0,1%	1,7%	2,4%	3,8%	4,1%	4,0%
Offerte integrative			2,3%	1,0%	0,9%	1,1%
PCE (incluso MTE)	37,4%	32,0%	31,0%	32,9%	40,4%	37,2%
Zone estere	5,4%	6,1%	7,7%	10,2%	12,7%	16,0%
Zone nazionali	32,1%	27,6%	25,6%	26,5%	31,8%	25,1%
Saldo programmi PCE	-0,1%	-1,7%	-2,4%	-3,8%	-4,1%	-4,0%
VOLUMI VENDUTI	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

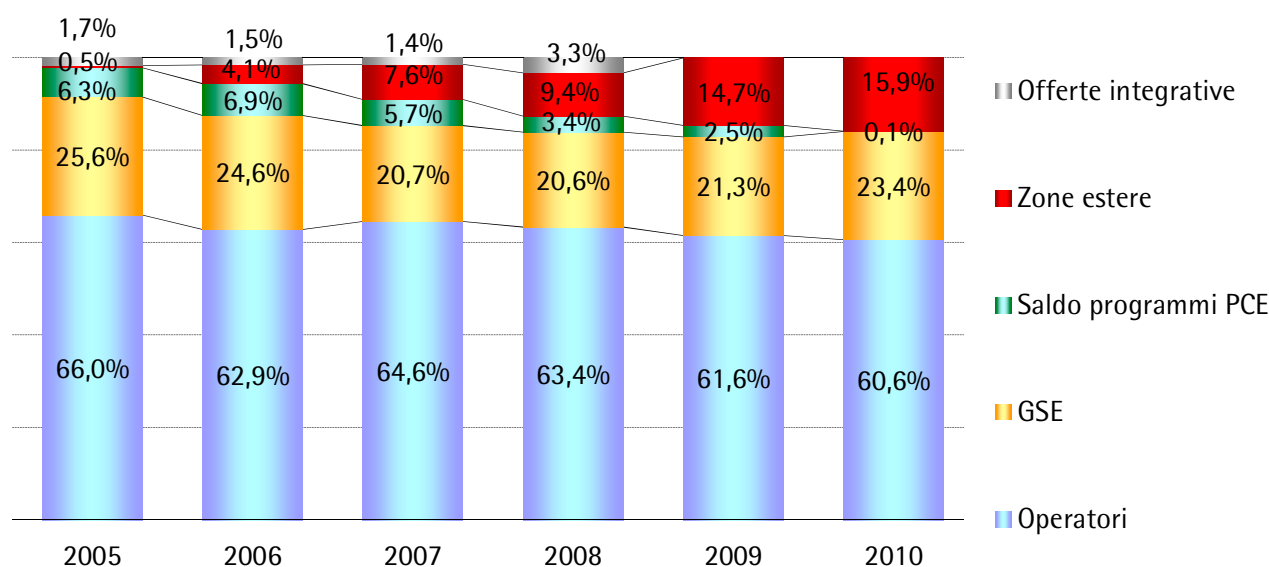
MGP – Vendite: struttura della borsa Figura 36

Figura 37 MGP – Liquidità: evoluzione strutturale

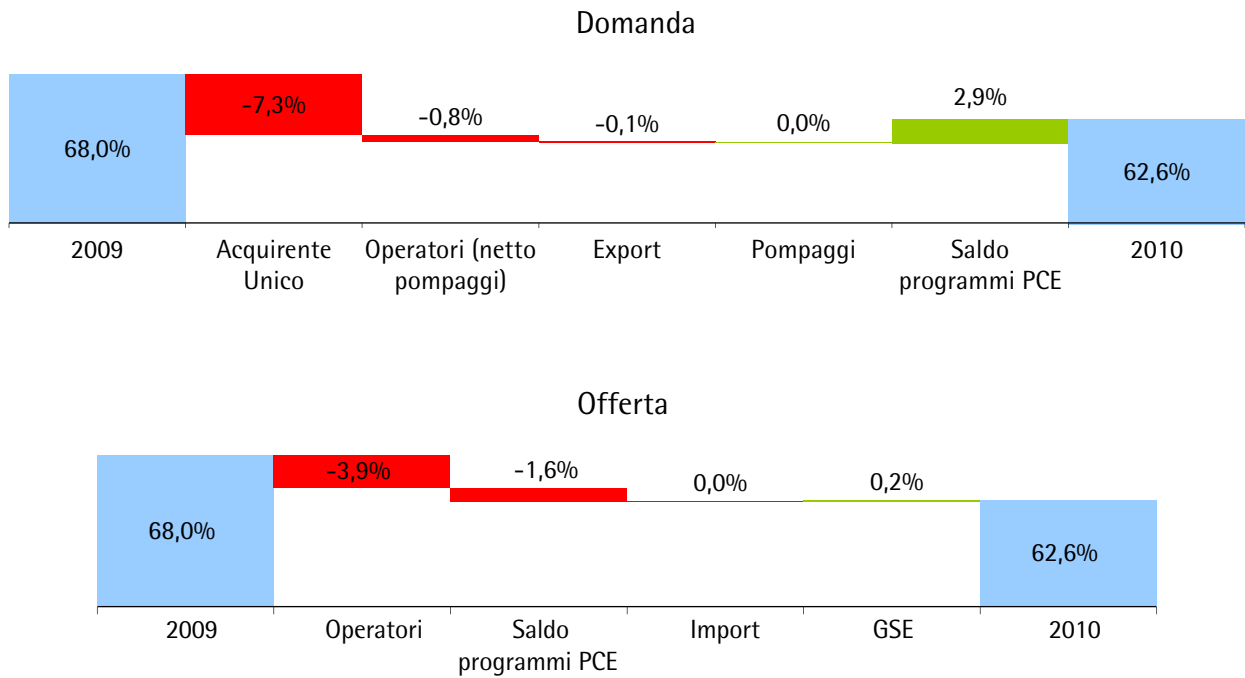


Figura 38 MGP – Liquidità

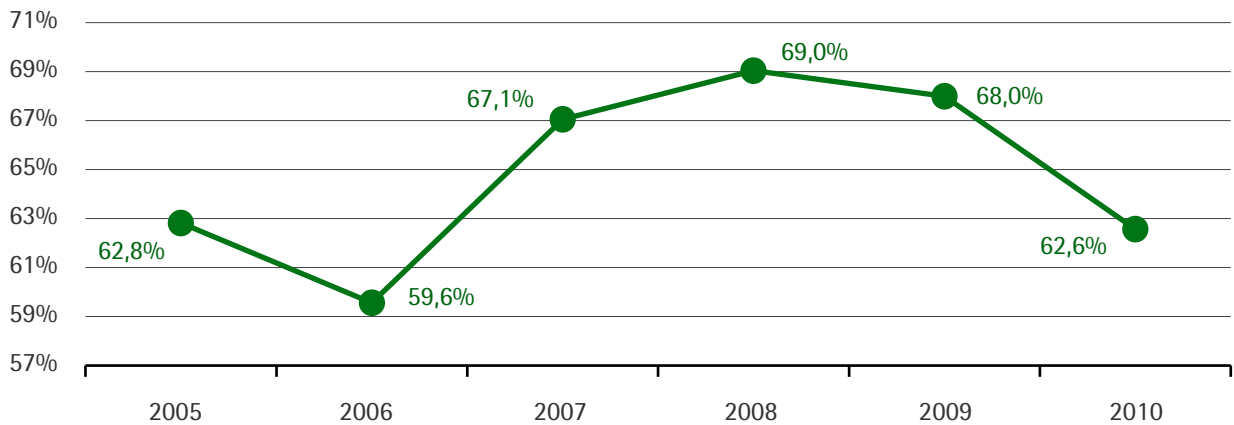
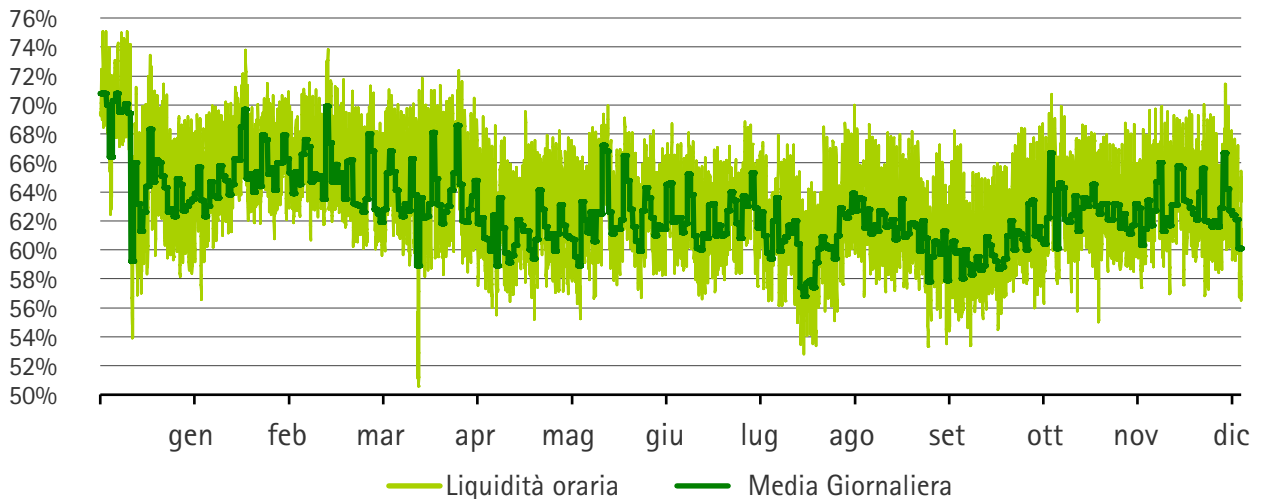
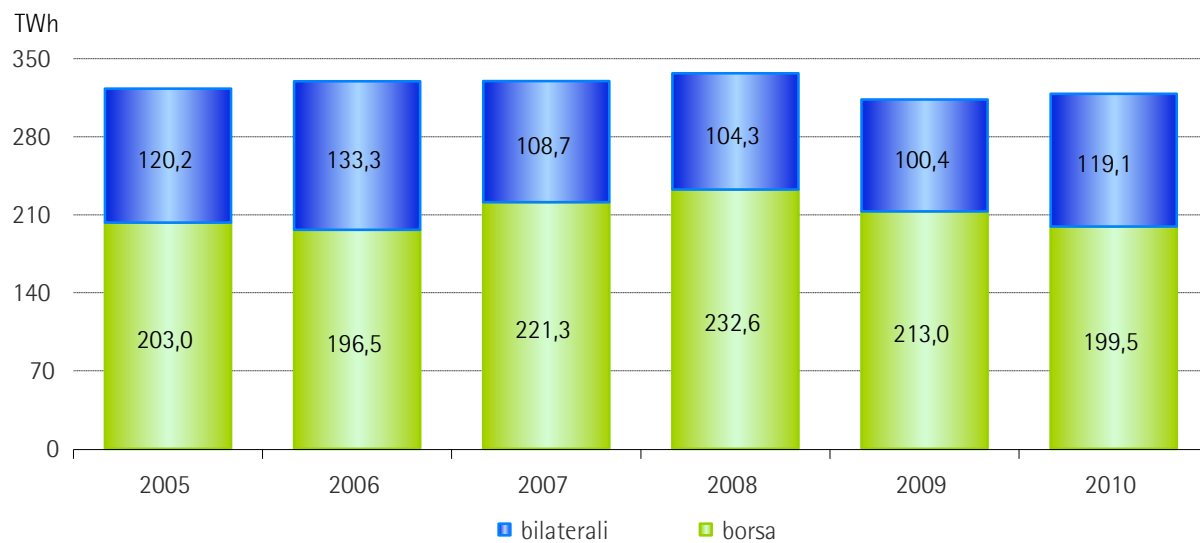


Figura 39 MGP – Liquidità: andamento orario e media giornaliera. Anno 2010



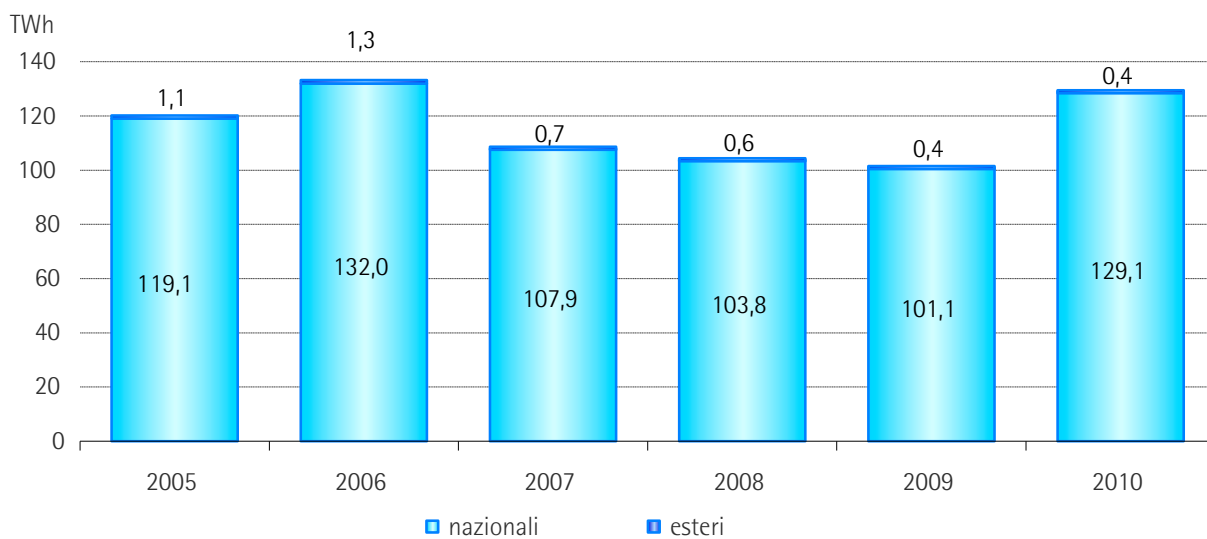
MGP – Volumi scambiati (vendite/acquisti)

Figura 40



MGP – Acquisti bilaterali

Figura 41



MGP – Vendite bilaterali

Figura 42

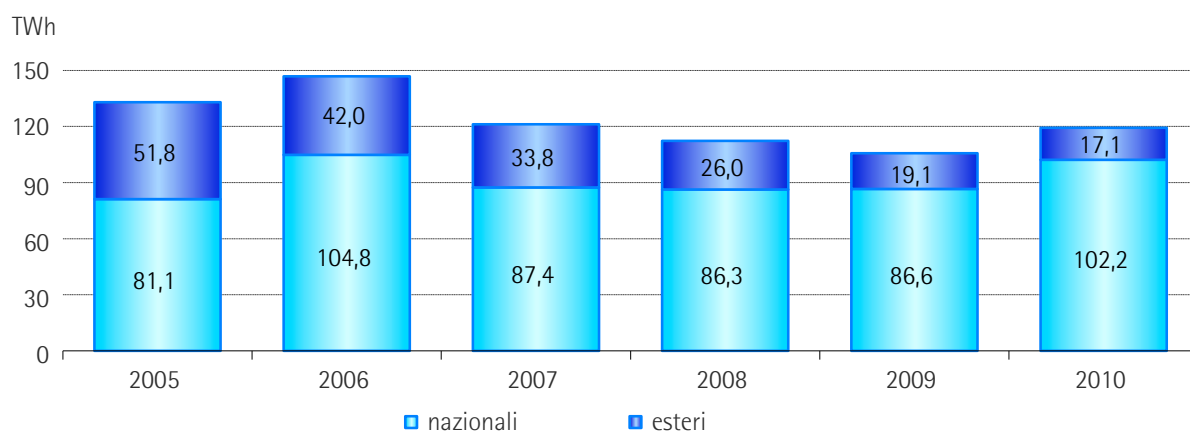


Figura 43 MGP – Saldo programmi PCE lato vendita

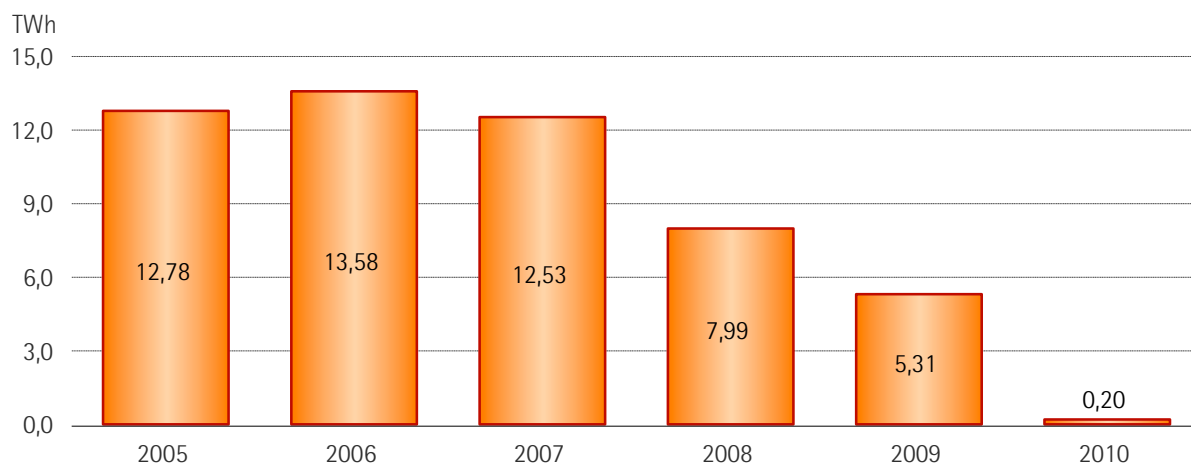


Figura 44 MGP – Saldo programmi PCE lato acquisto

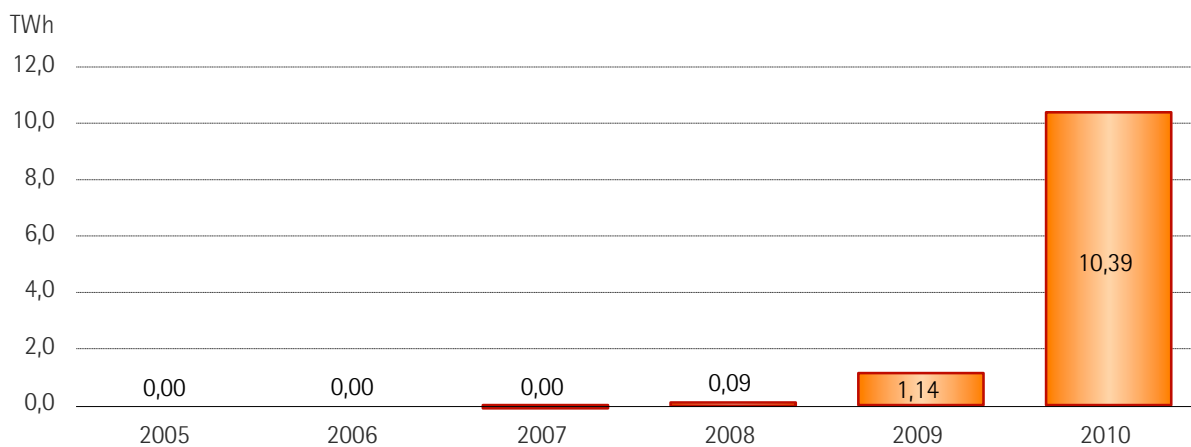
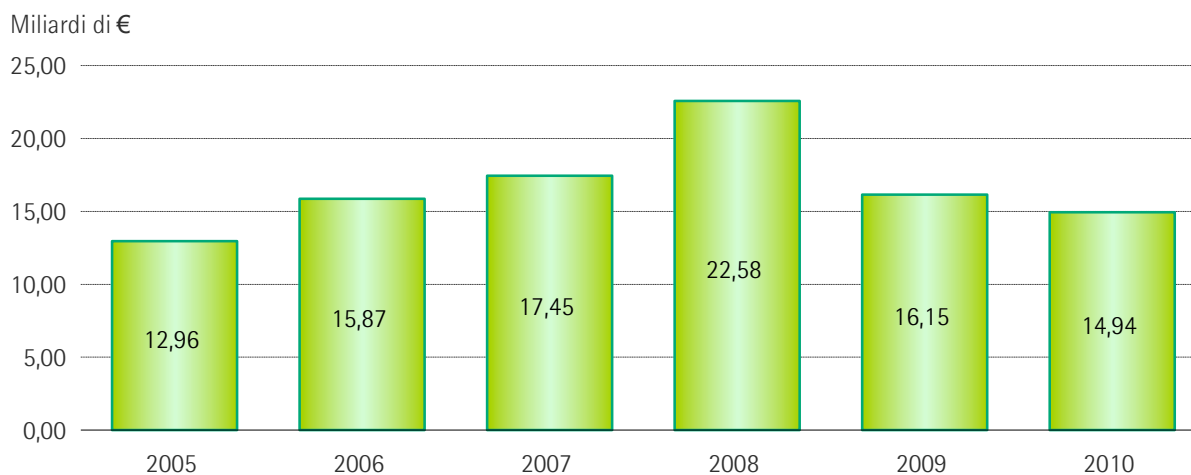


Figura 45 MGP – Valore delle transazioni



CONFIGURAZIONI ZONALI

MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere)

Tabella 46

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Numero di zone	2,50	3,09	2,44	2,59	2,66	2,22
% di ore in cui si è divisa in:						
1	16,3%	13,0%	17,7%	18,8%	17,0%	21,2%
2	35,1%	24,1%	39,5%	33,8%	33,8%	44,7%
3	32,0%	22,3%	26,8%	25,6%	25,8%	25,9%
4	13,3%	26,3%	13,6%	14,7%	15,4%	7,3%
5	3,0%	10,9%	1,9%	6,0%	5,8%	0,8%
6	0,4%	2,9%	0,4%	1,1%	2,0%	0,1%
7	-	0,5%	-	0,1%	0,2%	-
8	-	0,0%	-	-	0,0%	-
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole)

Tabella 47

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Numero di zone	1,46	1,39	1,35	1,51	1,72	1,38
% di ore in cui si è divisa in:						
1	60,4%	66,7%	68,9%	55,1%	45,5%	65,3%
2	33,5%	28,4%	27,4%	39,5%	39,8%	31,2%
3	5,7%	4,2%	3,7%	4,9%	12,3%	3,2%
4	0,3%	0,6%	0,1%	0,5%	1,7%	0,3%
5	-	0,0%	0,0%	-	0,7%	-
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

MGP - Numero medio di zone di mercato

Figura 46

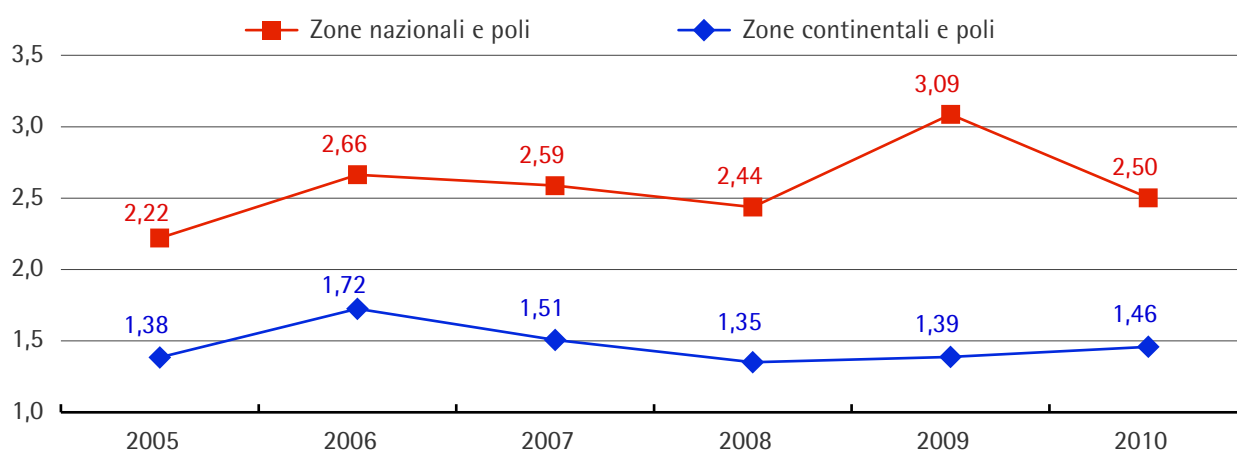
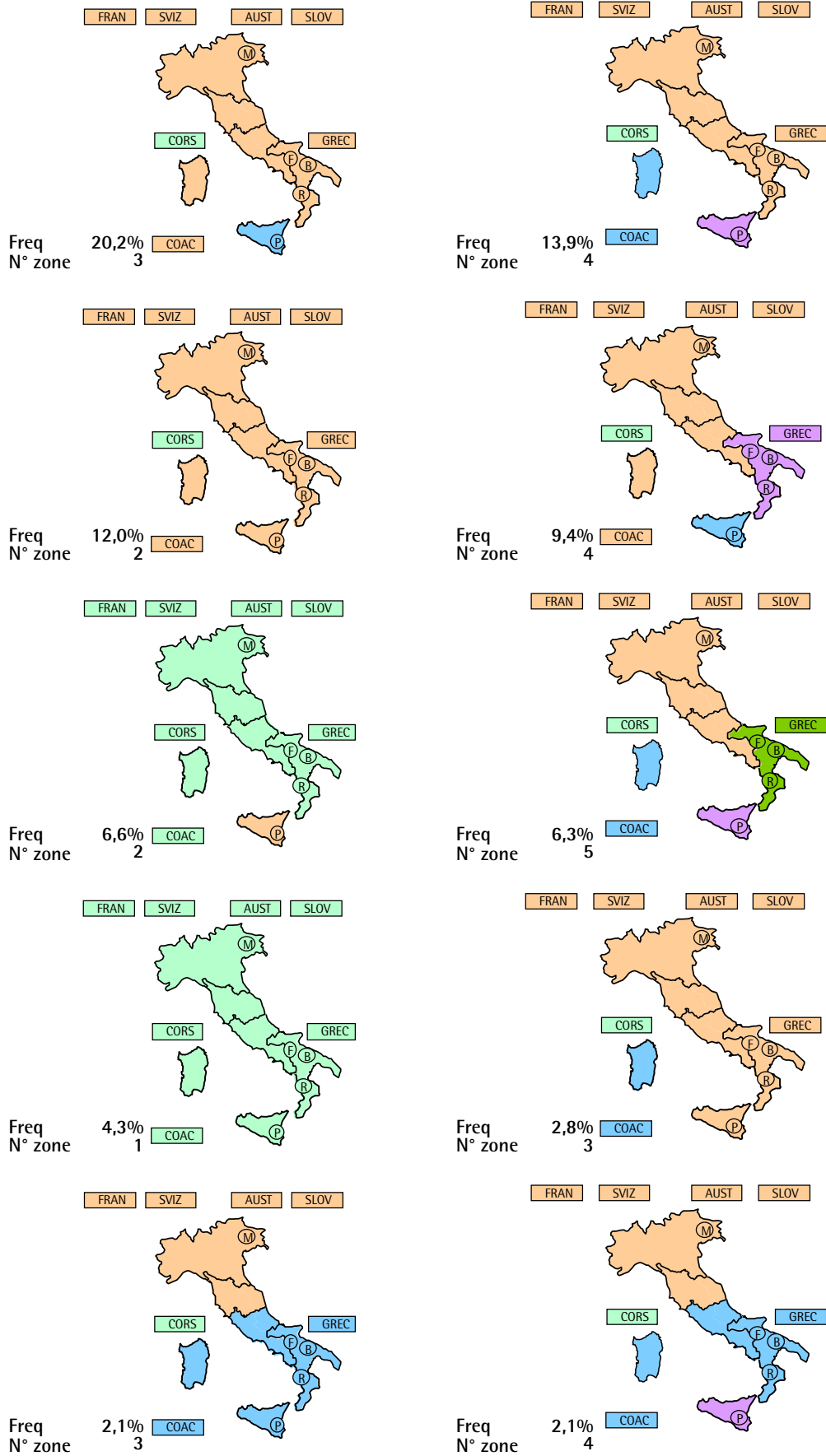


Figura 47 Configurazioni di mercato più frequenti. Anno 2010



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

Tabella 48

€/MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	2,14	2,90	4,07	2,51	1,13	0,88
Centro Nord	1,66	1,46	2,00	-1,81	-0,23	-0,03
Centro Sud	1,53	1,32	-0,63	-2,06	-0,24	-0,44
Sud	5,12	4,23	-0,40	-2,06	-0,23	-0,44
Calabria			-1,00	-2,24	-0,92	-1,25
Sicilia	-25,59	-24,37	-32,64	-8,52	-4,20	-4,19
Sardegna	-9,38	-18,29	-4,84	-4,01	-5,80	-1,79
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	2,14	2,90	4,09	2,62	1,27	0,88
Turbigo R.				2,51	1,19	0,88
Piombino					0,00	-0,39
Brindisi	6,47	6,68	0,06	-1,99	0,47	-0,35
Foggia	5,13	4,42	0,20	1,03	2,26	0,00
Rossano	5,66	4,97	0,00	-2,01	0,14	-0,40
Priolo G.	-25,45	-24,23	-31,47	-7,45	-1,93	-3,59
<i>Zone estere</i>						
Francia	2,14	2,90	-	-	10,42	6,27
Svizzera	2,14	2,94	-	20,51	10,10	2,93
Austria	2,14	2,90	-	-	16,44	5,39
Slovenia	2,14	2,90	-	29,91	3,81	2,68
Grecia	6,47	6,68	-	-	6,79	2,91
Corsica	-27,46	2,39	-0,26	-0,08	1,42	1,21
Corsica AC	-9,24	-18,29	-4,84	-4,01	-7,71	
Estero Corsica			-4,84	-4,01	-7,71	
Estero Nord-Est			4,07	2,77	1,13	1,38
Estero Nord-Ovest			4,07	2,53	1,13	0,90
Estero Sud			6,64	6,37	6,27	0,91

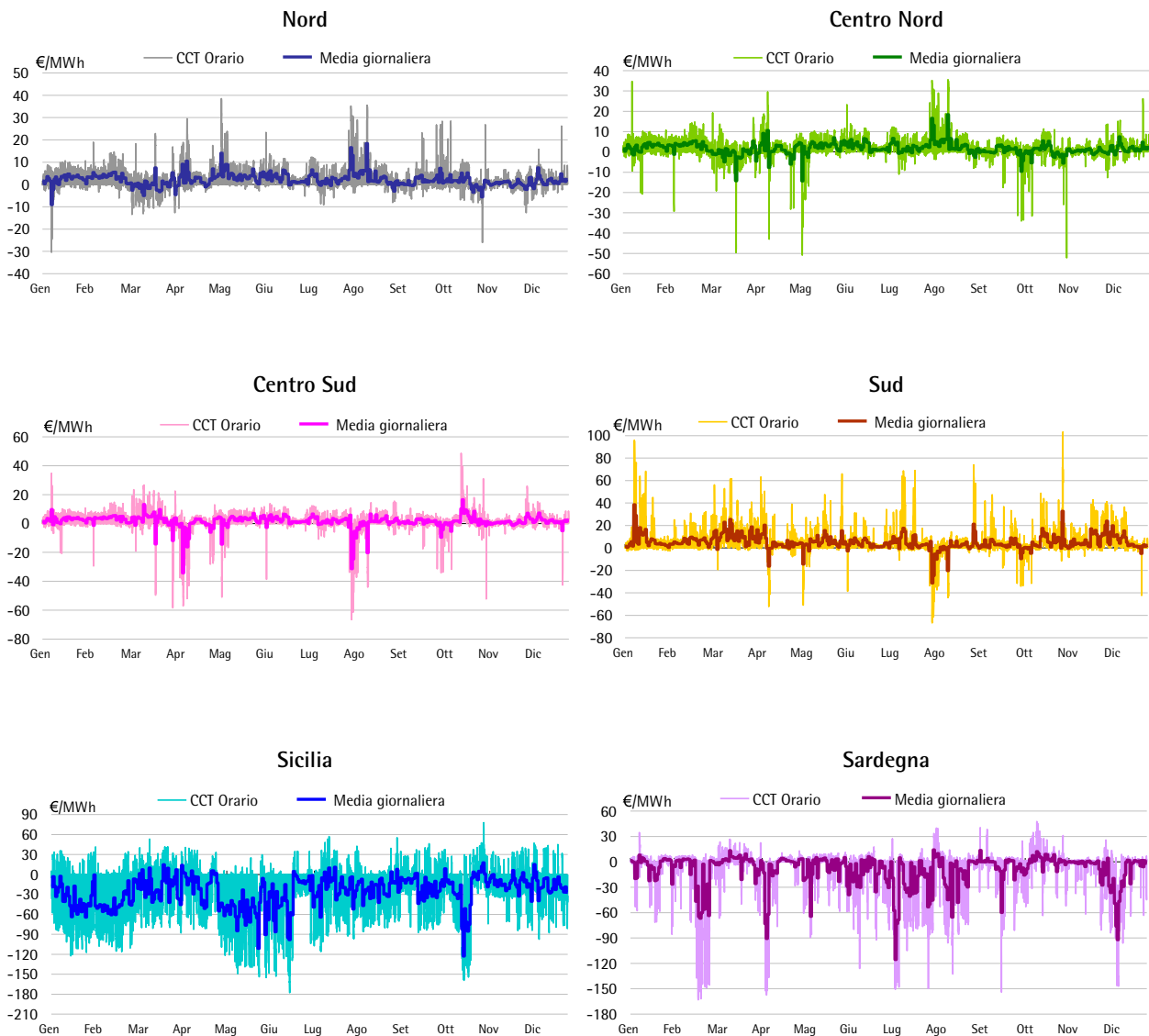
Tabella 49

MGP – Indice di Volatilità Assoluto (IVA) dei corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)

€/MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	2,82	3,16	3,96	3,14	1,83	1,36
Centro Nord	3,17	3,82	4,50	3,90	1,90	1,42
Centro Sud	4,42	4,22	5,73	4,03	1,99	1,65
Sud	6,37	6,25	5,93	4,03	1,99	1,66
Calabria			7,90	4,43	5,23	2,92
Sicilia	22,23	18,81	28,76	10,80	8,95	6,99
Sardegna	17,81	26,07	16,06	10,95	12,08	4,55
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	2,82	3,16	3,98	3,41	2,04	1,36
Turbigo R.				3,14	2,05	1,37
Piombino					0,52	1,61
Brindisi	7,61	8,26	6,10	4,13	3,41	1,81
Foggia	6,38	6,55	7,09	7,63	6,93	
Rossano	7,36	7,00	6,07	4,09	2,68	1,73
Priolo G.	22,17	19,00	28,89	10,09	6,30	6,64
<i>Zone estere</i>						
Francia	2,82	3,16	-	-	11,69	5,76
Svizzera	2,82	3,26	-	9,81	8,78	6,58
Austria	2,82	3,16	-	-	11,97	9,84
Slovenia	2,82	3,16	-	9,74	7,36	5,94
Grecia	7,61	8,26	-	-	9,99	5,73
Corsica	110,66	10,41	16,87	14,23	10,59	6,09
Corsica AC	18,05	26,07	16,06	10,95	15,72	
Estero Corsica			16,06	10,95	15,72	
Estero Nord-Est			3,96	3,91	1,83	3,31
Estero Nord-Ovest			3,96	3,18	1,83	1,46
Estero Sud			16,23	14,72	8,90	3,42

MGP – CCT: andamento orario e media giornaliera. Anno 2010

Figura 48



MGP – Rendita da congestione

Tabella 50

	2010	2009	2008	2007	2006	2005
Rendita Nazionale						
<i>Milioni di €</i>	238,05	260,12	155,93	121,04	81,01	34,50
<i>€/MWh</i>	1,60	2,53	1,26	0,98	0,69	0,30
Rendita Estera						
<i>Milioni di €</i>				254,44	119,36	50,20
<i>€/MWh</i>				4,08	1,93	0,61
Rendita Totale						
<i>Milioni di €</i>	238,05	260,12	155,93	375,48	200,36	84,70
<i>€/MWh</i>	1,60	2,53	1,26	2,03	1,12	0,43

Figura 49 MGP – Rendita da congestione

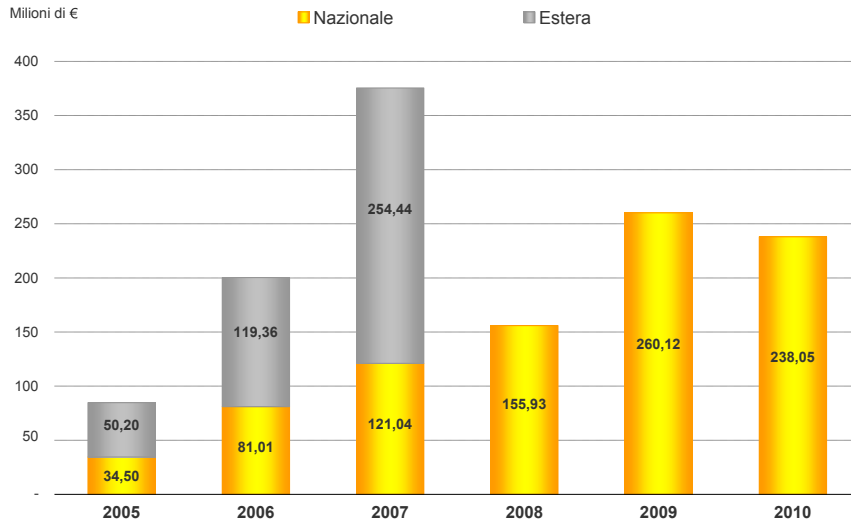


Figura 50 MGP – Rendita da congestione per transito

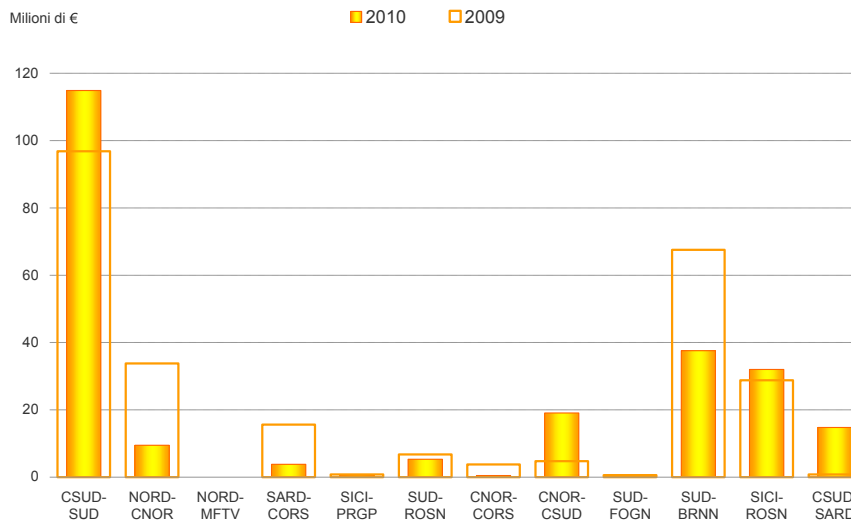
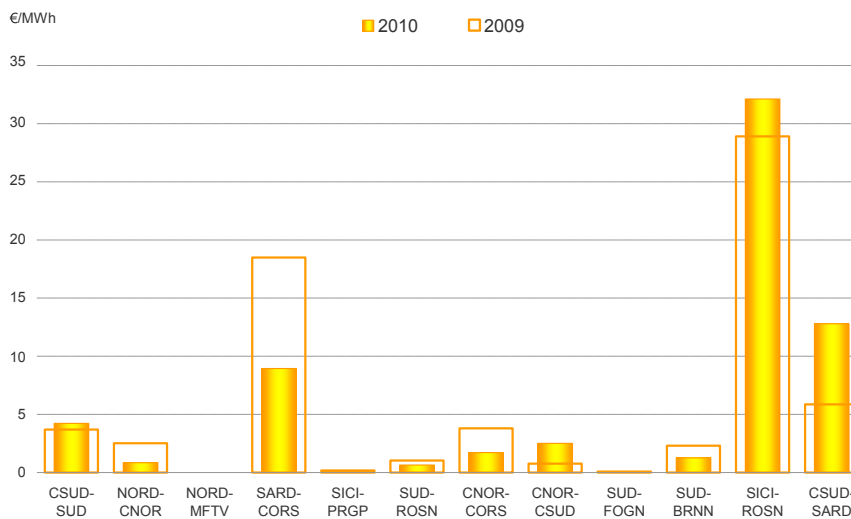


Figura 51 MGP – Rendita unitaria da congestione per transito



MGP - Transiti nazionali: limite medio. Anno 2010 Tabella 51

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Nord	Centro Nord	3.555	3.514	3.095	3.142	3.090	3.435	3.460	3.457	2.626	2.901	3.341	3.559
Centro Nord	Nord	1.832	1.743	1.727	1.604	1.552	1.656	1.634	1.659	1.209	1.611	1.647	1.788
Centro Nord	Centro Sud	2.003	1.835	1.238	1.109	2.249	2.151	1.821	1.594	2.145	1.866	1.698	1.828
Centro Sud	Centro Nord	2.300	2.300	1.653	1.470	2.248	2.215	2.242	1.727	2.235	2.228	2.098	2.298
Centro Nord	Corsica	-	50	50	-	-	150	150	149	150	150	-	-
Corsica	Centro Nord	-	50	50	-	-	124	100	100	100	100	-	-
Corsica	Sardegna	50	50	50	50	50	87	100	98	68	82	50	50
Sardegna	Corsica	50	50	50	50	50	100	150	147	86	114	50	50
Sardegna	Corsica CA	89	92	90	86	59	46	28	28	44	86	89	89
Corsica CA	Sardegna	80	80	80	80	80	79	79	80	80	80	80	80
Centro Sud	Sardegna	420	245	262	265	153	258	-	210	210	420	402	353
Sardegna	Centro Sud	450	308	300	300	369	308	-	450	450	450	450	445
Monfalcone	Nord	1.730	1.730	1.681	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730	1.730
Nord	Monfalcone	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Centro Sud	Sud	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Centro Sud	3.928	4.100	3.985	3.347	3.513	4.060	4.079	3.715	4.058	3.959	4.029	3.836
Foggia	Sud	1.763	2.000	2.000	2.000	1.428	1.981	2.000	2.000	1.934	1.856	1.791	1.790
Sud	Foggia	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Rossano	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Rossano	Sud	2.129	2.125	2.114	1.850	1.792	2.057	2.054	2.130	2.103	1.899	2.058	2.119
Rossano	Sicilia	167	167	166	167	167	167	167	167	167	168	167	167
Sicilia	Rossano	200	200	200	197	200	200	200	200	200	199	200	200
Priolo	Sicilia	811	791	786	815	796	799	813	788	796	814	814	804
Sicilia	Priolo	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Sud	Brindisi	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Brindisi	Sud	5.200	5.066	5.075	5.200	4.991	5.200	5.034	4.030	4.700	5.058	5.117	4.977

MGP - Transiti esteri: capacità media di trasporto assegnata. Anno 2010 Tabella 52

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Francia	Nord	2.108	2.600	2.528	2.145	1.772	2.102	2.247	1.119	1.858	2.498	2.353	2.933
Nord	Francia	1.619	2.206	1.690	1.390	1.404	1.233	1.198	532	624	1.759	1.842	2.042
Svizzera	Nord	3.167	4.051	3.783	3.259	3.315	3.037	3.548	2.329	3.507	3.518	4.933	5.764
Nord	Svizzera	3.229	3.776	3.527	2.899	2.533	2.948	2.890	2.123	2.118	2.975	3.461	3.612
Austria	Nord	183	226	217	187	173	185	202	192	192	197	200	1.148
Nord	Austria	130	129	129	126	115	116	108	90	87	148	139	232
Slovenia	Nord	334	414	401	344	280	296	433	104	320	398	370	781
Nord	Slovenia	36	50	-	-	129	154	198	135	100	288	267	202
Brindisi	Grecia	646	603	723	653	-	512	525	687	572	725	719	813
Grecia	Brindisi	500	502	492	533	-	504	499	504	371	501	487	1.022

Tabella 53

MGP – Transiti nazionali: direzione dei flussi. Anno 2010

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	71,6%	65,8%	61,8%	93,1%	95,2%	98,6%	93,4%	95,3%	66,4%	57,3%	80,3%	53,6%
Centro Nord	Nord	28,4%	34,2%	38,2%	6,9%	4,8%	1,4%	6,6%	4,7%	33,6%	42,7%	19,7%	46,4%
Centro Nord	Centro Sud	32,9%	9,4%	8,3%	49,3%	41,7%	45,0%	15,6%	77,8%	7,8%	17,2%	37,8%	21,2%
Centro Sud	Centro Nord	67,1%	90,6%	91,7%	50,7%	58,3%	55,0%	84,4%	22,2%	92,2%	82,8%	62,2%	78,8%
Centro Nord	Corsica	-	64,3%	35,5%	-	-	29,2%	86,2%	81,6%	22,9%	45,0%	-	-
Corsica	Centro Nord	-	-	-	-	-	3,1%	13,8%	15,2%	12,6%	19,5%	-	-
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	24,7%	76,3%	68,5%	15,8%	35,7%	-	-
Sardegna	Corsica	100,0%	35,7%	22,5%	100,0%	75,3%	39,7%	23,7%	30,6%	84,2%	64,3%	100,0%	97,7%
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	98,4%	90,9%	82,1%	51,4%	62,1%	57,2%	-	3,2%	44,0%	27,9%	84,2%	93,3%
Sardegna	Centro Sud	1,6%	7,6%	17,9%	48,6%	37,9%	10,6%	-	-	20,4%	7,7%	15,3%	6,5%
Monfalcone	Nord	96,8%	100,0%	100,0%	96,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,5%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Foggia	Sud	98,7%	95,5%	96,0%	100,0%	74,6%	100,0%	96,4%	100,0%	93,5%	100,0%	94,3%	100,0%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	0,9%	0,1%	0,8%	4,2%	16,8%	-	-	54,2%	-	-	0,6%	9,3%
Rossano	Sud	99,1%	99,9%	99,2%	95,1%	83,2%	100,0%	100,0%	45,8%	100,0%	99,3%	99,4%	90,7%
Rossano	Sicilia	74,5%	82,0%	76,4%	68,5%	91,4%	87,4%	87,4%	82,8%	81,1%	59,6%	75,1%	79,8%
Sicilia	Rossano	25,5%	18,0%	23,6%	30,8%	8,6%	11,7%	12,6%	17,2%	18,9%	19,7%	24,9%	20,2%
Priolo	Sicilia	99,9%	92,4%	89,8%	98,6%	100,0%	99,7%	100,0%	100,0%	99,2%	99,3%	99,7%	99,9%
Sicilia	Priolo	0,1%	7,1%	9,7%	1,4%	-	0,3%	-	-	0,8%	0,7%	0,3%	0,1%
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Tabella 54

MGP – Transiti esteri: direzione dei flussi. Anno 2010

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	96,1%	100,0%	99,9%	100,0%	100,0%	99,6%	100,0%	100,0%	100,0%	90,3%	95,7%	82,0%
Nord	Francia	3,9%	-	0,1%	-	-	0,4%	-	-	-	9,7%	4,3%	18,0%
Svizzera	Nord	99,1%	99,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	98,7%
Nord	Svizzera	0,9%	0,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,3%
Austria	Nord	99,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,2%	100,0%	94,4%	100,0%	97,7%	99,4%	97,3%
Nord	Austria	0,1%	-	-	-	-	0,8%	-	-	-	-	0,6%	1,5%
Slovenia	Nord	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,3%	100,0%	99,7%	100,0%	100,0%
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	0,4%	-	0,3%	-	-
Brindisi	Grecia	1,9%	2,2%	12,9%	19,3%	-	9,3%	5,5%	12,1%	1,5%	5,8%	2,9%	-
Grecia	Brindisi	93,5%	83,5%	85,9%	34,0%	-	21,8%	94,2%	86,8%	91,9%	94,2%	96,9%	100,0%

MGP - Transiti nazionali: flusso medio. Anno 2010

Tabella 55

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Nord	Centro Nord	1.660	1.338	894	1.422	1.385	1.539	1.455	2.029	1.037	1.172	1.615	1.049
Centro Nord	Nord	780	779	823	380	197	141	273	395	701	689	709	1.045
Centro Nord	Centro Sud	510	387	320	499	579	457	397	818	305	391	731	644
Centro Sud	Centro Nord	1.034	1.088	1.198	605	651	534	882	721	1.204	1.267	777	1.224
Centro Nord	Corsica	-	50	50	-	-	108	121	111	78	101	-	-
Corsica	Centro Nord	-	-	-	-	-	48	47	65	73	64	-	-
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	72	83	77	52	70	-	-
Sardegna	Corsica	50	50	48	50	50	50	67	72	59	66	50	50
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	305	187	155	182	94	196	-	148	150	199	224	251
Sardegna	Centro Sud	59	76	61	150	74	86	-	-	107	86	113	77
Monfalcone	Nord	687	833	705	296	525	619	725	743	855	852	716	672
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	3.081	3.601	3.734	2.826	2.661	3.089	3.124	1.862	3.417	3.268	3.474	3.176
Foggia	Sud	522	593	454	734	524	513	694	846	687	811	698	813
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	82	29	47	67	137	-	-	128	-	-	50	107
Rossano	Sud	832	1.047	1.041	554	995	1.432	1.331	317	1.442	783	938	832
Rossano	Sicilia	106	119	108	118	132	135	135	129	121	116	108	112
Sicilia	Rossano	94	85	97	107	77	98	103	96	96	108	96	91
Priolo	Sicilia	621	465	419	549	633	575	577	562	403	403	374	386
Sicilia	Priolo	7	58	74	49	-	125	-	-	101	81	105	117
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	3.684	3.886	3.791	3.113	2.994	2.849	3.344	3.224	3.258	3.622	3.744	3.528

MGP - Transiti esteri: flusso medio. Anno 2010

Tabella 56

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	MWh											
Francia	Nord	1.819	2.415	2.403	2.118	1.655	2.052	2.231	1.112	1.844	1.955	2.070	1.341
Nord	Francia	349	-	21	-	-	41	-	-	-	518	550	506
Svizzera	Nord	2.072	2.582	2.850	2.799	2.803	2.828	3.092	2.219	2.266	2.516	2.755	1.995
Nord	Svizzera	305	227	-	-	-	-	-	-	-	-	-	797
Austria	Nord	173	217	209	177	162	173	192	183	184	184	190	186
Nord	Austria	21	-	-	-	-	13	-	-	-	-	10	58
Slovenia	Nord	333	414	400	342	278	290	317	104	319	387	368	348
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	100	-	51	-	-
Brindisi	Grecia	155	66	153	214	-	146	93	111	53	58	166	-
Grecia	Brindisi	449	403	321	315	-	257	339	331	290	401	362	448

Tabella 57 MGP – Transiti nazionali: percentuale di saturazione. Anno 2010

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	1,2%	1,0%	1,2%	10,0%	8,6%	0,6%	0,5%	2,2%	2,4%	9,7%	0,7%	-
Centro Nord	Nord	1,9%	0,1%	0,9%	-	-	-	-	-	1,7%	0,8%	0,3%	2,6%
Centro Nord	Centro Sud	-	-	0,1%	10,0%	-	0,4%	-	23,3%	-	-	0,8%	1,1%
Centro Sud	Centro Nord	3,5%	2,4%	28,3%	1,8%	0,5%	-	0,4%	0,9%	6,9%	19,5%	4,4%	8,6%
Centro Nord	Corsica	-	64,3%	35,5%	-	-	11,1%	50,3%	35,1%	2,8%	12,2%	-	-
Corsica	Centro Nord	-	-	-	-	-	0,1%	2,4%	4,6%	6,4%	7,2%	-	-
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	5,0%	50,3%	34,3%	2,8%	12,2%	-	-
Sardegna	Corsica	100,0%	35,7%	20,2%	100,0%	75,3%	32,9%	2,4%	7,8%	70,8%	42,8%	98,3%	97,7%
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	30,9%	37,6%	15,1%	16,8%	25,1%	30,4%	-	0,7%	18,1%	2,3%	10,4%	40,6%
Sardegna	Centro Sud	-	-	-	3,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	18,7%	30,2%	54,1%	29,9%	19,2%	8,5%	14,4%	0,1%	17,9%	18,5%	37,1%	33,7%
Foggia	Sud	0,7%	-	-	-	0,4%	-	-	-	-	1,3%	-	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	5,1%	9,4%	5,2%	-	6,1%	0,1%	0,6%	0,1%
Rossano	Sicilia	60,8%	65,8%	57,1%	56,3%	74,7%	68,2%	71,5%	59,7%	65,0%	46,8%	59,6%	64,4%
Sicilia	Rossano	15,2%	6,4%	11,8%	14,0%	3,0%	4,6%	6,5%	6,0%	8,8%	10,3%	11,9%	8,5%
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	1,1%	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	7,6%	7,1%	-	1,1%	-	4,8%	30,2%	8,3%	7,0%	3,3%	9,5%

MGP - Transiti nazionali: utilizzo medio (quando non saturi). Anno 2010 Tabella 58

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	32,6%	24,5%	17,6%	37,8%	40,5%	44,0%	39,1%	55,0%	24,8%	17,7%	38,5%	15,8%
Centro Nord	Nord	11,0%	15,2%	17,7%	1,6%	0,6%	0,1%	1,1%	1,1%	18,3%	17,8%	8,3%	25,5%
Centro Nord	Centro Sud	8,4%	2,0%	2,1%	15,3%	10,7%	9,4%	3,4%	31,7%	1,1%	3,6%	15,5%	6,4%
Centro Sud	Centro Nord	27,6%	41,5%	54,5%	19,6%	16,4%	13,3%	32,9%	8,8%	45,9%	34,6%	21,3%	36,5%
Centro Nord	Corsica	-	-	-	-	-	46,6%	38,6%	42,2%	27,8%	34,6%	-	-
Corsica	Centro Nord	-	-	-	-	-	3,3%	4,2%	5,9%	9,9%	9,1%	-	-
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	24,9%	26,6%	29,7%	8,4%	18,4%	-	-
Sardegna	Corsica	-	-	60,0%	-	-	6,0%	8,3%	10,0%	18,0%	15,7%	76,3%	-
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	58,7%	55,9%	39,9%	21,9%	22,5%	37,9%	-	62,6%	28,8%	32,9%	42,5%	49,0%
Sardegna	Centro Sud	0,2%	1,9%	3,6%	21,6%	7,6%	4,3%	-	-	7,5%	4,1%	3,9%	1,1%
Monfalcone	Nord	38,4%	48,2%	41,9%	16,5%	30,4%	35,8%	41,9%	42,9%	49,4%	49,3%	41,4%	38,6%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	74,4%	82,6%	86,5%	78,8%	70,4%	73,9%	72,6%	50,0%	81,0%	78,9%	78,1%	74,3%
Foggia	Sud	29,1%	28,3%	21,8%	36,7%	27,3%	25,9%	33,4%	42,3%	33,2%	43,4%	36,8%	45,4%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,2%	-	-	0,7%	-	-	0,0%	0,1%
Rossano	Sud	38,7%	49,2%	48,8%	28,5%	44,4%	67,7%	63,5%	6,8%	66,7%	40,9%	45,2%	35,6%
Rossano	Sicilia	11,4%	23,8%	17,3%	12,6%	32,3%	36,2%	30,6%	32,1%	19,4%	17,1%	14,1%	15,9%
Sicilia	Rossano	3,7%	3,7%	4,6%	7,5%	1,8%	2,7%	2,8%	4,8%	4,0%	5,3%	5,1%	4,3%
Priolo	Sicilia	76,5%	54,3%	47,9%	66,5%	79,5%	71,6%	71,0%	71,3%	50,2%	49,2%	45,8%	48,0%
Sicilia	Priolo	-	0,0%	0,1%	0,0%	-	0,0%	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	70,8%	75,4%	73,3%	59,9%	59,7%	54,8%	65,4%	74,1%	67,5%	70,2%	72,7%	68,9%

MGP - Transiti esteri: utilizzo medio della capacità di trasporto assegnata. Anno 2010 Tabella 59

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	82,9%	92,9%	94,9%	98,8%	93,4%	97,2%	99,3%	99,4%	99,2%	70,7%	84,2%	37,5%
Nord	Francia	0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	2,8%	1,3%	4,5%
Svizzera	Nord	64,8%	63,5%	75,3%	85,9%	84,6%	93,1%	87,1%	95,3%	64,6%	71,5%	55,8%	34,2%
Nord	Svizzera	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3%
Austria	Nord	94,5%	95,9%	96,1%	94,7%	93,6%	92,5%	95,0%	95,1%	95,7%	93,4%	94,6%	16,0%
Nord	Austria	-	-	-	-	-	0,1%	-	-	-	-	-	0,4%
Slovenia	Nord	99,6%	99,9%	99,9%	99,6%	99,2%	98,0%	73,3%	99,2%	99,8%	97,1%	99,4%	44,5%
Nord	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	0,8%	-	0,1%	-	-
Brindisi	Grecia	0,5%	0,3%	2,8%	11,9%	-	8,4%	1,0%	2,0%	0,2%	0,5%	0,7%	-
Grecia	Brindisi	87,9%	78,3%	56,7%	37,8%	-	35,2%	64,1%	57,5%	76,9%	75,4%	72,1%	43,8%

Tabella 60

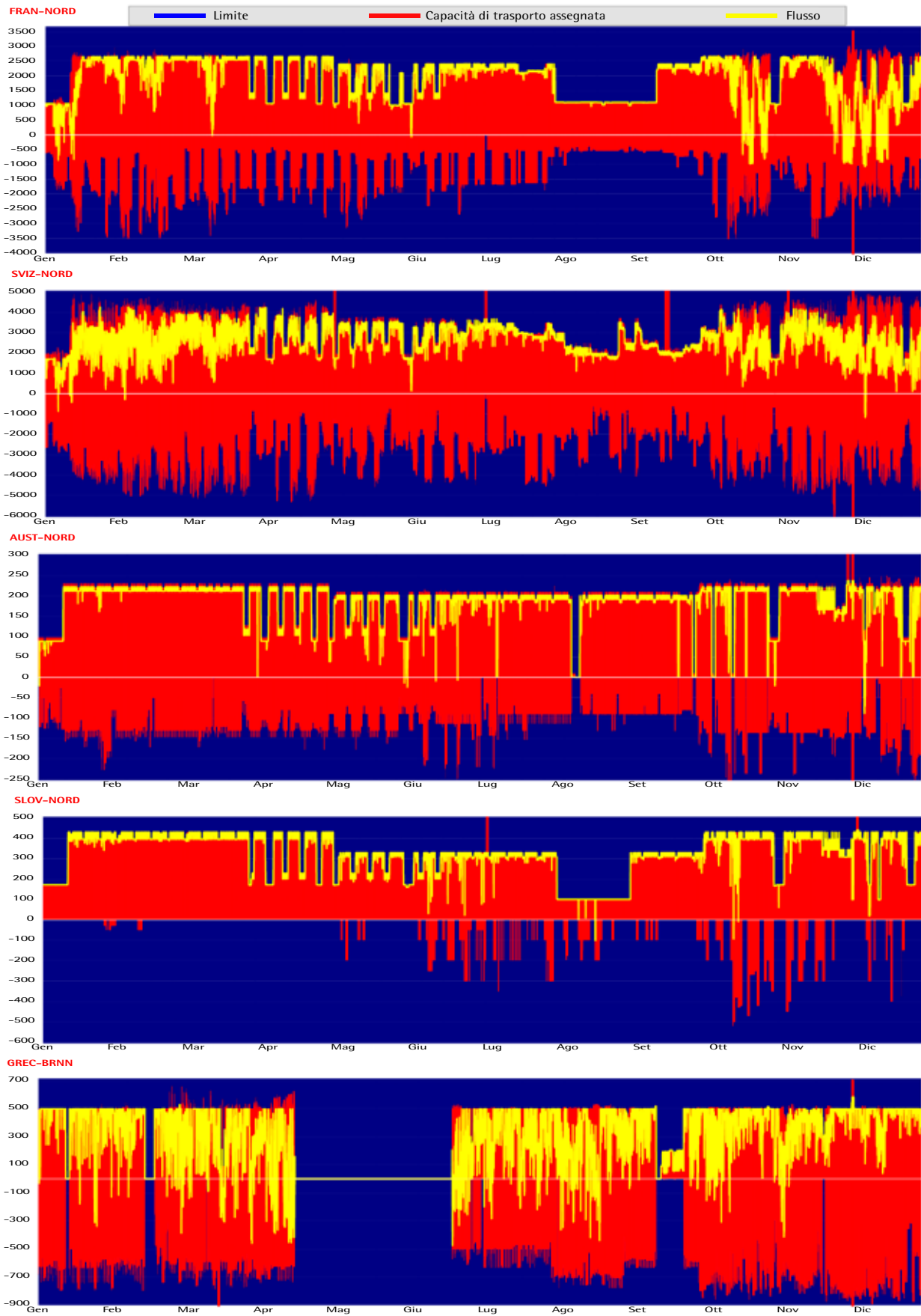
MGP – Transiti nazionali: percentuale di inibizione. Anno 2010

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Nord	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Corsica	100,0%	35,7%	64,5%	100,0%	100,0%	67,8%	-	3,2%	64,4%	35,6%	100,0%	100,0%
Corsica	Centro Nord	100,0%	35,7%	64,5%	100,0%	100,0%	67,8%	-	3,2%	64,4%	35,6%	100,0%	100,0%
Corsica	Sardegna	-	64,3%	77,5%	-	24,7%	35,6%	-	0,8%	-	-	-	2,3%
Sardegna	Corsica	-	64,3%	77,5%	-	24,7%	35,6%	-	0,8%	-	-	-	2,3%
Sardegna	Corsica CA	-	-	-	-	-	2,8%	-	-	2,5%	-	-	-
Corsica CA	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5%	-	-	-
Centro Sud	Sardegna	-	1,5%	-	-	-	32,2%	100,0%	96,8%	35,6%	64,4%	0,6%	0,3%
Sardegna	Centro Sud	-	1,5%	-	-	-	32,2%	100,0%	96,8%	35,6%	64,4%	0,6%	0,1%
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sicilia	-	-	-	0,7%	-	1,0%	-	-	-	20,7%	-	-
Sicilia	Rossano	-	-	-	0,7%	-	1,0%	-	-	-	20,7%	-	-
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabella 61

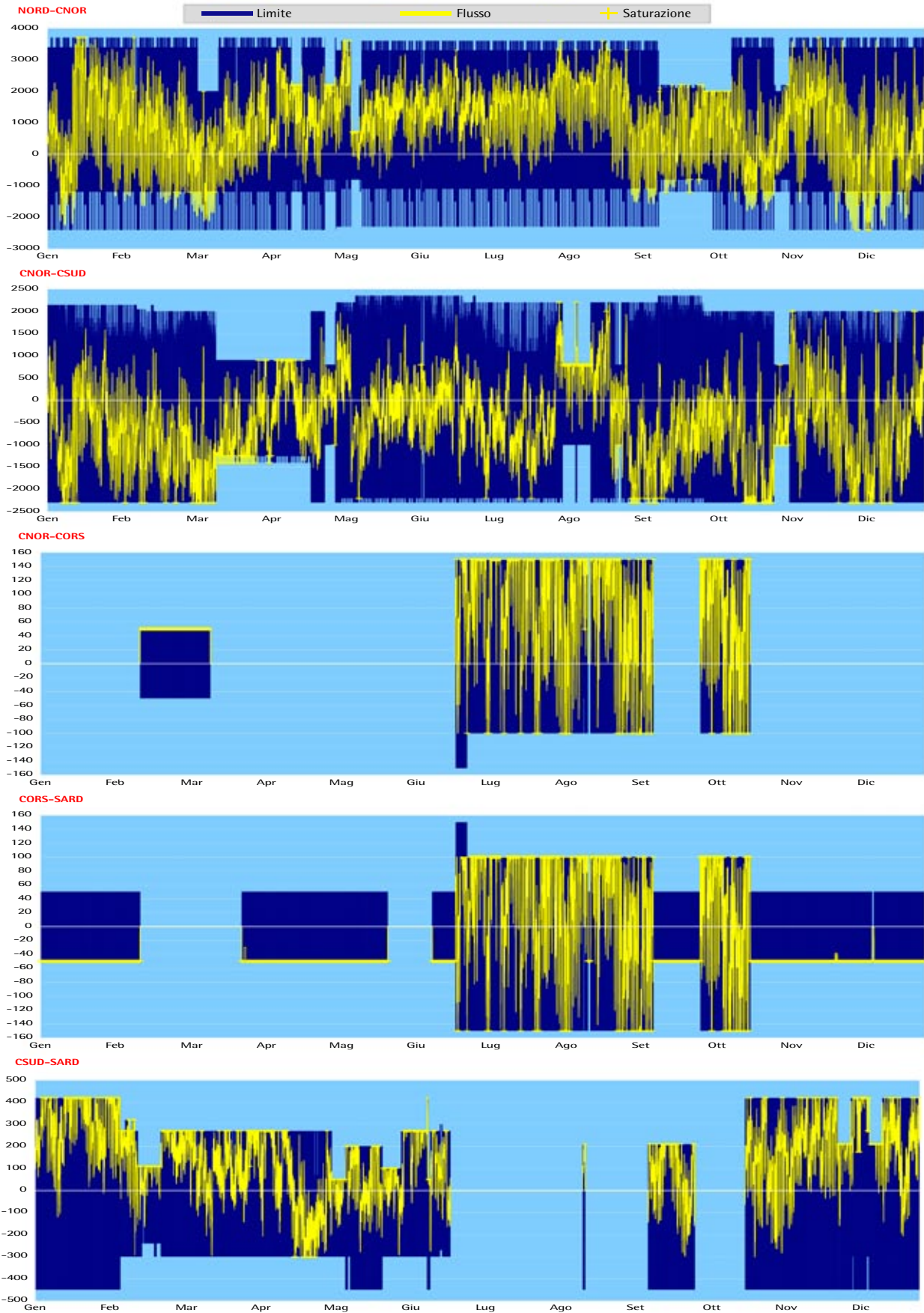
MGP – Transiti esteri: percentuale di inibizione. Anno 2010

Transito		Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Da	A	% di ore											
Francia	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Francia	-	-	-	-	-	-	3,2%	-	-	-	-	-
Svizzera	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Svizzera	-	-	-	-	-	-	1,1%	-	-	-	-	-
Austria	Nord	-	-	-	-	-	-	-	5,6%	-	2,3%	-	1,2%
Nord	Austria	1,2%	-	0,9%	0,3%	-	-	4,7%	12,0%	5,8%	11,3%	-	8,1%
Slovenia	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Slovenia	86,0%	92,9%	100,0%	100,0%	89,0%	44,7%	63,3%	64,5%	78,8%	38,8%	61,0%	82,9%
Brindisi	Grecia	4,4%	14,3%	1,2%	46,7%	100,0%	68,5%	2,4%	0,8%	35,1%	-	2,8%	-
Grecia	Brindisi	4,4%	14,3%	1,2%	46,7%	100,0%	68,5%	-	0,8%	6,5%	-	-	-





MGP – Transiti nazionali. Anno 2010



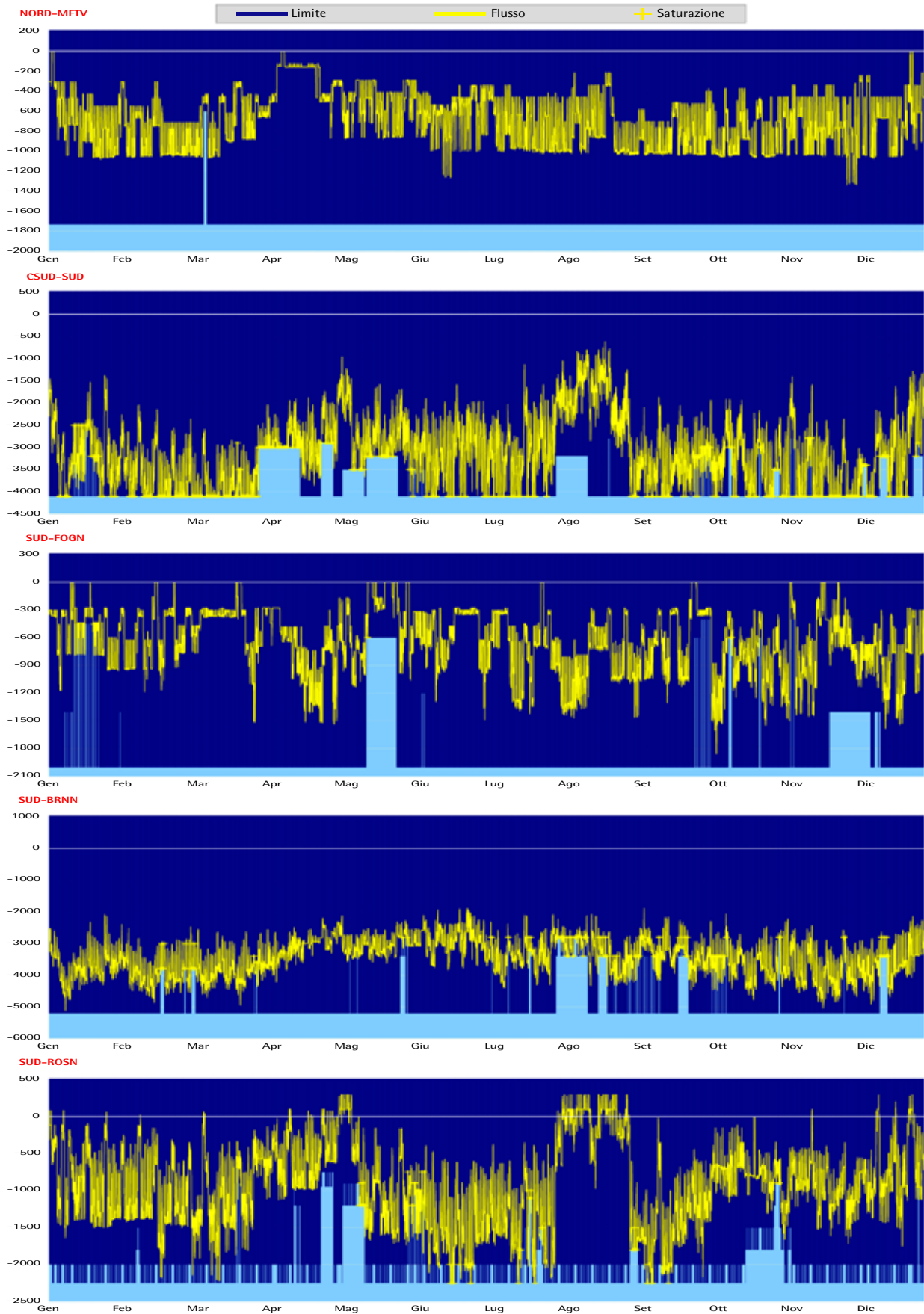
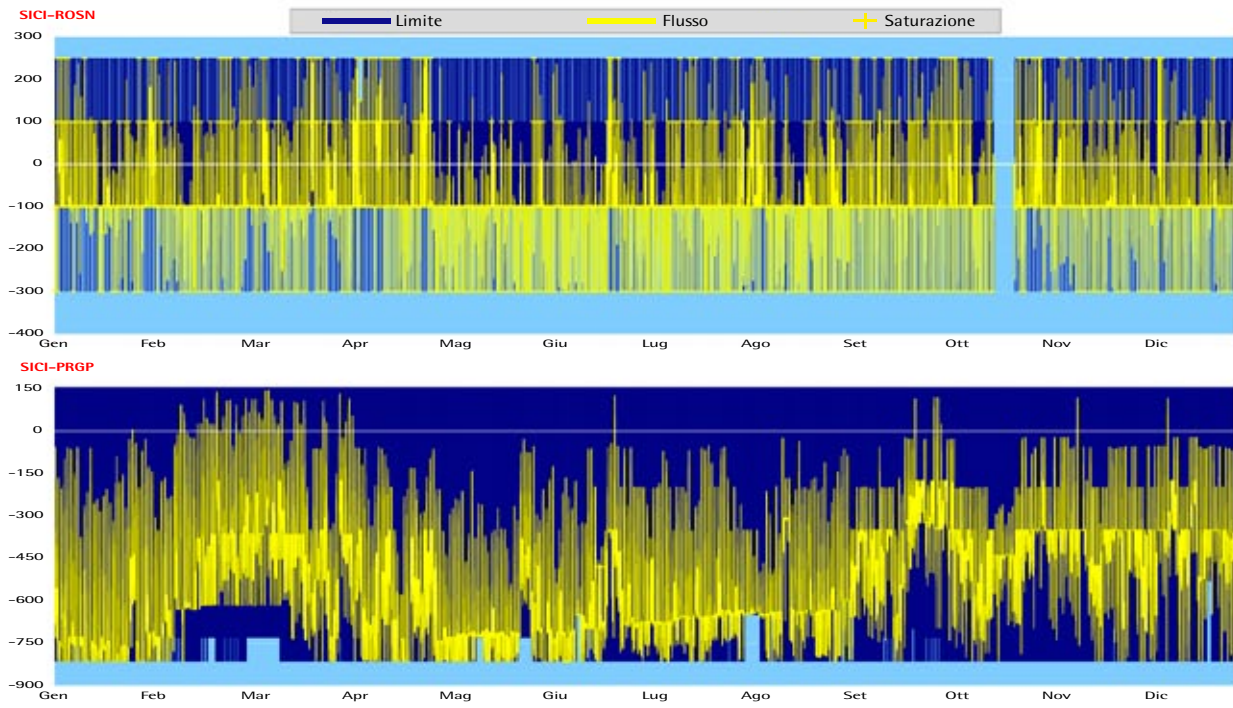


Figura 53 MGP – Transiti nazionali. Anno 2010 (continua)



CONCENTRAZIONE

MGP - Quote di mercato. Anno 2010  Tabella 62

		Totale	Estero	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna								
ENEL S.P.A.	Totale	28,1%	(28,4%)	15,6%	(16,5%)	25,6%	(25,5%)	32,0%	(35,6%)	42,0%	(29,1%)	29,9%	(34,5%)	49,9%	(56,8%)	22,7%	(26,1%)
	Lavorativo Picco	28,4%	(27,7%)	15,0%	(16,0%)	27,0%	(25,3%)	32,2%	(35,0%)	38,9%	(27,9%)	29,2%	(32,0%)	50,9%	(57,2%)	25,2%	(28,2%)
	Lavorativo F Picco	27,1%	(27,8%)	15,7%	(17,3%)	24,0%	(24,4%)	31,3%	(35,4%)	40,3%	(26,3%)	30,0%	(34,9%)	48,1%	(54,9%)	21,9%	(25,4%)
	Festivo	28,7%	(30,0%)	16,3%	(16,1%)	25,1%	(27,1%)	32,6%	(36,5%)	50,4%	(35,4%)	30,8%	(37,7%)	50,5%	(58,5%)	20,5%	(24,1%)
GSE	Totale	14,6%	(14,5%)	-	(-)	9,4%	(9,6%)	43,7%	(44,2%)	20,4%	(26,0%)	15,4%	(16,1%)	28,8%	(19,8%)	43,3%	(41,6%)
	Lavorativo Picco	12,8%	(12,5%)	-	(-)	7,8%	(7,8%)	41,6%	(40,9%)	17,7%	(21,4%)	14,3%	(14,1%)	26,2%	(17,8%)	41,5%	(39,2%)
	Lavorativo F Picco	15,7%	(15,8%)	-	(-)	10,6%	(10,9%)	45,7%	(47,1%)	21,2%	(29,3%)	15,6%	(17,0%)	30,8%	(21,0%)	44,0%	(43,1%)
	Festivo	16,4%	(16,1%)	-	(-)	11,1%	(11,5%)	44,3%	(45,4%)	24,5%	(31,0%)	16,8%	(18,0%)	29,9%	(21,0%)	44,8%	(42,9%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	9,5%	(9,4%)	1,1%	(1,3%)	13,7%	(13,4%)	2,8%	(3,3%)	3,3%	(1,7%)	16,6%	(15,8%)	4,0%	(7,5%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	10,2%	(10,6%)	1,5%	(1,6%)	14,3%	(14,7%)	2,8%	(3,2%)	2,7%	(1,5%)	17,0%	(17,2%)	4,8%	(8,3%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	8,9%	(8,8%)	0,8%	(1,1%)	13,0%	(12,4%)	2,8%	(3,4%)	3,3%	(1,6%)	16,7%	(15,6%)	3,6%	(7,8%)	-	(-)
	Festivo	9,0%	(8,0%)	1,0%	(1,0%)	13,2%	(11,9%)	2,7%	(3,4%)	4,4%	(2,2%)	15,9%	(13,7%)	3,2%	(6,1%)	-	(-)
ENI S.P.A.	Totale	8,1%	(7,0%)	1,3%	(2,1%)	12,6%	(10,8%)	4,4%	(2,4%)	-	(0,0%)	13,4%	(10,6%)	0,9%	(1,3%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	7,3%	(6,2%)	1,2%	(2,2%)	10,6%	(8,8%)	4,2%	(2,2%)	-	(0,0%)	12,2%	(9,8%)	0,8%	(1,2%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	8,6%	(7,3%)	1,3%	(2,1%)	13,9%	(11,7%)	4,5%	(2,6%)	-	(0,0%)	13,8%	(10,8%)	1,0%	(1,5%)	-	(-)
	Festivo	9,0%	(7,9%)	1,4%	(1,9%)	14,7%	(13,4%)	4,6%	(2,4%)	-	(0,0%)	14,6%	(11,7%)	1,0%	(1,4%)	-	(-)
E.ON S.P.A.	Totale	5,1%	(5,7%)	3,8%	(4,1%)	6,1%	(7,4%)	8,5%	(6,0%)	0,0%	(0,1%)	1,3%	(1,7%)	0,7%	(0,7%)	31,4%	(30,0%)
	Lavorativo Picco	5,9%	(6,6%)	3,9%	(4,1%)	7,7%	(8,9%)	9,0%	(8,3%)	0,0%	(0,1%)	1,5%	(2,0%)	0,7%	(0,8%)	30,4%	(29,6%)
	Lavorativo F Picco	4,8%	(5,4%)	3,7%	(4,2%)	5,5%	(7,3%)	7,7%	(3,4%)	0,0%	(0,1%)	1,2%	(1,3%)	0,7%	(0,6%)	31,8%	(29,6%)
	Festivo	4,2%	(4,5%)	3,5%	(4,0%)	3,7%	(4,4%)	8,8%	(5,8%)	0,0%	(0,1%)	1,1%	(1,7%)	0,7%	(0,6%)	32,2%	(30,9%)
A2A TRADING S.R.L.	Totale	4,5%	(5,1%)	1,6%	(2,8%)	7,5%	(8,2%)	-	(-)	0,2%	(0,2%)	5,8%	(5,5%)	1,4%	(3,3%)	-	(0,1%)
	Lavorativo Picco	5,5%	(6,1%)	1,7%	(2,8%)	8,7%	(9,3%)	-	(-)	0,2%	(0,2%)	7,5%	(7,3%)	1,7%	(3,8%)	-	(0,3%)
	Lavorativo F Picco	4,0%	(4,5%)	1,5%	(2,9%)	6,9%	(7,3%)	-	(-)	0,2%	(0,2%)	4,8%	(4,7%)	1,4%	(3,3%)	-	(0,0%)
	Festivo	3,5%	(4,2%)	1,7%	(2,8%)	5,8%	(7,3%)	-	(-)	0,3%	(0,3%)	4,6%	(3,8%)	1,1%	(2,5%)	-	(0,0%)
EGL-ITALIA S.P.A.	Totale	3,3%	(3,8%)	5,8%	(4,6%)	0,6%	(1,8%)	0,1%	(0,1%)	12,6%	(16,8%)	6,1%	(5,1%)	1,1%	(1,0%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	3,4%	(4,0%)	6,4%	(5,1%)	0,5%	(1,8%)	0,1%	(0,0%)	13,5%	(16,0%)	6,6%	(6,2%)	1,1%	(0,9%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	3,5%	(3,9%)	5,5%	(4,3%)	0,6%	(2,1%)	0,1%	(0,1%)	13,8%	(17,6%)	6,4%	(5,2%)	1,0%	(1,0%)	-	(-)
	Festivo	2,9%	(3,3%)	5,3%	(4,5%)	0,7%	(1,4%)	0,1%	(0,1%)	9,4%	(17,5%)	5,0%	(3,4%)	1,1%	(1,1%)	-	(-)
TIRRENO POWER S.P.A.	Totale	3,3%	(3,5%)	-	(-)	5,3%	(5,1%)	-	(-)	11,4%	(16,4%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Lavorativo Picco	3,7%	(4,3%)	-	(-)	4,7%	(5,0%)	-	(-)	16,3%	(22,8%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	3,4%	(3,5%)	-	(-)	5,7%	(5,4%)	-	(-)	11,4%	(15,5%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Festivo	2,5%	(2,2%)	-	(-)	5,9%	(4,7%)	-	(-)	2,0%	(4,3%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
IREN MERCATO S.P.A.	Totale	2,2%	(2,4%)	-	(-)	5,0%	(5,2%)	0,1%	(0,1%)	0,1%	(0,1%)	0,3%	(0,3%)	0,8%	(1,7%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	2,2%	(2,5%)	-	(-)	4,5%	(4,9%)	0,2%	(0,2%)	0,1%	(0,1%)	0,3%	(0,3%)	0,9%	(1,9%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	2,2%	(2,4%)	-	(-)	5,2%	(5,3%)	0,0%	(0,0%)	0,1%	(0,1%)	0,3%	(0,3%)	0,7%	(1,8%)	-	(-)
	Festivo	2,2%	(2,3%)	-	(-)	5,4%	(5,5%)	-	(0,0%)	0,1%	(0,1%)	0,3%	(0,3%)	0,6%	(1,4%)	-	(-)
ALPIQ S.P.A.	Totale	2,1%	(2,6%)	5,9%	(7,5%)	2,1%	(2,4%)	-	(-)	0,2%	(0,2%)	1,0%	(0,6%)	1,7%	(3,6%)	0,0%	(0,0%)
	Lavorativo Picco	2,3%	(2,7%)	6,2%	(7,2%)	2,5%	(3,0%)	-	(-)	0,2%	(0,2%)	1,0%	(0,6%)	2,0%	(4,1%)	0,0%	(0,0%)
	Lavorativo F Picco	2,0%	(2,5%)	5,6%	(7,0%)	2,0%	(2,4%)	-	(-)	0,2%	(0,2%)	1,0%	(0,6%)	1,6%	(3,7%)	0,0%	(0,0%)
	Festivo	1,9%	(2,5%)	6,0%	(8,5%)	1,4%	(1,5%)	-	(-)	0,3%	(0,3%)	1,0%	(0,6%)	1,3%	(2,9%)	0,0%	(0,0%)
ALTRI	Totale	19,0%	(17,7%)	64,8%	(61,1%)	12,2%	(10,8%)	8,4%	(8,4%)	9,8%	(9,4%)	10,2%	(9,7%)	10,9%	(4,3%)	2,6%	(2,2%)
	Lavorativo Picco	18,0%	(16,7%)	64,1%	(61,0%)	11,5%	(10,4%)	9,9%	(10,1%)	10,5%	(9,8%)	10,4%	(10,5%)	10,8%	(4,0%)	2,9%	(2,7%)
	Lavorativo F Picco	19,8%	(18,0%)	65,8%	(61,1%)	12,5%	(10,9%)	7,9%	(7,9%)	9,5%	(9,3%)	10,3%	(9,5%)	11,1%	(4,4%)	2,3%	(1,9%)
	Festivo	19,7%	(19,0%)	64,7%	(61,2%)	12,8%	(11,2%)	6,9%	(6,5%)	8,5%	(8,6%)	9,8%	(9,0%)	10,8%	(4,5%)	2,5%	(2,1%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 63

MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI). Anno 2010

		Offerte			Vendite		
		HHI	Var % vs 2009		HHI	Var % vs 2009	
Nord	Totale	2.197	(2.311)	-4,9%	1.345	(1.325)	1,5%
	Lavorativo Picco	2.041	(2.084)	-2,1%	1.363	(1.282)	6,3%
	Lavorativo F Picco	2.154	(2.251)	-4,3%	1.294	(1.282)	0,9%
	Festivo	2.428	(2.637)	-7,9%	1.383	(1.423)	-2,8%
Centro Nord	Totale	4.387	(4.787)	-8,4%	3.216	(3.495)	-8,0%
	Lavorativo Picco	4.191	(4.539)	-7,7%	3.031	(3.175)	-4,5%
	Lavorativo F Picco	4.359	(4.817)	-9,5%	3.309	(3.690)	-10,3%
	Festivo	4.646	(5.035)	-7,7%	3.324	(3.638)	-8,6%
Centro Sud	Totale	5.519	(5.172)	6,7%	2.929	(2.616)	12,0%
	Lavorativo Picco	4.709	(4.538)	3,8%	2.469	(2.328)	6,0%
	Lavorativo F Picco	5.278	(4.908)	7,5%	2.740	(2.538)	8,0%
	Festivo	6.738	(6.200)	8,7%	3.681	(3.034)	21,3%
Sud	Totale	2.384	(2.764)	-13,7%	1.868	(2.105)	-11,3%
	Lavorativo Picco	2.232	(2.467)	-9,5%	1.770	(1.885)	-6,1%
	Lavorativo F Picco	2.379	(2.755)	-13,7%	1.884	(2.128)	-11,5%
	Festivo	2.567	(3.114)	-17,6%	1.963	(2.329)	-15,7%
Sicilia	Totale	2.809	(2.946)	-4,7%	3.596	(3.836)	-6,3%
	Lavorativo Picco	2.898	(2.972)	-2,5%	3.552	(3.822)	-7,1%
	Lavorativo F Picco	2.769	(2.939)	-5,8%	3.531	(3.636)	-2,9%
	Festivo	2.751	(2.925)	-6,0%	3.720	(4.079)	-8,8%
Sardegna	Totale	3.212	(3.290)	-2,4%	3.647	(3.585)	1,7%
	Lavorativo Picco	3.215	(3.263)	-1,5%	3.522	(3.414)	3,2%
	Lavorativo F Picco	3.207	(3.302)	-2,9%	3.658	(3.673)	-0,4%
	Festivo	3.216	(3.307)	-2,7%	3.779	(3.681)	2,7%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP – Indice di fissazione del prezzo (IOM). Anno 2010 Tabella 64

	Totale	Estero	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna	
ENEL S.P.A.	Totale	21,8% (27,4%)	18,5% (26,5%)	19,2% (26,5%)	20,7% (28,6%)	20,1% (27,3%)	18,1% (24,1%)	53,6% (35,9%)	37,2% (40,4%)
	Lavorativo Picco	15,1% (21,5%)	11,0% (19,8%)	12,5% (21,4%)	13,7% (23,6%)	13,7% (23,4%)	8,4% (14,5%)	57,2% (26,2%)	37,8% (46,8%)
	Lavorativo F Picco	21,5% (25,7%)	18,8% (23,8%)	19,7% (24,2%)	19,4% (24,8%)	20,3% (24,5%)	18,9% (25,0%)	46,2% (40,6%)	31,3% (33,5%)
	Festivo	33,2% (39,1%)	28,2% (37,5%)	31,4% (39,4%)	32,3% (40,3%)	32,2% (39,3%)	31,4% (37,5%)	57,0% (44,0%)	43,5% (40,2%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	14,4% (15,0%)	13,8% (13,8%)	14,6% (15,0%)	13,3% (13,4%)	13,0% (14,1%)	15,6% (14,7%)	18,4% (27,9%)	8,6% (5,3%)
	Lavorativo Picco	18,8% (20,8%)	19,3% (20,5%)	18,9% (20,1%)	18,3% (18,8%)	15,7% (18,6%)	20,5% (21,3%)	23,1% (39,6%)	9,7% (7,1%)
	Lavorativo F Picco	9,8% (9,9%)	8,6% (9,1%)	9,3% (9,7%)	8,4% (9,0%)	9,5% (9,7%)	11,9% (9,9%)	13,8% (17,9%)	6,6% (3,6%)
	Festivo	12,9% (11,8%)	12,7% (11,1%)	12,9% (11,7%)	12,2% (10,7%)	12,6% (11,1%)	12,8% (10,7%)	17,3% (23,3%)	9,4% (5,0%)
E.ON S.P.A.	Totale	8,7% (9,1%)	9,2% (9,2%)	10,4% (10,2%)	8,9% (8,6%)	9,0% (9,3%)	5,9% (5,4%)	1,7% (2,4%)	9,3% (25,2%)
	Lavorativo Picco	12,1% (12,0%)	13,9% (13,9%)	14,2% (13,9%)	13,0% (12,4%)	12,8% (12,4%)	7,3% (5,7%)	1,7% (2,8%)	10,7% (20,5%)
	Lavorativo F Picco	5,9% (7,8%)	5,8% (7,2%)	6,8% (7,8%)	5,9% (6,7%)	5,8% (7,2%)	4,5% (5,9%)	2,1% (2,8%)	8,2% (28,9%)
	Festivo	6,7% (6,1%)	7,2% (5,7%)	7,8% (5,7%)	6,7% (5,6%)	6,2% (5,8%)	5,6% (4,2%)	1,3% (1,6%)	8,9% (26,9%)
A2A TRADING S.R.L.	Totale	8,0% (9,3%)	7,7% (9,4%)	8,0% (9,2%)	7,5% (8,9%)	7,6% (8,6%)	10,4% (10,5%)	5,4% (9,9%)	4,6% (4,2%)
	Lavorativo Picco	10,0% (10,2%)	9,9% (10,3%)	9,4% (9,5%)	9,2% (9,1%)	9,3% (8,6%)	15,3% (13,8%)	6,2% (12,3%)	4,9% (3,9%)
	Lavorativo F Picco	5,6% (7,3%)	5,4% (7,3%)	6,0% (7,8%)	5,5% (7,2%)	5,5% (7,5%)	6,0% (7,4%)	4,5% (6,7%)	3,6% (3,6%)
	Festivo	7,7% (10,1%)	7,6% (10,6%)	8,1% (10,6%)	7,6% (10,4%)	7,3% (10,4%)	8,6% (9,3%)	5,2% (10,3%)	5,2% (5,3%)
TIRRENO POWER S.P.A.	Totale	5,1% (3,0%)	4,9% (3,1%)	5,8% (3,4%)	5,5% (3,5%)	7,9% (4,0%)	3,7% (2,5%)	0,5% (0,3%)	4,0% (1,4%)
	Lavorativo Picco	7,7% (3,2%)	7,9% (3,5%)	8,4% (3,5%)	9,1% (4,2%)	12,5% (4,4%)	4,9% (2,6%)	0,4% (0,1%)	7,1% (1,7%)
	Lavorativo F Picco	4,3% (3,7%)	4,0% (3,8%)	4,8% (4,2%)	4,3% (4,0%)	6,0% (4,7%)	3,9% (3,2%)	0,9% (0,5%)	3,1% (1,2%)
	Festivo	1,8% (1,7%)	1,9% (1,9%)	2,1% (2,0%)	1,8% (1,7%)	1,9% (1,8%)	1,7% (1,5%)	0,2% (0,5%)	1,3% (1,1%)
ENI SPA	Totale	5,0% (2,8%)	5,6% (3,1%)	4,6% (2,5%)	5,2% (2,9%)	4,3% (2,7%)	7,0% (4,3%)	2,0% (1,1%)	4,0% (1,1%)
	Lavorativo Picco	2,4% (1,5%)	2,2% (1,5%)	1,8% (1,2%)	1,7% (1,3%)	1,5% (1,4%)	6,2% (3,5%)	0,1% (0,0%)	0,7% (0,4%)
	Lavorativo F Picco	7,1% (3,4%)	7,9% (3,6%)	7,1% (3,4%)	7,9% (3,7%)	6,4% (3,7%)	7,7% (3,9%)	4,0% (2,3%)	6,4% (1,4%)
	Festivo	6,6% (4,2%)	7,3% (4,5%)	6,7% (4,1%)	7,0% (4,2%)	6,6% (4,2%)	7,4% (6,0%)	2,5% (1,3%)	5,5% (1,8%)
ALPIQ S.P.A.	Totale	3,8% (4,1%)	4,0% (4,2%)	3,9% (3,9%)	3,8% (3,9%)	3,4% (3,7%)	3,3% (3,6%)	5,0% (9,3%)	2,4% (2,1%)
	Lavorativo Picco	4,2% (4,1%)	4,4% (4,0%)	4,3% (3,8%)	4,2% (3,7%)	3,6% (3,4%)	3,7% (3,3%)	6,3% (12,3%)	2,2% (1,7%)
	Lavorativo F Picco	3,9% (4,4%)	4,2% (4,5%)	4,0% (4,2%)	4,2% (4,3%)	3,5% (4,2%)	3,4% (4,4%)	4,2% (7,2%)	2,8% (2,6%)
	Festivo	3,0% (3,8%)	3,4% (4,0%)	2,9% (3,5%)	3,0% (3,7%)	2,9% (3,8%)	2,6% (3,2%)	4,3% (7,7%)	2,0% (2,0%)
SORGENIA S.P.A.	Totale	3,6% (2,5%)	2,7% (1,8%)	2,5% (1,7%)	2,8% (2,0%)	4,1% (2,5%)	8,7% (6,5%)	0,9% (0,5%)	2,4% (0,9%)
	Lavorativo Picco	4,5% (3,7%)	3,3% (2,4%)	2,8% (1,9%)	3,4% (2,8%)	4,6% (3,4%)	13,2% (12,1%)	0,4% (0,5%)	2,4% (1,0%)
	Lavorativo F Picco	2,7% (1,4%)	2,1% (1,3%)	2,0% (1,4%)	2,1% (1,3%)	3,5% (1,5%)	5,7% (2,3%)	1,2% (0,4%)	2,5% (0,6%)
	Festivo	3,1% (1,8%)	2,8% (1,6%)	2,6% (1,5%)	2,9% (1,9%)	3,8% (2,0%)	5,6% (3,0%)	1,3% (0,8%)	2,1% (0,9%)
DANSKE COMMODITIES A.S.	Totale	3,2% (3,2%)	3,8% (3,6%)	3,4% (3,1%)	3,6% (3,3%)	3,3% (3,1%)	2,9% (3,9%)	1,2% (1,4%)	2,5% (1,7%)
	Lavorativo Picco	2,5% (2,1%)	3,0% (2,3%)	3,0% (2,2%)	2,8% (2,0%)	2,7% (2,1%)	1,7% (2,6%)	0,0% (0,1%)	1,7% (1,1%)
	Lavorativo F Picco	4,4% (5,3%)	5,1% (5,9%)	4,5% (5,2%)	4,9% (5,9%)	4,4% (5,2%)	4,2% (5,8%)	2,7% (3,2%)	3,8% (2,6%)
	Festivo	2,8% (2,4%)	3,4% (2,6%)	2,7% (2,1%)	3,1% (2,2%)	3,0% (2,1%)	2,9% (3,6%)	1,3% (1,1%)	2,1% (1,6%)
EGL-ITALIA S.P.A.	Totale	2,7% (3,0%)	2,6% (3,1%)	2,1% (2,9%)	2,5% (3,0%)	3,6% (3,4%)	4,8% (4,6%)	1,1% (0,8%)	2,6% (1,3%)
	Lavorativo Picco	2,0% (2,8%)	1,5% (2,6%)	1,2% (2,2%)	1,7% (2,5%)	2,8% (3,1%)	5,5% (5,9%)	0,1% (0,2%)	2,1% (0,9%)
	Lavorativo F Picco	4,1% (3,7%)	3,8% (3,7%)	3,6% (3,8%)	3,9% (3,8%)	5,3% (4,2%)	5,8% (4,2%)	2,8% (1,3%)	3,8% (1,9%)
	Festivo	2,2% (2,7%)	2,4% (2,8%)	2,1% (2,8%)	2,2% (2,6%)	2,6% (3,0%)	2,7% (3,0%)	0,6% (0,9%)	1,6% (1,2%)
ALTRI	Totale	23,7% (20,6%)	27,1% (22,3%)	25,5% (21,8%)	26,1% (22,0%)	23,8% (21,3%)	19,6% (19,9%)	10,1% (10,3%)	22,4% (16,4%)
	Lavorativo Picco	20,6% (18,1%)	23,5% (19,3%)	23,5% (20,2%)	23,0% (19,5%)	20,9% (19,1%)	13,5% (14,7%)	4,6% (6,0%)	20,6% (14,9%)
	Lavorativo F Picco	30,7% (27,5%)	34,3% (29,9%)	32,3% (28,2%)	33,6% (29,3%)	29,7% (27,6%)	27,9% (28,0%)	17,6% (17,1%)	28,0% (20,2%)
	Festivo	20,0% (16,4%)	23,0% (17,7%)	20,9% (16,6%)	21,3% (16,6%)	20,8% (16,6%)	18,6% (17,7%)	9,0% (8,6%)	18,3% (14,0%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 65

MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM). Anno 2010

		Totale		Estero		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
Carbone	Totale	6,0%	(8,0%)	5,8%	(8,0%)	5,4%	(7,5%)	6,1%	(7,7%)	5,9%	(7,1%)	5,7%	(6,6%)	1,8%	(2,1%)	22,8%	(34,1%)
	Lavorativo Picco	3,1%	(4,9%)	2,4%	(4,6%)	2,5%	(4,8%)	3,0%	(4,5%)	3,0%	(4,4%)	3,0%	(3,4%)	0,1%	(0,3%)	22,0%	(26,0%)
	Lavorativo F Picco	7,4%	(9,2%)	7,0%	(8,4%)	7,1%	(8,4%)	7,2%	(8,4%)	7,6%	(8,3%)	7,1%	(7,8%)	3,2%	(3,6%)	20,8%	(39,8%)
	Festivo	9,0%	(11,7%)	8,7%	(11,5%)	8,9%	(11,6%)	9,1%	(11,3%)	9,1%	(11,2%)	7,7%	(9,9%)	2,7%	(2,8%)	26,0%	(37,7%)
Olio	Totale	5,6%	(7,4%)	3,3%	(4,1%)	2,9%	(3,6%)	3,4%	(4,5%)	4,0%	(4,3%)	7,0%	(6,7%)	32,8%	(54,1%)	4,5%	(5,0%)
	Lavorativo Picco	4,2%	(7,4%)	1,3%	(2,7%)	1,3%	(2,7%)	1,8%	(3,4%)	1,6%	(3,3%)	4,0%	(4,7%)	43,8%	(78,0%)	3,2%	(4,9%)
	Lavorativo F Picco	4,9%	(6,7%)	3,1%	(4,7%)	2,9%	(4,3%)	3,0%	(4,8%)	4,6%	(4,6%)	6,4%	(7,1%)	22,2%	(32,5%)	4,6%	(4,5%)
	Festivo	8,9%	(8,5%)	6,4%	(5,2%)	6,0%	(4,7%)	6,3%	(5,9%)	7,7%	(5,8%)	12,1%	(9,0%)	29,6%	(46,2%)	6,0%	(5,6%)
Gas Naturale	Totale	0,3%	(1,6%)	0,1%	(1,1%)	0,1%	(1,4%)	0,3%	(2,4%)	1,1%	(3,0%)	0,4%	(1,9%)	0,3%	(0,7%)	0,6%	(1,3%)
	Lavorativo Picco	0,3%	(2,5%)	0,1%	(1,9%)	0,1%	(2,3%)	0,3%	(3,9%)	1,5%	(4,3%)	0,4%	(2,9%)	0,4%	(0,6%)	0,7%	(2,1%)
	Lavorativo F Picco	0,1%	(0,6%)	0,0%	(0,6%)	-	(0,5%)	0,0%	(0,8%)	0,6%	(1,1%)	0,2%	(1,0%)	0,1%	(0,4%)	0,1%	(0,4%)
	Festivo	0,4%	(1,1%)	0,2%	(0,7%)	0,2%	(0,7%)	0,7%	(2,1%)	1,1%	(2,8%)	0,6%	(1,6%)	0,3%	(1,0%)	0,9%	(1,2%)
CCGT	Totale	55,8%	(47,5%)	55,1%	(48,4%)	57,0%	(50,6%)	56,2%	(48,4%)	57,8%	(50,3%)	58,4%	(49,9%)	48,1%	(27,1%)	38,2%	(21,2%)
	Lavorativo Picco	62,7%	(54,4%)	64,0%	(58,5%)	63,7%	(57,2%)	64,1%	(55,7%)	66,2%	(56,7%)	69,3%	(62,7%)	38,6%	(9,4%)	39,1%	(22,9%)
	Lavorativo F Picco	49,3%	(41,7%)	47,8%	(41,0%)	49,3%	(44,1%)	49,1%	(42,0%)	50,6%	(44,6%)	51,2%	(41,1%)	54,4%	(38,6%)	37,6%	(18,8%)
	Festivo	52,3%	(43,2%)	52,0%	(44,3%)	54,0%	(45,9%)	53,4%	(45,6%)	52,0%	(45,2%)	51,1%	(41,3%)	53,9%	(37,9%)	37,8%	(21,7%)
TurboGas	Totale	0,1%	(0,2%)	-	(0,0%)	-	(-)	0,0%	(-)	0,0%	(0,0%)	-	(0,0%)	1,8%	(2,9%)	0,0%	(0,0%)
	Lavorativo Picco	0,2%	(0,3%)	-	(0,0%)	-	(-)	0,0%	(-)	0,0%	(0,0%)	-	(0,0%)	3,4%	(6,0%)	0,0%	(0,0%)
	Lavorativo F Picco	0,1%	(0,1%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	1,2%	(1,5%)	-	(0,0%)
	Festivo	0,0%	(0,0%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,3%	(0,4%)	-	(-)
Id. Fluente	Totale	3,1%	(3,7%)	3,4%	(4,3%)	3,6%	(4,3%)	3,3%	(4,1%)	3,1%	(3,8%)	2,7%	(2,8%)	0,5%	(0,7%)	2,1%	(2,2%)
	Lavorativo Picco	3,3%	(3,8%)	3,7%	(4,4%)	3,8%	(4,6%)	3,6%	(4,3%)	3,3%	(3,7%)	2,5%	(2,0%)	-	(0,1%)	1,9%	(2,2%)
	Lavorativo F Picco	2,2%	(2,8%)	2,1%	(3,0%)	2,5%	(3,1%)	2,3%	(2,9%)	2,3%	(3,0%)	2,0%	(2,6%)	0,7%	(1,1%)	1,4%	(1,6%)
	Festivo	4,0%	(4,9%)	4,3%	(5,5%)	4,7%	(5,5%)	4,0%	(5,3%)	3,7%	(5,1%)	3,8%	(4,3%)	0,7%	(1,2%)	3,0%	(2,8%)
Id. Modulazione	Totale	6,3%	(6,2%)	6,7%	(6,9%)	7,3%	(7,2%)	6,4%	(6,4%)	6,2%	(6,2%)	6,0%	(5,3%)	0,8%	(1,0%)	4,6%	(3,5%)
	Lavorativo Picco	7,5%	(7,4%)	8,3%	(8,6%)	8,3%	(8,5%)	7,7%	(7,7%)	7,4%	(7,2%)	7,2%	(5,8%)	0,1%	(0,4%)	5,1%	(4,2%)
	Lavorativo F Picco	5,5%	(4,5%)	5,8%	(5,0%)	6,5%	(5,1%)	5,5%	(4,6%)	5,1%	(4,6%)	4,7%	(4,1%)	1,2%	(1,6%)	4,1%	(2,6%)
	Festivo	5,5%	(6,4%)	5,7%	(7,0%)	6,1%	(7,5%)	5,6%	(6,5%)	5,7%	(6,2%)	5,7%	(6,0%)	1,2%	(1,2%)	4,8%	(3,6%)
Id. Pompaggio	Totale	4,0%	(6,2%)	3,9%	(6,1%)	4,2%	(6,4%)	3,6%	(6,3%)	3,1%	(6,3%)	2,2%	(4,3%)	7,8%	(3,7%)	8,0%	(16,4%)
	Lavorativo Picco	3,8%	(6,5%)	3,5%	(6,2%)	3,6%	(6,4%)	3,0%	(7,1%)	2,5%	(7,1%)	1,0%	(3,1%)	13,3%	(4,7%)	10,5%	(25,1%)
	Lavorativo F Picco	4,0%	(4,3%)	4,1%	(4,1%)	4,5%	(4,5%)	3,7%	(4,1%)	3,5%	(4,1%)	2,8%	(3,6%)	2,8%	(2,6%)	6,5%	(10,0%)
	Festivo	4,5%	(8,1%)	4,2%	(8,0%)	4,9%	(9,1%)	4,4%	(7,6%)	3,8%	(7,9%)	3,2%	(6,9%)	5,7%	(3,4%)	6,8%	(12,5%)
Estero	Totale	17,4%	(16,3%)	20,6%	(18,3%)	18,1%	(16,3%)	19,3%	(17,4%)	17,4%	(16,2%)	16,7%	(18,8%)	5,9%	(6,7%)	12,9%	(9,7%)
	Lavorativo Picco	13,5%	(11,0%)	15,6%	(11,4%)	15,3%	(11,9%)	15,0%	(11,4%)	13,2%	(11,1%)	11,9%	(12,5%)	0,1%	(0,4%)	8,0%	(5,5%)
	Lavorativo F Picco	24,9%	(26,5%)	28,6%	(29,6%)	25,6%	(26,4%)	27,6%	(28,8%)	24,2%	(26,1%)	24,1%	(29,0%)	13,3%	(15,7%)	20,1%	(15,9%)
	Festivo	14,3%	(12,3%)	17,5%	(14,1%)	14,1%	(11,7%)	15,5%	(12,3%)	15,8%	(12,4%)	14,9%	(15,8%)	5,3%	(4,9%)	10,7%	(8,0%)
Altro	Totale	1,4%	(2,9%)	1,2%	(2,9%)	1,3%	(2,6%)	1,4%	(2,9%)	1,4%	(2,9%)	1,0%	(3,8%)	0,4%	(1,0%)	6,3%	(6,7%)
	Lavorativo Picco	1,4%	(2,0%)	1,2%	(1,7%)	1,3%	(1,6%)	1,4%	(2,0%)	1,3%	(2,0%)	0,6%	(2,8%)	0,1%	(0,0%)	9,4%	(6,9%)
	Lavorativo F Picco	1,6%	(3,6%)	1,5%	(3,6%)	1,5%	(3,5%)	1,6%	(3,6%)	1,6%	(3,6%)	1,6%	(3,8%)	1,0%	(2,3%)	4,8%	(6,3%)
	Festivo	1,1%	(3,7%)	1,0%	(3,6%)	1,1%	(3,4%)	1,0%	(3,4%)	1,1%	(3,5%)	0,9%	(5,2%)	0,3%	(1,0%)	4,0%	(6,9%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale. Anno 2010

Tabella 66

		Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
ENEL S.P.A.	Totale	59,8%	(61,1%)	100,0%	(100,0%)	98,9%	(90,9%)	86,8%	(97,9%)	68,2%	(88,3%)	44,1%	(49,7%)
	Lavorativo Picco	98,6%	(96,9%)	100,0%	(100,0%)	99,7%	(98,0%)	98,3%	(99,9%)	89,3%	(100,0%)	67,3%	(72,3%)
	Lavorativo F Picco	38,7%	(42,8%)	100,0%	(100,0%)	97,2%	(79,0%)	72,2%	(95,1%)	56,1%	(81,5%)	32,4%	(36,3%)
	Festivo	39,2%	(41,1%)	100,0%	(100,0%)	100,0%	(96,2%)	90,4%	(98,7%)	57,7%	(82,8%)	30,7%	(39,2%)
E.ON S.P.A.	Totale	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,0%	(0,2%)	31,5%	(65,4%)
	Lavorativo Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,4%)	35,5%	(71,0%)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,1%)	36,1%	(64,4%)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	21,4%	(60,0%)
GSE	Totale	-	(-)	1,3%	(3,3%)	-	(-)	-	(0,2%)	3,3%	(2,5%)	10,3%	(27,5%)
	Lavorativo Picco	-	(-)	3,0%	(4,4%)	-	(-)	-	(0,5%)	6,3%	(5,6%)	15,0%	(33,0%)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	0,6%	(4,1%)	-	(-)	-	(0,1%)	2,4%	(1,2%)	9,5%	(24,2%)
	Festivo	-	(-)	-	(1,1%)	-	(-)	-	(0,1%)	1,0%	(0,4%)	5,9%	(25,0%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	0,0%	(-)	-	(-)	-	(-)	1,5%	(2,4%)	1,5%	(2,3%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	2,4%	(6,0%)	2,9%	(5,0%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,5%	(1,0%)	1,2%	(1,1%)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	1,6%	(-)	0,4%	(0,2%)	-	(-)
ERG S.P.A.	Totale	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,2%	(-)	-	(-)
	Lavorativo Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,5%	(-)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,1%	(-)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
ALPIQ S.P.A.	Totale	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,1%	(0,1%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,4%	(0,2%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,1%)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
A2A TRADING S.R.L.	Totale	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,1%)	0,2%	(0,1%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,2%)	0,5%	(0,2%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,1%)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
IREN MERCATO S.P.A.	Totale	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,1%	(0,0%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,2%	(0,1%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Totale	Totale	59,8%	(61,1%)	100,0%	(100,0%)	98,9%	(90,9%)	86,8%	(97,8%)	68,2%	(88,3%)	58,3%	(75,4%)
	Lavorativo Picco	98,6%	(97,0%)	100,0%	(100,0%)	99,7%	(98,0%)	98,3%	(99,9%)	89,3%	(100,0%)	71,8%	(84,3%)
	Lavorativo F Picco	38,7%	(42,8%)	100,0%	(100,0%)	97,2%	(79,0%)	72,2%	(95,1%)	56,1%	(81,5%)	55,9%	(71,9%)
	Festivo	39,2%	(41,1%)	100,0%	(100,0%)	100,0%	(96,2%)	90,4%	(98,7%)	57,7%	(82,9%)	45,6%	(69,3%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

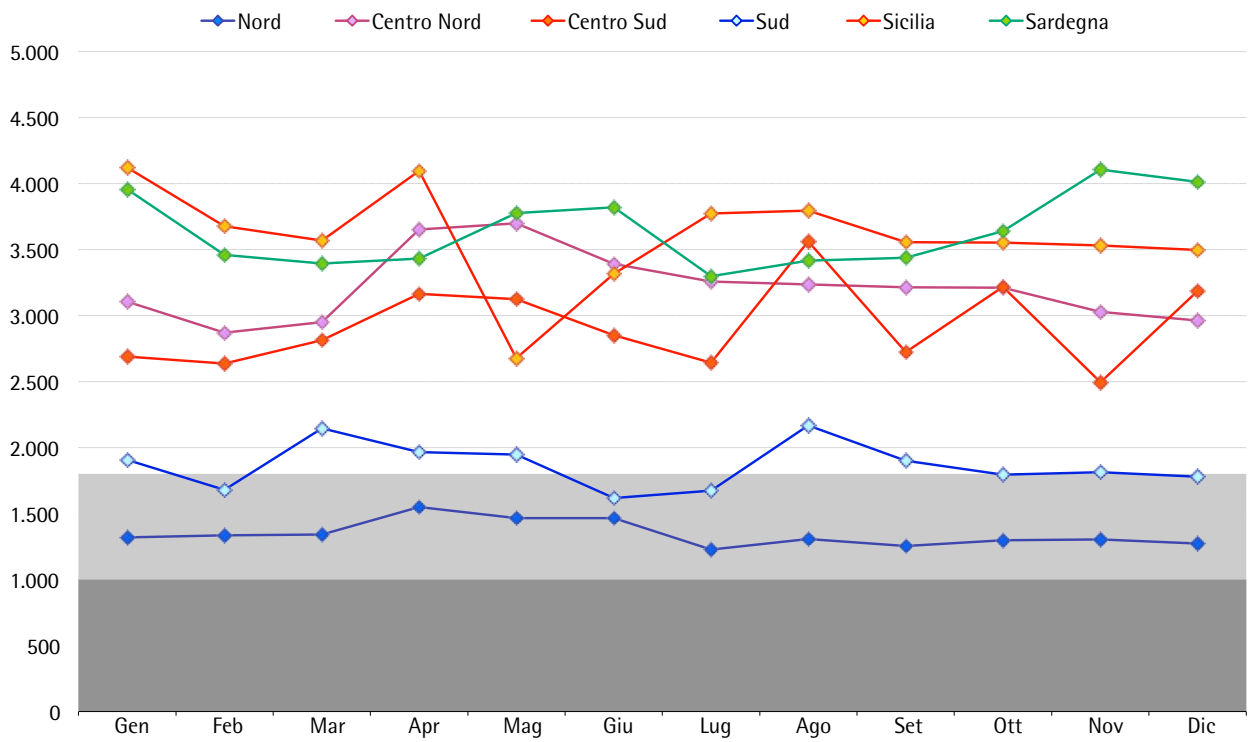
MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale. Anno 2010

Tabella 67

	Totale	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna	
ENEL S.P.A.	Totale	48,8%	(52,8%)	36,9%	(35,6%)	92,5%	(93,4%)	79,2%	(78,5%)	48,7%	(72,4%)	30,2%	(40,2%)
	Lavorativo Picco	62,0%	(66,8%)	59,5%	(58,8%)	96,8%	(97,2%)	79,9%	(88,3%)	57,0%	(78,5%)	41,7%	(52,3%)
	Lavorativo F Picco	35,0%	(39,9%)	16,4%	(16,2%)	87,4%	(88,8%)	66,0%	(57,3%)	35,4%	(63,1%)	23,1%	(32,8%)
	Festivo	42,8%	(45,9%)	15,1%	(15,9%)	92,4%	(93,6%)	93,4%	(84,9%)	52,5%	(75,2%)	22,0%	(31,8%)
E.ON S.P.A.	Totale	1,8%	(5,4%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,0%)	(1,1%)	7,6%
	Lavorativo Picco	1,3%	(4,2%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,1%	(2,0%)	7,4%	(26,5%)
	Lavorativo F Picco	2,7%	(6,2%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(0,6%)	9,4%	(25,8%)
	Festivo	2,0%	(7,0%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	5,7%	(20,6%)
GSE	Totale	0,3%	(0,8%)	-	(-)	0,2%	(1,0%)	-	(-)	-	(0,1%)	0,7%	(0,6%)
	Lavorativo Picco	0,4%	(1,0%)	-	(-)	0,4%	(1,6%)	-	(-)	-	(0,1%)	1,3%	(1,4%)
	Lavorativo F Picco	0,2%	(0,6%)	-	(-)	0,1%	(1,0%)	-	(-)	-	(0,0%)	0,4%	(0,3%)
	Festivo	0,1%	(0,7%)	-	(-)	-	(0,3%)	-	(-)	-	(0,0%)	0,2%	(0,1%)
EDISON TRADING S.P.A.	Totale	0,1%	(0,2%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,3%	(0,5%)	1,6%	(0,9%)
	Lavorativo Picco	0,2%	(0,3%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,5%	(1,0%)	2,5%	(1,7%)
	Lavorativo F Picco	0,1%	(0,1%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,1%	(0,2%)	1,1%	(0,5%)
	Festivo	0,1%	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,4%	(-)	0,3%	(0,0%)
ERG S.P.A.	Totale	0,1%	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,1%	(-)	-	(-)
	Lavorativo Picco	0,2%	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,2%	(-)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	0,0%	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,0%	(-)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
ALPIQ S.P.A.	Totale	0,0%	(0,0%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,2%	(0,1%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	0,0%	(0,0%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,4%	(0,1%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,0%	(0,0%)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
A2A TRADING S.R.L.	Totale	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,2%	(0,1%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	0,0%	(0,0%)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,0%	(0,0%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,0%	(0,0%)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
IREN MERCATO S.P.A.	Totale	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,1%	(0,0%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	0,2%	(0,0%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
	Festivo	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Totale	Totale	15,0%	(16,7%)	9,5%	(9,1%)	29,7%	(33,7%)	33,3%	(22,8%)	14,6%	(25,1%)	15,3%	(23,0%)
	Lavorativo Picco	19,1%	(20,3%)	16,1%	(14,9%)	31,4%	(34,7%)	31,1%	(24,7%)	16,7%	(25,3%)	21,7%	(30,4%)
	Lavorativo F Picco	10,4%	(12,4%)	3,9%	(4,0%)	27,4%	(31,9%)	26,6%	(15,1%)	10,6%	(22,1%)	11,3%	(18,1%)
	Festivo	13,5%	(15,7%)	3,8%	(4,3%)	30,2%	(34,3%)	47,1%	(30,1%)	16,3%	(28,4%)	11,2%	(18,6%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 54 MGP - HHI sulle vendite. Anno 2010



MGP - HHI: curve di durata

Figura 55

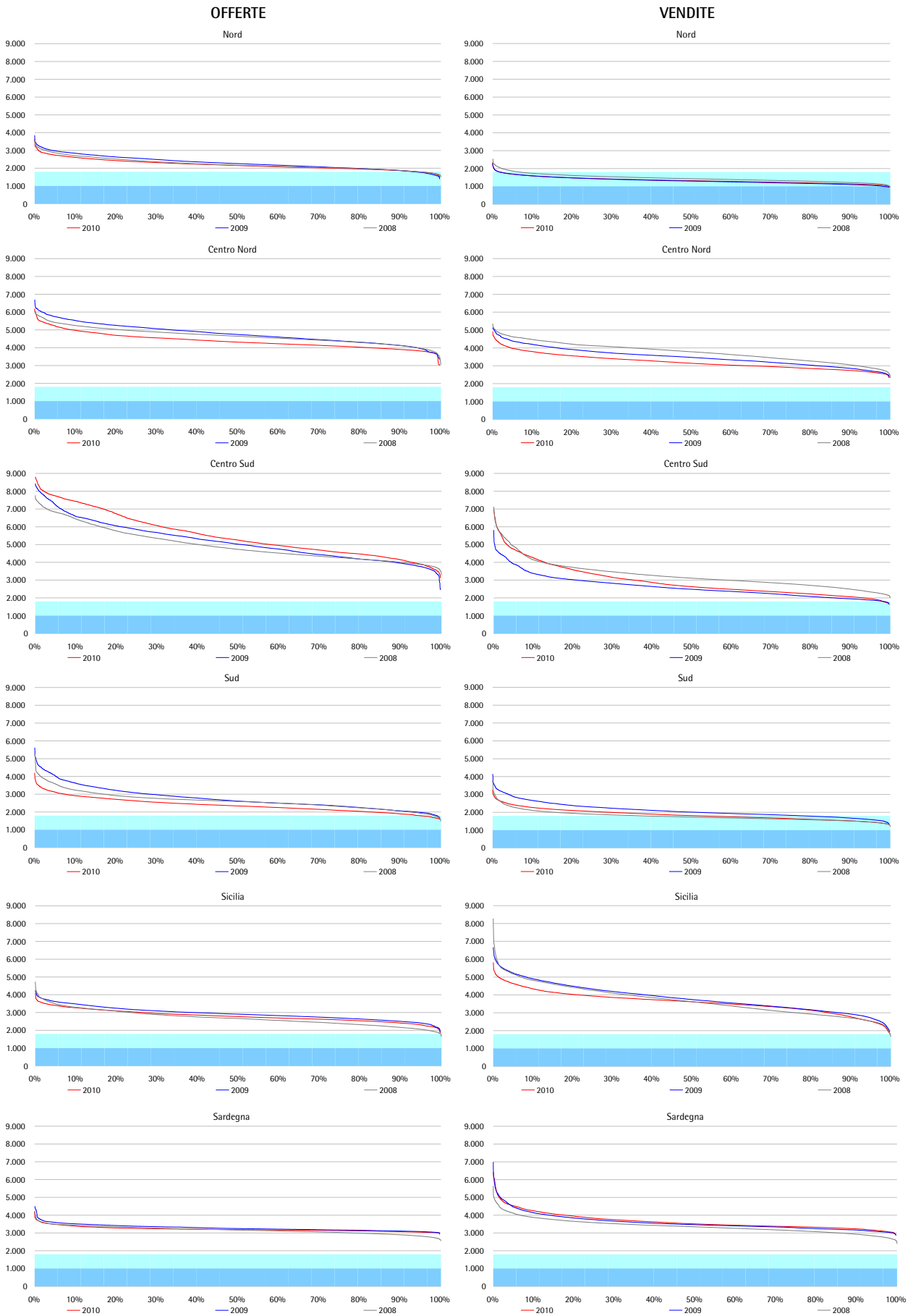
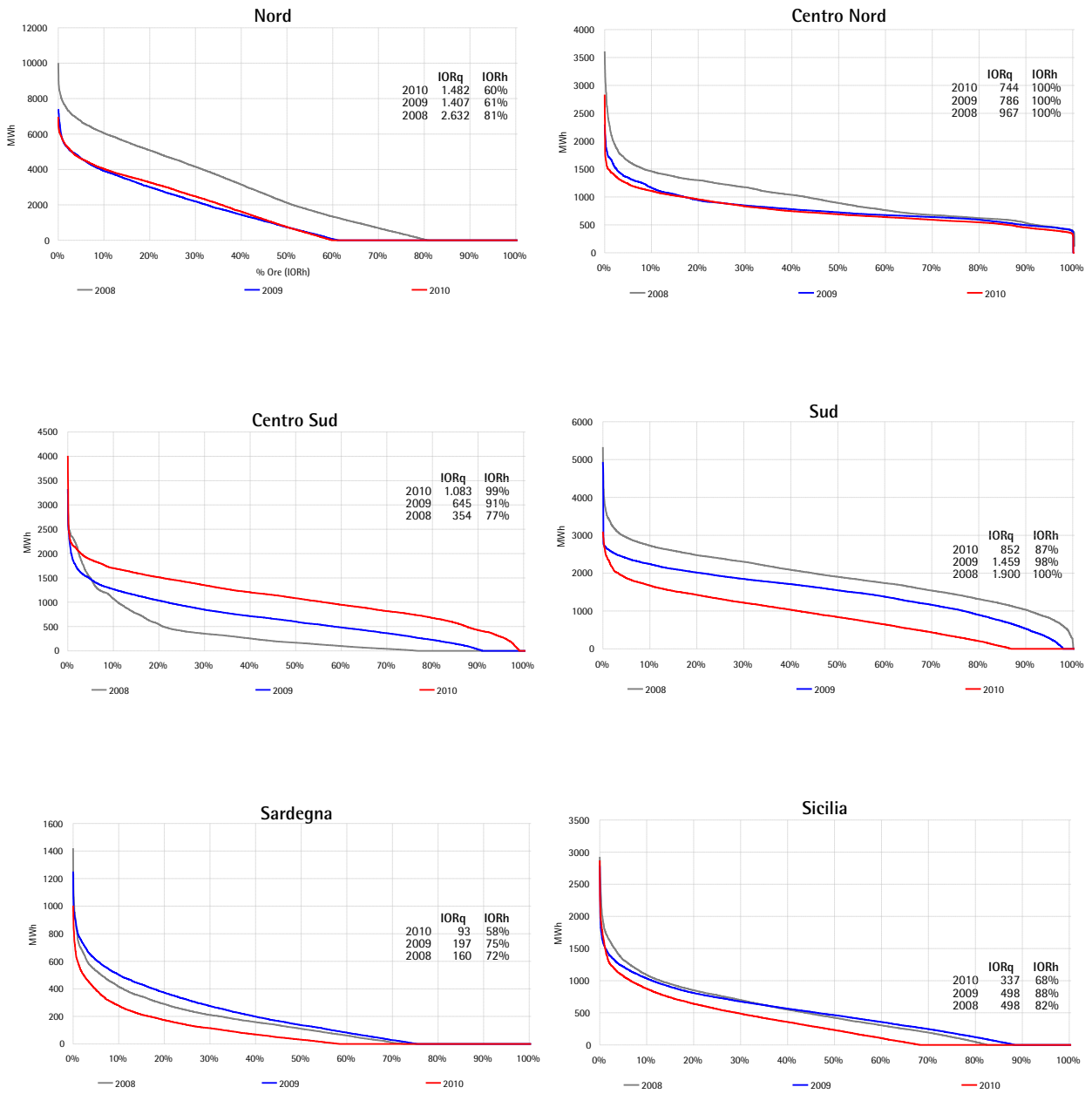
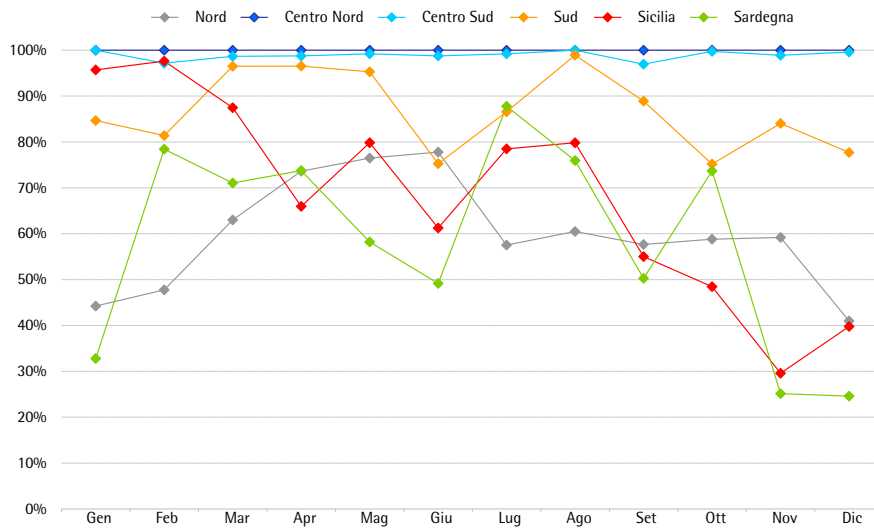


Figura 56 MGP – IOR: curve di durata



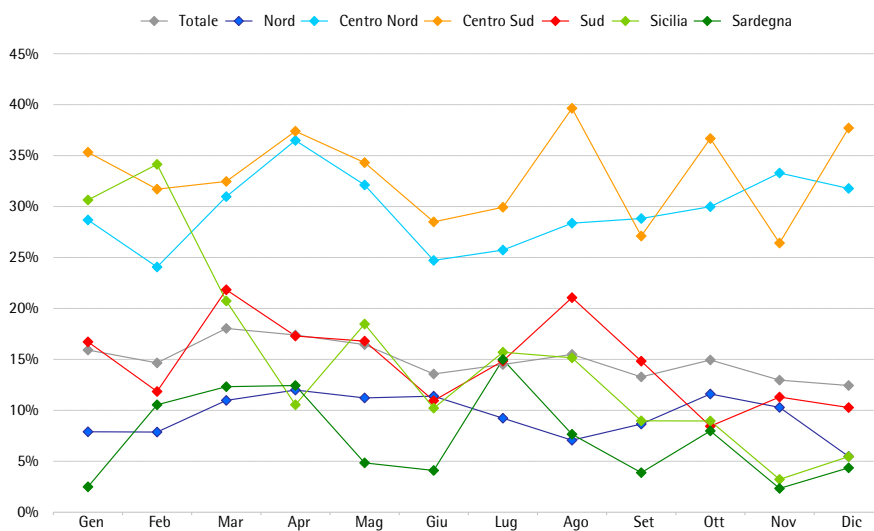
MGP – IORh. Anno 2010

Figura 57



MGP – IORq. Anno 2010

Figura 58



MGP - IOM del primo operatore. Anno 2010

Figura 59

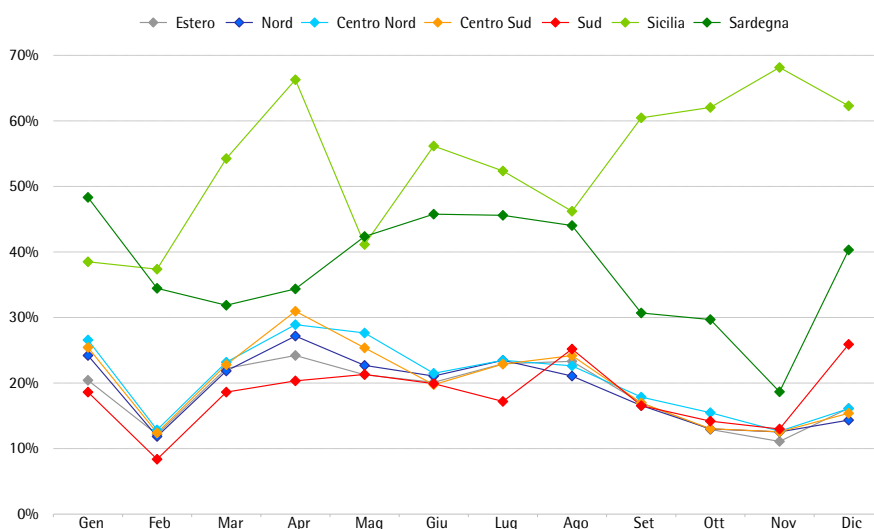
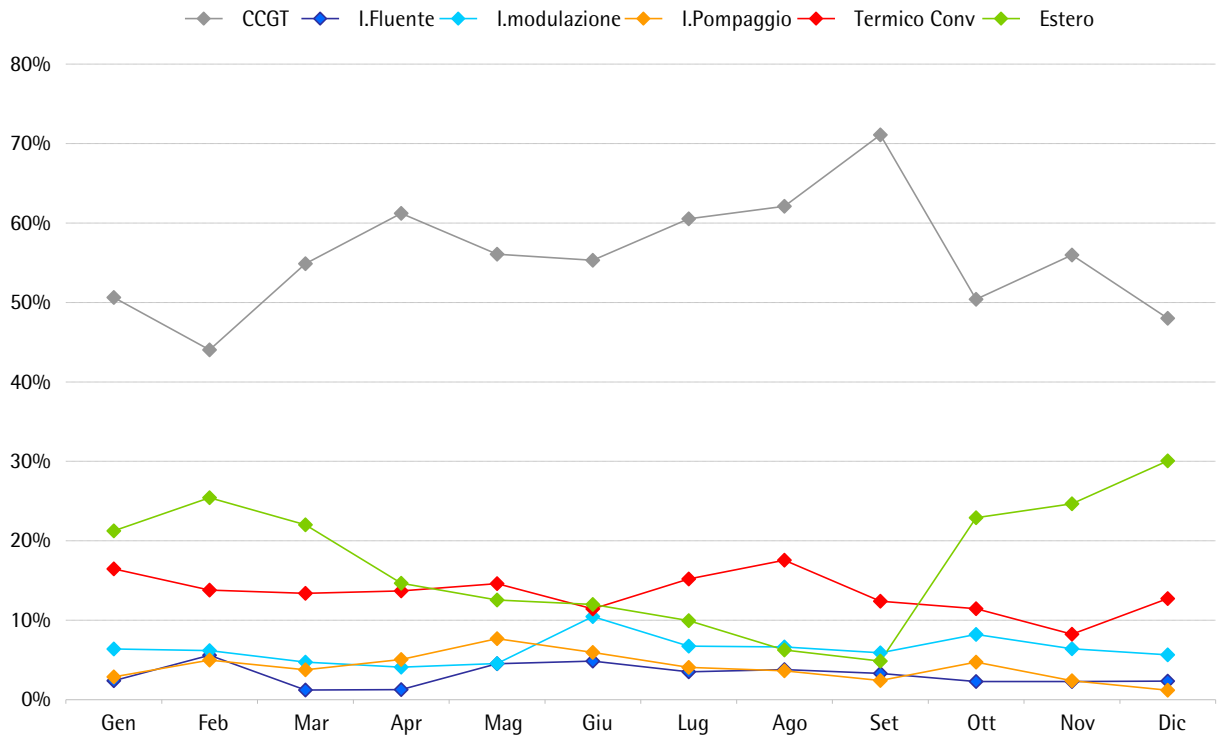


Figura 60 MGP – ITM. Anno 2010





MA/MI - MERCATO DI AGGIUSTAMENTO
E INFRAGIORNALIERO

2



MA/MI

MA/MI – Prezzo di acquisto Tabella 68

	2010		2009			2008	2007	2006	2005	
	MI1	MI2	MA	MI1	MI2	MA	MA	MA	MA	
			Gen-Ott	Nov-Dic	Nov-Dic					
	€/MWh									
Media	Baseload	63,69	63,66	66,44	54,66	55,69	84,95	69,36	75,57	62,41
	Picco	73,44	73,36	82,11	68,65	69,09	109,36	94,52	108,08	89,28
	Fuori picco	56,96	56,42	55,25	46,29	46,92	69,09	50,46	56,22	44,39
	€/MWh									
Minimo	Baseload	10,00	2,00	4,55	8,53	9,00	6,56	0,00	0,00	0,01
	Picco	35,58	33,88	30,60	40,69	31,79	33,26	20,10	20,00	21,54
	Fuori picco	10,00	2,00	4,55	8,53	9,00	6,56	0,00	0,00	0,01
	€/MWh									
Massimo	Baseload	304,00	243,86	241,93	184,90	2.944,10	422,27	250,09	289,83	500,00
	Picco	246,79	217,38	241,93	171,55	170,23	422,27	250,09	289,83	500,00
	Fuori picco	304,00	243,86	200,00	184,90	2.944,10	250,00	214,93	229,32	289,46
Indice di Volatilità Relativo (IVR)	Baseload	0,17	0,19	0,20	0,20	0,21	0,23	0,25	0,20	0,22
	Picco	0,11	0,19	0,20	0,19	0,20	0,22	0,25	0,18	0,22
	Fuori picco	0,17	0,19	0,19	0,19	0,20	0,23	0,25	0,21	0,23

MA/MI – Prezzo di acquisto Figura 61

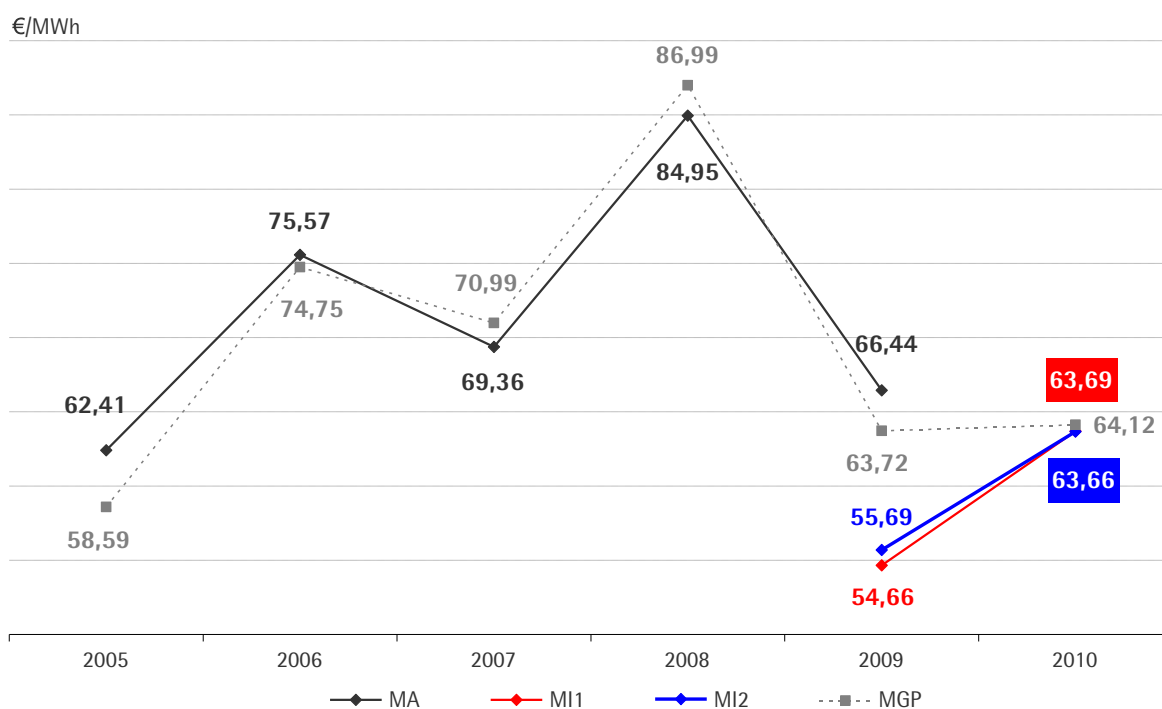


Tabella 69

MA/MI - Prezzi zonali: baseload

€/MWh	2010		2009			2008	2007	2006	2005
	MI1	MI2	MA	MI1	MI2	MA	MA	MA	MA
			Gen-Ott	Nov-Dic	Nov-Dic				
<i>Zone fisiche</i>									
Nord	59,96	59,79	60,22	53,28	55,39	79,82	62,20	70,24	56,32
Centro Nord	60,62	60,27	61,92	53,90	55,91	81,44	67,76	74,88	58,02
Centro Sud	60,70	60,49	62,18	54,41	56,33	85,11	68,77	74,94	59,26
Sud	57,37	57,06	59,95	51,60	53,72	84,61	68,75	74,82	59,91
Calabria						84,12	68,96	75,31	60,57
Sicilia	84,79	81,89	86,06	88,64	84,46	111,07	80,26	85,28	66,08
Sardegna	77,66	74,09	88,38	61,74	61,45	84,92	65,91	77,29	59,10
<i>Poli di produzione limitata</i>									
Monfalcone	59,96	59,79	60,22	53,28	55,39	79,37	61,74	69,19	56,32
Turbigo R.							70,26	70,12	56,23
Piombino								75,82	58,94
Brindisi	56,14	55,70	56,61	51,48	53,43	83,28	68,29	71,16	59,18
Foggia	57,33	57,00	59,69	51,60	53,72	84,02	65,65	71,75	
Rossano	56,32	55,99	59,21	50,73	53,39	83,69	68,45	72,98	59,42
Priolo G.	82,16	76,16	85,24	83,74	73,37	108,14	69,72	72,62	63,12
<i>Zone estere</i>									
Francia	59,96	59,79	60,22	53,28	55,39	-	-	43,91	50,71
Svizzera	59,96	59,79	60,08	53,28	55,39	-	25,63	38,38	52,90
Austria	59,96	59,79	60,22	53,28	55,39	-	-	54,19	50,81
Slovenia	59,96	59,79	60,22	53,28	55,39	-	36,89	67,66	54,74
Grecia	56,14	55,70	56,61	51,48	53,43	-	-	64,83	55,89
Corsica	61,38	60,10	60,04	57,69	58,62	81,25	62,09	73,06	56,85
Corsica AC	77,53	73,96	88,38	61,74	60,68	84,76	65,91	78,13	
Esterio Corsica						84,76	65,91	78,13	
Esterio Nord-Est						79,65	61,96	70,24	55,87
Esterio Nord-Ovest						79,65	62,17	70,24	55,81
Esterio Sud						76,91	59,86	65,35	59,22

MA/MI - Prezzi zionali: picco 

Tabella 70

€/MWh	2010		2009			2008	2007	2006	2005
	MI1	MI2	MA	MI1	MI2	MA	MA	MA	MA
			Gen-Ott	Nov-Dic	Nov-Dic				
<i>Zone fisiche</i>									
Nord	70,32	70,19	76,68	66,79	67,46	105,42	90,61	103,71	86,00
Centro Nord	71,31	70,83	78,92	67,91	68,33	107,69	100,44	111,88	89,23
Centro Sud	71,47	71,17	79,33	68,75	68,71	111,78	101,68	111,62	90,74
Sud	64,00	63,26	73,74	61,41	62,05	110,39	101,61	111,36	91,98
Calabria						110,43	102,28	111,54	92,48
Sicilia	110,62	105,41	115,61	131,30	121,66	147,02	117,78	123,63	96,23
Sardegna	98,29	91,88	119,18	84,01	79,23	110,48	94,02	113,03	86,07
<i>Poli di produzione limitata</i>									
Monfalcone	70,32	70,19	76,68	66,79	67,46	104,52	90,00	102,42	86,00
Turbigo R.							101,60	103,46	85,78
Piombino								108,85	90,18
Brindisi	62,85	61,95	69,67	61,06	61,23	109,57	101,48	105,80	91,52
Foggia	63,89	63,08	73,46	61,41	62,05	110,24	97,49	108,82	
Rossano	62,22	61,43	72,24	59,49	61,52	110,35	101,48	109,39	91,52
Priolo G.	106,52	96,18	113,81	125,38	102,49	140,43	98,99	102,63	92,49
<i>Zone estere</i>									
Francia	70,32	70,19	76,68	66,79	67,46	-	-	64,60	78,73
Svizzera	70,32	70,19	76,37	66,79	67,46	-	31,64	45,65	80,76
Austria	70,32	70,19	76,68	66,79	67,46	-	-	78,19	76,65
Slovenia	70,32	70,19	76,68	66,79	67,46	-	51,65	99,56	83,95
Grecia	62,85	61,95	69,67	61,06	61,23	-	-	93,70	86,45
Corsica	72,84	71,24	76,60	77,24	74,79	105,07	86,96	106,92	84,20
Corsica AC	98,04	91,66	119,18	84,01	77,89	110,08	94,02	114,93	
Esterio Corsica						110,08	94,02	114,93	
Esterio Nord-Est						105,13	90,34	103,71	85,30
Esterio Nord-Ovest						105,13	90,55	103,71	85,26
Esterio Sud						100,36	88,16	95,15	91,13

Tabella 71

MA/MI - Prezzi zonali: fuori picco

€/MWh	2010		2009			2008	2007	2006	2005
	MI1	MI2	MA	MI1	MI2	MA	MA	MA	MA
			Gen-Ott	Nov-Dic	Nov-Dic				
<i>Zone fisiche</i>									
Nord	54,40	54,20	51,41	46,18	49,06	66,30	47,12	52,80	40,67
Centro Nord	54,88	54,59	52,82	46,54	49,39	67,58	50,43	55,61	41,56
Centro Sud	54,92	54,76	53,00	46,88	49,84	71,03	51,32	55,83	42,67
Sud	53,81	53,73	52,57	46,45	49,34	70,99	51,32	55,78	43,00
Calabria						70,22	51,29	56,44	43,75
Sicilia	70,91	69,27	70,24	66,25	64,93	92,08	60,36	65,31	50,18
Sardegna	66,59	64,53	71,88	50,05	52,12	71,43	51,00	58,67	44,88
<i>Poli di produzione limitata</i>									
Monfalcone	54,40	54,20	51,41	46,18	49,06	66,09	46,75	51,88	40,67
Turbigo R.							51,98	52,76	40,65
Piombino								57,59	42,47
Brindisi	52,54	52,35	49,62	46,45	49,34	69,39	50,68	53,12	42,13
Foggia	53,80	53,73	52,31	46,45	49,34	70,17	48,77	52,81	
Rossano	53,15	53,06	52,24	46,13	49,13	69,60	50,93	54,02	42,51
Priolo G.	69,09	65,41	69,94	61,88	58,08	91,08	54,20	56,99	47,63
<i>Zone estere</i>									
Francia	54,40	54,20	51,41	46,18	49,06	-	-	33,14	35,93
Svizzera	54,40	54,20	51,36	46,18	49,06	-	22,44	34,60	38,21
Austria	54,40	54,20	51,41	46,18	49,06	-	-	41,69	37,19
Slovenia	54,40	54,20	51,41	46,18	49,06	-	29,06	51,04	39,34
Grecia	52,54	52,35	49,62	46,45	49,34	-	-	49,79	39,77
Corsica	55,22	54,12	51,17	47,43	50,13	68,67	48,90	55,42	42,43
Corsica AC	66,52	64,47	71,88	50,05	51,64	71,38	51,00	59,33	
Estero Corsica						71,38	51,00	59,33	
Estero Nord-Est						66,19	46,91	52,80	40,35
Estero Nord-Ovest						66,19	47,12	52,80	40,29
Estero Sud						64,53	44,85	49,83	42,37

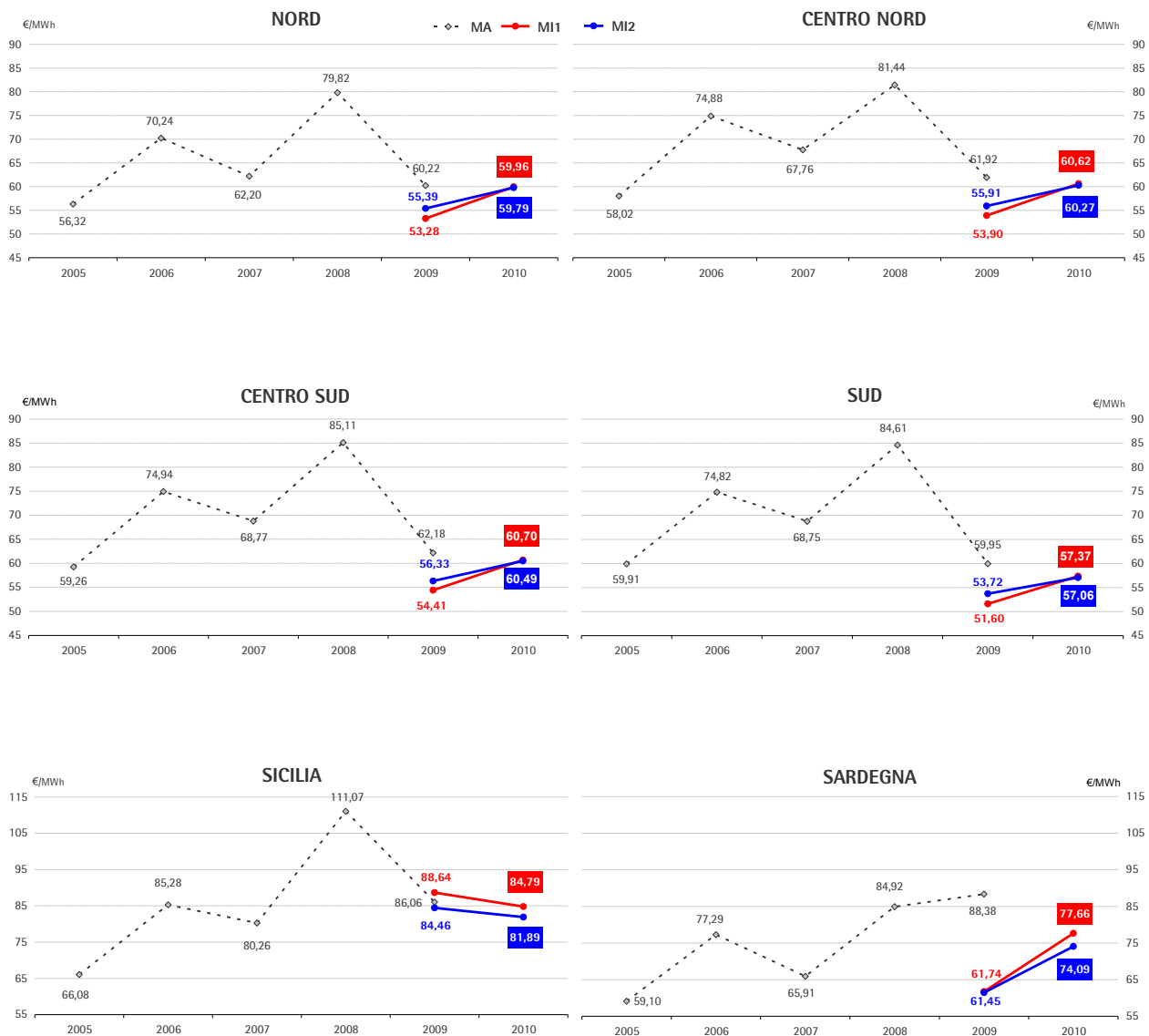


Tabella 72

MA/MI – Acquisti: totale

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
	MI	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	7.457.531	6.364.603	6.915.620	8.004.932	4.968.220	5.128.298
Centro Nord	1.030.868	908.110	1.176.323	728.431	546.425	431.479
Centro Sud	1.477.967	1.199.252	877.827	1.258.918	1.555.116	1.606.037
Sud	70.244	44.370	743.170	621.803	458.684	871.021
Calabria			5.987	2.461	5	43
Sicilia	429.014	397.179	321.235	513.527	462.603	496.863
Sardegna	664.070	452.383	366.863	342.140	317.516	246.230
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	42.995	25.193	17.892	16.784	18.120	9.931
Turbigo R.				7.996	107.666	87.070
Piombino					65.882	98.136
Brindisi	2.342.191	1.759.370	549.278	343.674	616.779	356.509
Foggia	148.101	177.027	15.177	13.270	10.231	
Rossano	191.374	130.981	258.728	391.329	355.776	303.313
Priolo G.	530.123	312.648	270.807	326.256	253.064	819.003
Totale nazionale	14.384.479	11.771.115	11.518.908	12.571.521	9.736.087	10.453.933
<i>Zone estere</i>						
Francia	3.728	0	-	-	0	0
Svizzera	225.154	158.533	-	35.412	0	0
Austria	768	0	-	-	0	0
Slovenia	264	0	-	0	0	0
Grecia	510	1.126	-	-	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0
Esteri Corsica			0	0	0	
Esteri Nord-Est			0	0	0	0
Esteri Nord-Ovest			132.000	129.276	203.146	0
Esteri Sud			0	0	0	0
Totale estero	230.424	159.659	132.000	164.688	203.146	0
TOTALE	14.614.903	11.930.774	11.650.908	12.736.210	9.939.233	10.453.933

Tabella 73

MA/MI – Dettaglio degli acquisti nel 2009 e 2010: totale

MWh	2010		2009		
	MI1	MI2	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	4.652.578	2.804.953	5.011.054	804.312	549.237
Centro Nord	708.269	322.599	608.757	231.609	67.744
Centro Sud	779.434	698.534	917.712	153.846	127.694
Sud	22.652	47.591	36.936	3.116	4.317
Sicilia	255.562	173.452	334.334	42.157	20.688
Sardegna	471.204	192.866	323.892	86.761	41.730
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	33.140	9.855	13.052	9.061	3.080
Brindisi	1.852.299	489.892	1.441.019	225.788	92.563
Foggia	74.157	73.944	167.662	8.882	483
Rossano	108.103	83.272	75.895	35.553	19.533
Priolo G.	342.919	187.204	236.797	49.500	26.351
Totale nazionale	9.300.316	5.084.163	9.167.108	1.650.586	953.421
<i>Zone estere</i>					
Francia	2.883	845	0	0	0
Svizzera	161.357	63.797	133.318	25.200	15
Austria	464	304	0	0	0
Slovenia	264	0	0	0	0
Grecia	158	352	1.126	0	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0
Totale estero	165.126	65.298	134.444	25.200	15
TOTALE	9.465.442	5.149.461	9.301.552	1.675.786	953.436

MA/MI – Acquisti: media oraria Tabella 74

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
	MI	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	851	872	948	1.097	681	703
Centro Nord	118	124	161	100	75	59
Centro Sud	169	164	120	173	213	220
Sud	8	6	102	85	63	119
Calabria			1	0	0	0
Sicilia	49	54	44	70	63	68
Sardegna	76	62	50	47	44	34
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	5	3	2	2	2	1
Turbigo R.				18	15	12
Piombino					31	13
Brindisi	267	241	75	47	85	49
Foggia	17	24	2	2	2	
Rossano	22	18	35	54	49	42
Priolo G.	61	43	37	45	35	112
Totale nazionale	1.642	1.613	1.579	1.723	1.334	1.433
<i>Zone estere</i>						
Francia	0	0	-	-	0	0
Svizzera	26	22	-	5	0	0
Austria	0	0	-	-	0	0
Slovenia	0	0	-	0	0	0
Grecia	0	0	-	-	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica			0	0	0	
Estero Nord-Est			0	0	0	0
Estero Nord-Ovest			18	18	28	0
Estero Sud			0	0	0	0
Totale estero	26	22	18	23	28	0
TOTALE	1.668	1.635	1.597	1.746	1.362	1.433

MA/MI – Dettaglio degli acquisti nel 2009 e 2010: media oraria Tabella 75

MWh	2010		2009		
	MI1	MI2	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	531	320	687	110	75
Centro Nord	81	37	83	32	9
Centro Sud	89	80	126	21	18
Sud	3	5	5	0	1
Sicilia	29	20	46	6	3
Sardegna	54	22	44	12	6
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	4	1	2	1	0
Brindisi	211	56	198	31	13
Foggia	8	8	23	1	0
Rossano	12	10	10	5	3
Priolo G.	39	21	32	7	4
Totale nazionale	1.062	580	1.256	226	131
<i>Zone estere</i>					
Francia	0	0	0	0	0
Svizzera	18	7	18	3	0
Austria	0	0	0	0	0
Slovenia	0	0	0	0	0
Grecia	0	0	0	0	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0
Totale estero	19	7	18	3	0
TOTALE	1.081	588	1.275	230	131

Tabella 76

MA/MI – Vendite: totale

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
	MI	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	8.316.538	6.628.737	6.198.720	6.536.602	4.665.397	4.352.884
Centro Nord	1.117.447	954.807	1.293.830	1.577.001	646.716	533.008
Centro Sud	1.567.320	1.870.657	1.124.768	1.334.673	1.395.204	2.307.704
Sud	216.790	106.811	887.585	910.596	565.254	241.909
Calabria			3.858	3.855	80	546
Sicilia	751.646	446.030	424.352	612.260	403.692	507.893
Sardegna	562.941	556.546	484.059	410.428	431.406	369.997
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	74.640	39.772	44.665	48.887	23.463	8.397
Turbigo R.				32.232	407.804	181.830
Piombino					69.123	338.961
Brindisi	810.236	486.815	548.912	604.104	615.039	228.693
Foggia	211.762	214.007	6.410	9.847	20.167	
Rossano	283.942	223.941	267.090	326.898	443.718	562.922
Priolo G.	678.526	384.927	366.658	328.824	252.172	819.192
Totale nazionale	14.591.787	11.913.050	11.650.908	12.736.210	9.939.233	10.453.933
<i>Zone estere</i>						
Francia	14.345	6.793	-	-	0	0
Svizzera	7.232	9.802	-	0	0	0
Austria	10	168	-	-	0	0
Slovenia	818	960	-	0	0	0
Grecia	711	0	-	-	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0
Esterio Corsica			0	0	0	
Esterio Nord-Est			0	0	0	0
Esterio Nord-Ovest			0	0	0	0
Esterio Sud			0	0	0	0
Totale estero	23.116	17.723	0	0	0	0
TOTALE	14.614.903	11.930.774	11.650.908	12.736.210	9.939.233	10.453.933

Tabella 77

MA/MI – Dettaglio delle vendite nel 2009 e 2010: totale

MWh	2010		2009		
	MI1	MI2	MA Gen-Ott	MI1 Nov-Dic	MI2 Nov-Dic
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	5.372.380	2.944.159	5.133.862	956.504	538.371
Centro Nord	739.842	377.605	737.083	132.928	84.796
Centro Sud	949.592	617.728	1.572.868	182.399	115.391
Sud	140.916	75.874	82.910	14.549	9.352
Sicilia	566.641	185.005	349.496	68.878	27.657
Sardegna	389.971	172.970	406.039	108.674	41.833
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	44.350	30.289	32.487	2.727	4.558
Brindisi	437.808	372.427	321.538	85.076	80.201
Foggia	130.039	81.723	193.229	15.647	5.131
Rossano	180.747	103.195	152.267	49.259	22.416
Priolo G.	497.371	181.155	303.265	58.265	23.397
Totale nazionale	9.449.657	5.142.130	9.285.043	1.674.904	953.103
<i>Zone estere</i>					
Francia	11.881	2.464	6.309	471	13
Svizzera	2.898	4.334	9.072	410	320
Austria	0	10	168	0	0
Slovenia	528	290	960	0	0
Grecia	478	233	0	0	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0
Totale estero	15.785	7.331	16.509	881	333
TOTALE	9.465.442	5.149.461	9.301.552	1.675.786	953.436

MA/MI – Vendite: media oraria Tabella 78

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
	MI	MA/MI	MA	MA	MA	MA
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	949	909	850	896	639	597
Centro Nord	128	131	177	216	89	73
Centro Sud	179	256	154	183	191	316
Sud	25	15	122	125	77	33
Calabria			1	1	0	0
Sicilia	86	61	58	84	55	70
Sardegna	64	76	66	56	59	51
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	9	5	6	7	3	1
Turbigo R.				71	56	25
Piombino					32	46
Brindisi	92	67	75	83	84	31
Foggia	24	29	1	1	3	
Rossano	32	31	37	45	61	77
Priolo G.	77	53	50	45	35	112
Totale nazionale	1.666	1.633	1.597	1.746	1.362	1.433
<i>Zone estere</i>						
Francia	2	1	-	-	0	0
Svizzera	1	1	-	0	0	0
Austria	0	0	-	-	0	0
Slovenia	0	0	-	0	0	0
Grecia	0	0	-	-	0	0
Corsica	0	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0	0
Estero Corsica			0	0	0	
Estero Nord-Est			0	0	0	0
Estero Nord-Ovest			0	0	0	0
Estero Sud			0	0	0	0
Totale estero	3	2	0	0	0	0
TOTALE	1.668	1.635	1.597	1.746	1.362	1.433

MA/MI – Dettaglio delle vendite nel 2009 e 2010: media oraria Tabella 79

MWh	2010		2009		
	MI1	MI2	MA	MI1	MI2
			Gen-Ott	Nov-Dic	Nov-Dic
<i>Zone fisiche</i>					
Nord	613	336	704	131	74
Centro Nord	84	43	101	18	12
Centro Sud	108	71	216	25	16
Sud	16	9	11	2	1
Sicilia	65	21	48	9	4
Sardegna	45	20	56	15	6
<i>Poli di produzione limitata</i>					
Monfalcone	5	3	4	0	1
Brindisi	50	43	44	12	11
Foggia	15	9	26	2	1
Rossano	21	12	21	7	3
Priolo G.	57	21	42	8	3
Totale nazionale	1.079	587	1.273	230	131
<i>Zone estere</i>					
Francia	1	0	1	0	0
Svizzera	0	0	1	0	0
Austria	0	0	0	0	0
Slovenia	0	0	0	0	0
Grecia	0	0	0	0	0
Corsica	0	0	0	0	0
Corsica AC	0	0	0	0	0
Totale estero	2	1	2	0	0
TOTALE	1.081	588	1.275	230	131

Figura 63 MA/MI – Volumi scambiati (acquisti/vendite)

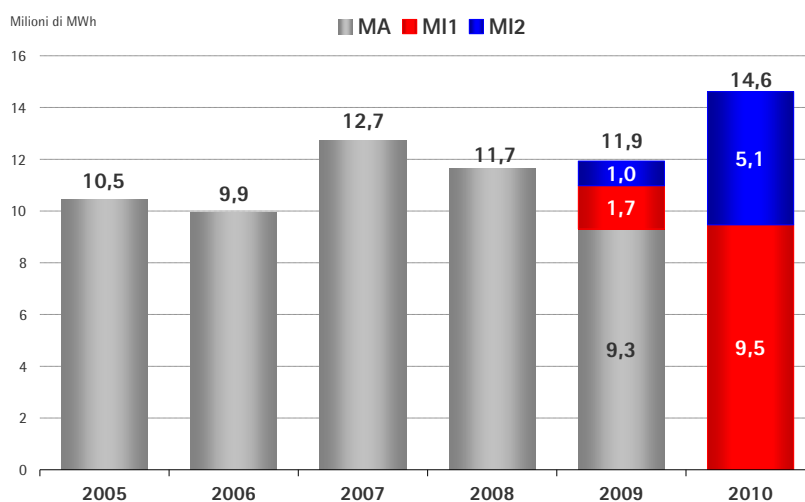
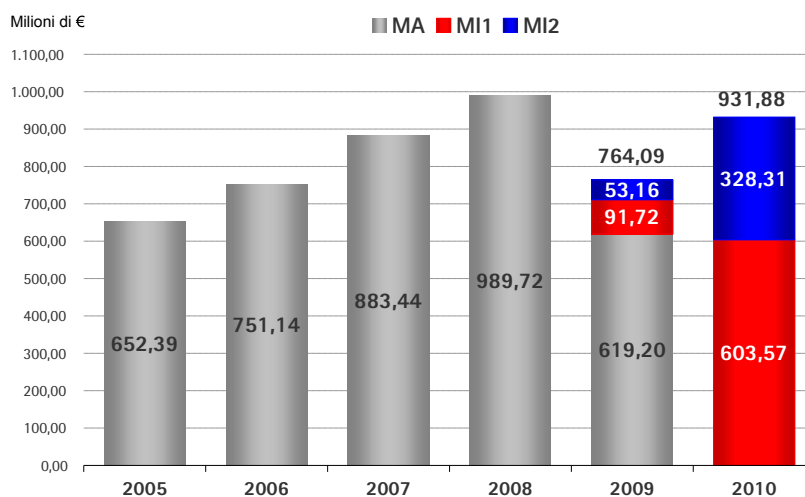
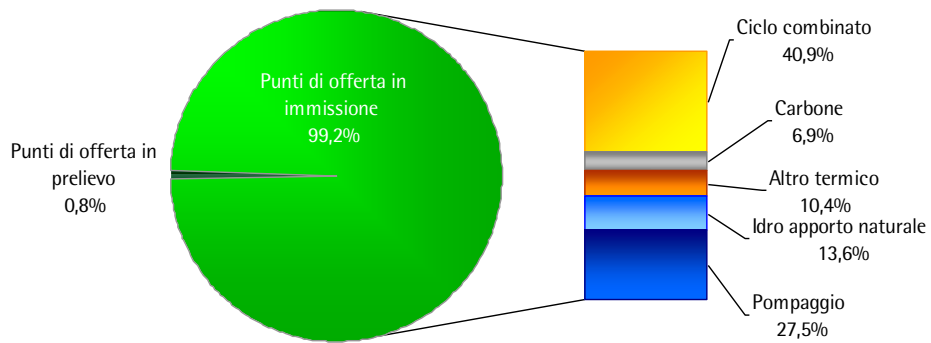


Figura 64 MA/MI – Valore delle transazioni



Vendite



Acquisti

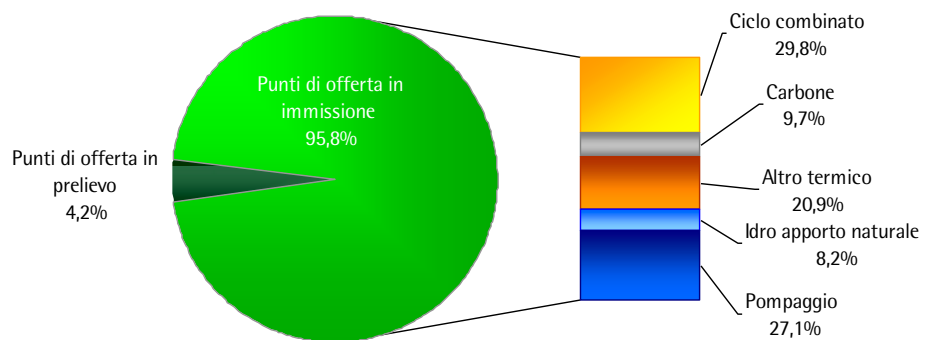


Figura 66 MI – Volumi zionali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2010

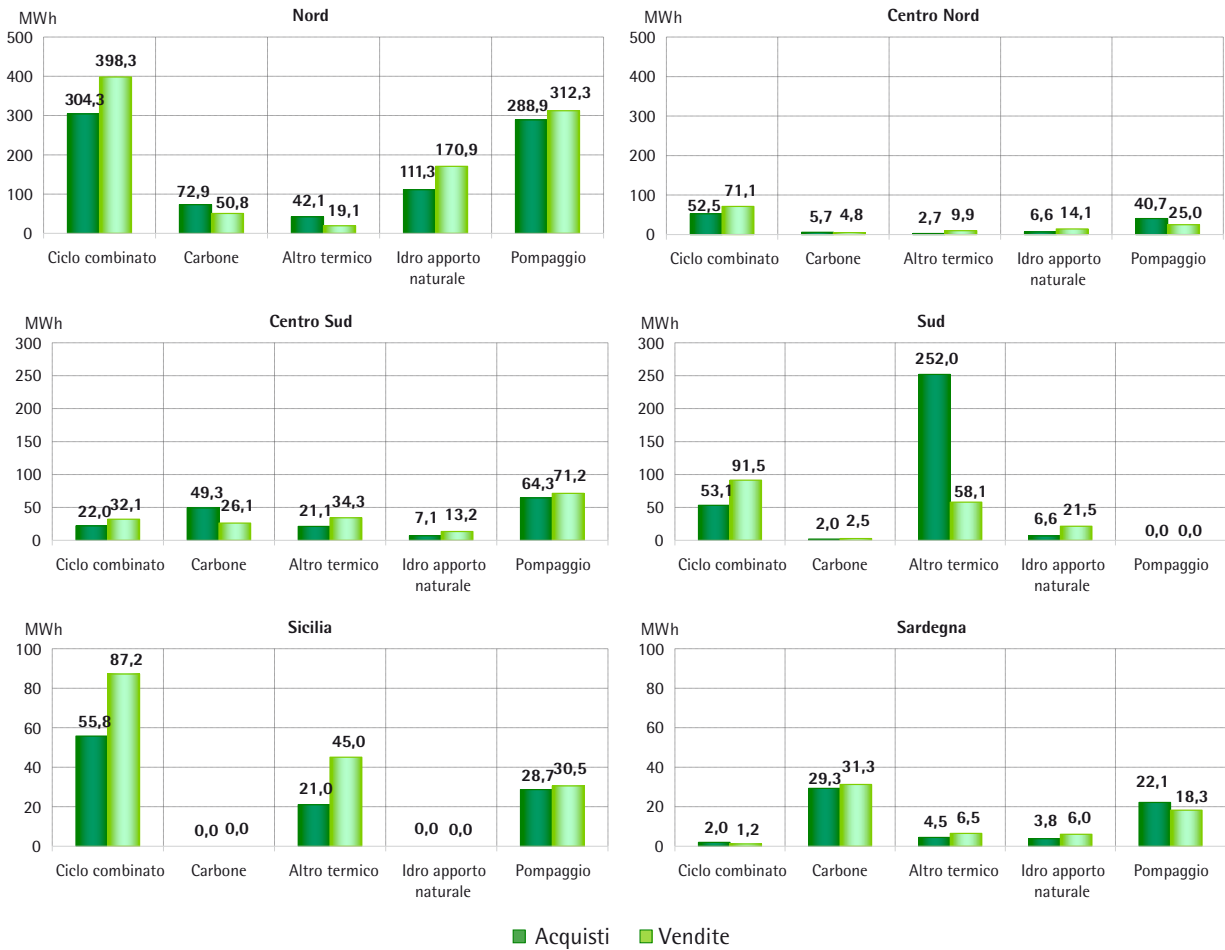
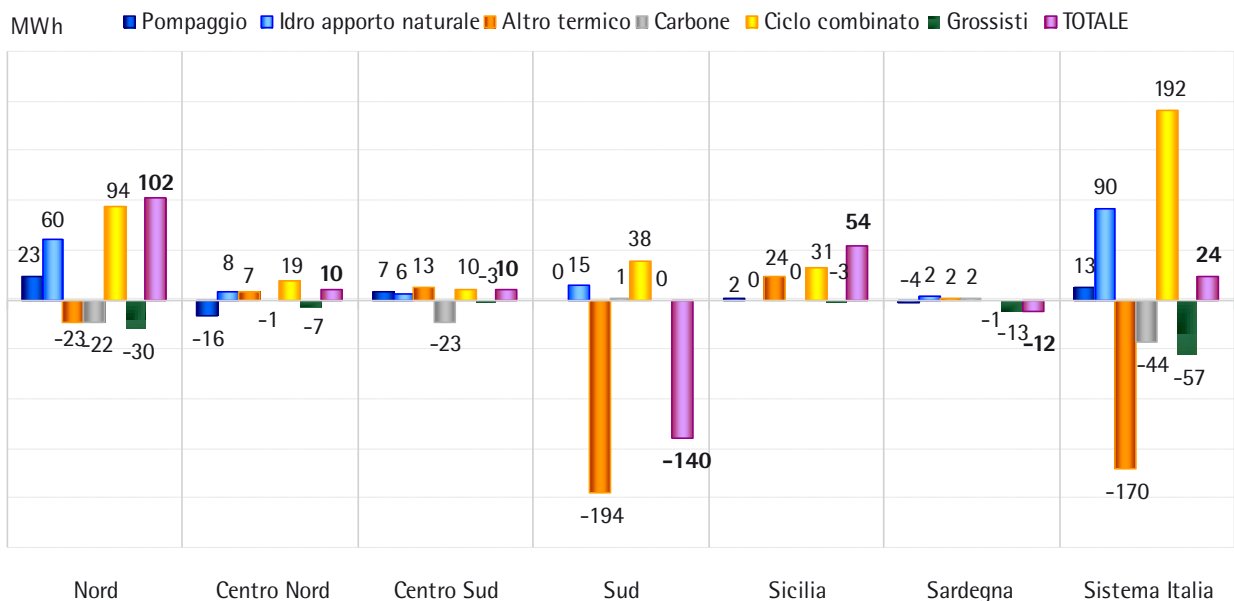


Figura 67 MI – Saldo vendite e acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria. Anno 2010





3

MSD EX ANTE - MERCATO DEI SERVIZI
DI DISPACCIAMENTO



MSD EX ANTE

MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: totale  Tabella 80

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	1.830.800	2.820.222	2.328.417	3.193.273	2.538.892	1.800.472
Centro Nord	695.620	1.335.907	1.947.977	1.686.068	1.254.337	486.725
Centro Sud	944.125	2.655.547	2.331.165	4.327.170	3.037.193	3.245.005
Sud	35.289	41.631	215.603	157.988	196.259	93.717
Calabria			32	84	1.412	1.338
Sicilia	1.180.737	1.596.268	1.938.079	1.786.765	1.639.502	1.893.882
Sardegna	893.473	1.728.430	1.482.378	947.331	1.562.797	1.414.685
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	131.772	389.904	292.834	446.734	105.437	35.028
Turbigo R.				3.414	153.729	132.740
Piombino					66.010	1.097.891
Brindisi	248.624	231.024	89.439	87.284	221.958	72.689
Foggia	114.090	449.986	96.564	101.709	4.368	
Rossano	788.940	1.173.541	805.301	1.726.894	1.265.840	1.230.885
Priolo G.	92.415	96.564	52.030	111.582	120.858	88.313
TOTALE	6.955.884	12.519.023	11.579.819	14.576.298	12.168.593	11.593.371

MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: media oraria  Tabella 81

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	209	322	265	365	290	206
Centro Nord	79	153	222	192	143	56
Centro Sud	108	303	265	494	347	370
Sud	4	5	25	18	22	11
Calabria			0	0	0	0
Sicilia	135	182	221	204	187	216
Sardegna	102	197	169	108	178	161
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	15	45	33	51	12	4
Turbigo R.				7	18	15
Piombino					31	125
Brindisi	28	26	10	10	25	8
Foggia	13	51	11	12	1	
Rossano	90	134	92	197	145	141
Priolo G.	11	11	6	13	14	10
TOTALE	794	1.429	1.318	1.664	1.389	1.323

Tabella 82

MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere: totale

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	8.256.947	8.246.580	6.476.149	6.404.136	7.354.678	6.398.528
Centro Nord	408.683	334.422	317.195	395.315	326.411	348.306
Centro Sud	1.053.568	1.141.573	453.535	754.675	1.236.358	1.226.170
Sud	68.180	83.783	695.153	258.567	187.235	131.359
Calabria			80	67	1.142	1.428
Sicilia	524.477	794.104	445.197	276.732	693.837	573.858
Sardegna	310.611	1.153.305	981.396	1.000.571	991.477	1.046.501
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	406.821	334.650	166.221	424.677	493.989	630.630
Turbigo R.				9.234	342.112	612.802
Piombino					27.764	61.637
Brindisi	1.324.662	785.560	504.401	998.631	1.199.235	1.345.406
Foggia	511.568	629.317	284.436	534.181	130.532	
Rossano	1.194.836	648.055	516.246	539.435	717.201	310.734
Priolo G.	737.680	493.913	418.800	429.023	572.493	383.818
TOTALE	14.798.034	14.645.260	11.258.809	12.025.243	14.274.465	13.071.177

Tabella 83

MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere: media oraria

MWh	2010	2009	2008	2007	2006	2005
<i>Zone fisiche</i>						
Nord	943	941	737	731	840	730
Centro Nord	47	38	36	45	37	40
Centro Sud	120	130	52	86	141	140
Sud	8	10	79	30	21	15
Calabria			0	0	0	0
Sicilia	60	91	51	32	79	66
Sardegna	35	132	112	114	113	119
<i>Poli di produzione limitata</i>						
Monfalcone	46	38	19	48	56	72
Turbigo R.				20	39	70
Piombino					13	7
Brindisi	151	90	57	114	137	154
Foggia	58	72	32	61	20	
Rossano	136	74	59	62	82	35
Priolo G.	84	56	48	49	65	44
TOTALE	1.689	1.672	1.282	1.373	1.630	1.492

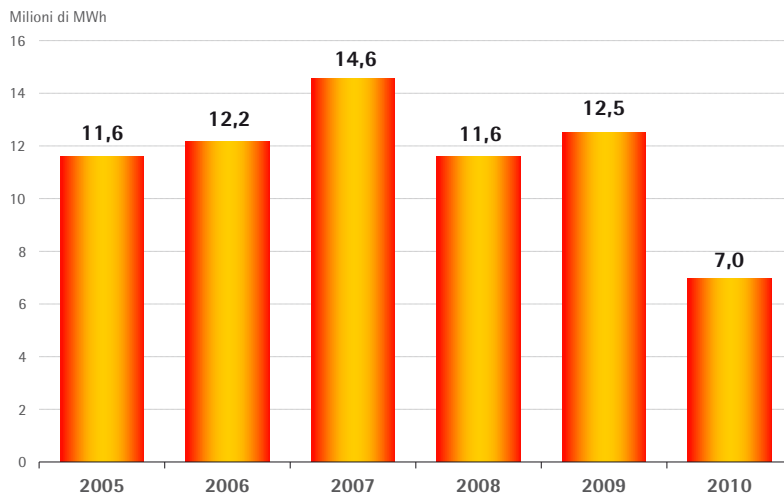
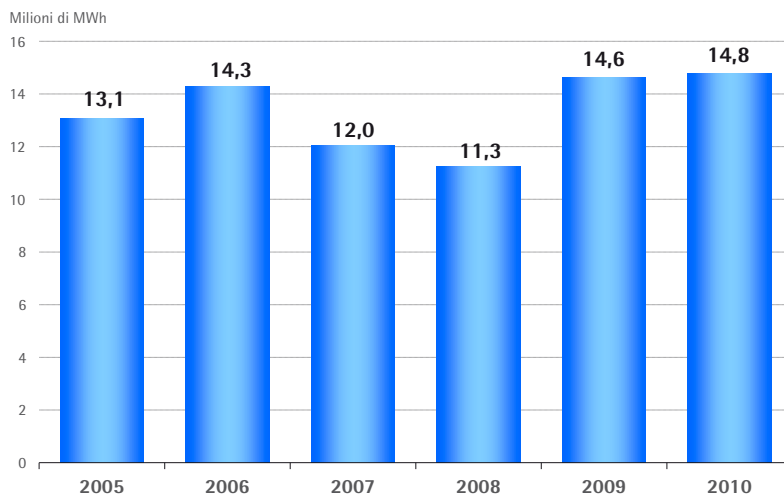
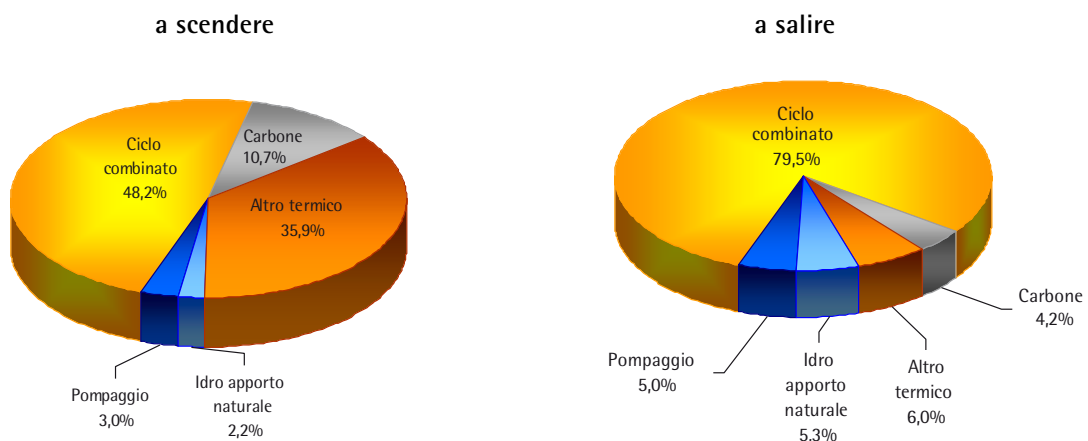
MSD ex ante - Volumi scambiati a salire Figura 68MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere Figura 69MSD ex ante - Volumi scambiati per tipologia di impianto. Anno 2010 Figura 70

Figura 71 MSD ex ante – Volumi zionali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2010

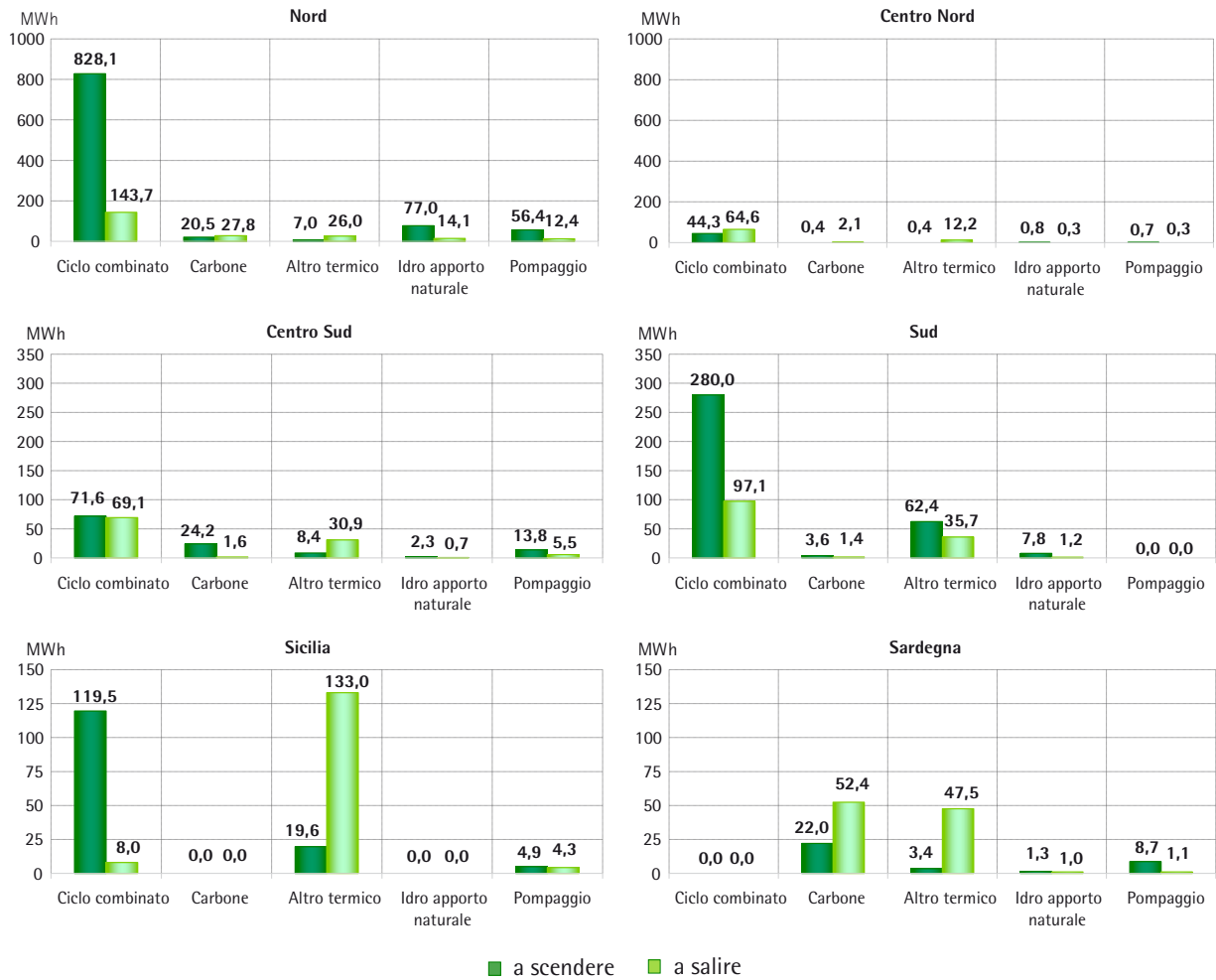
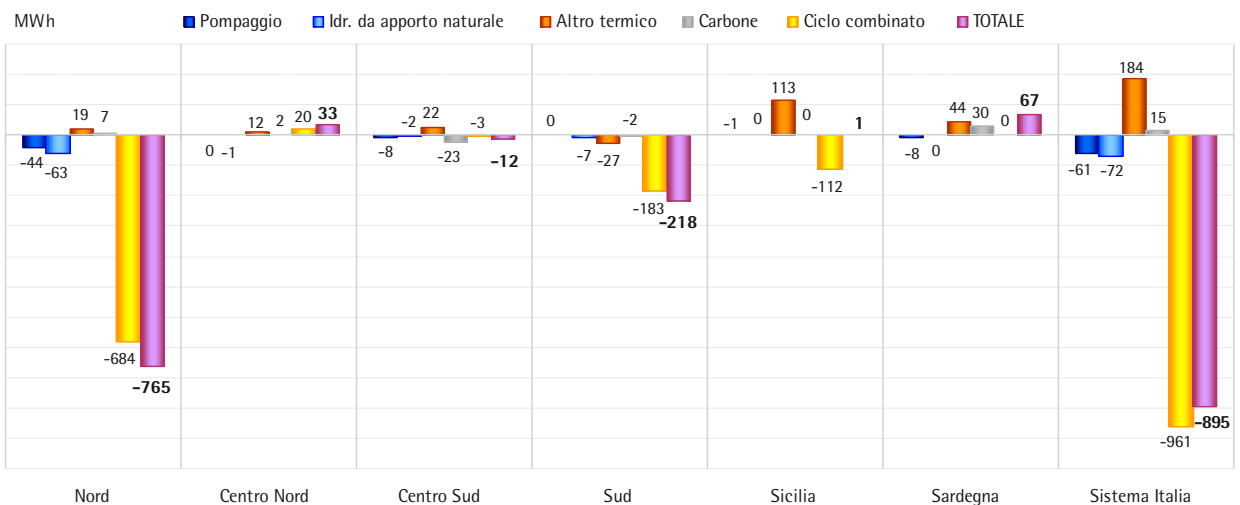
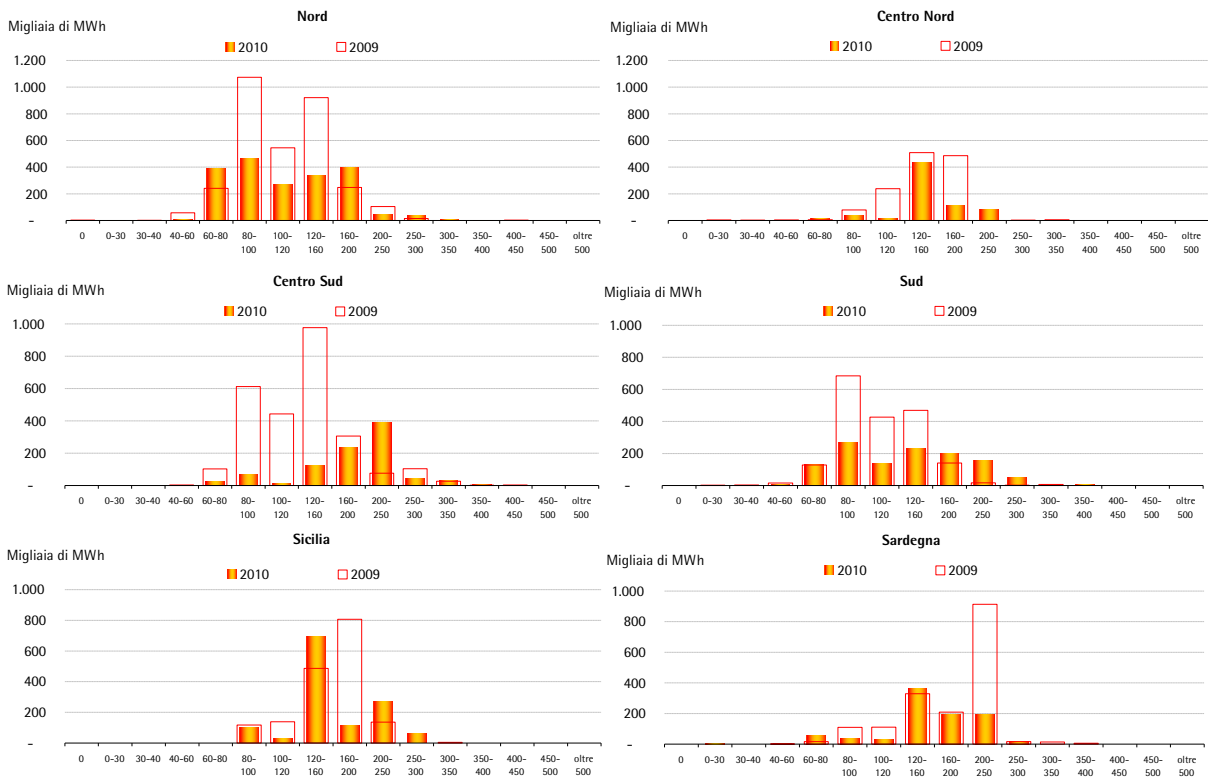


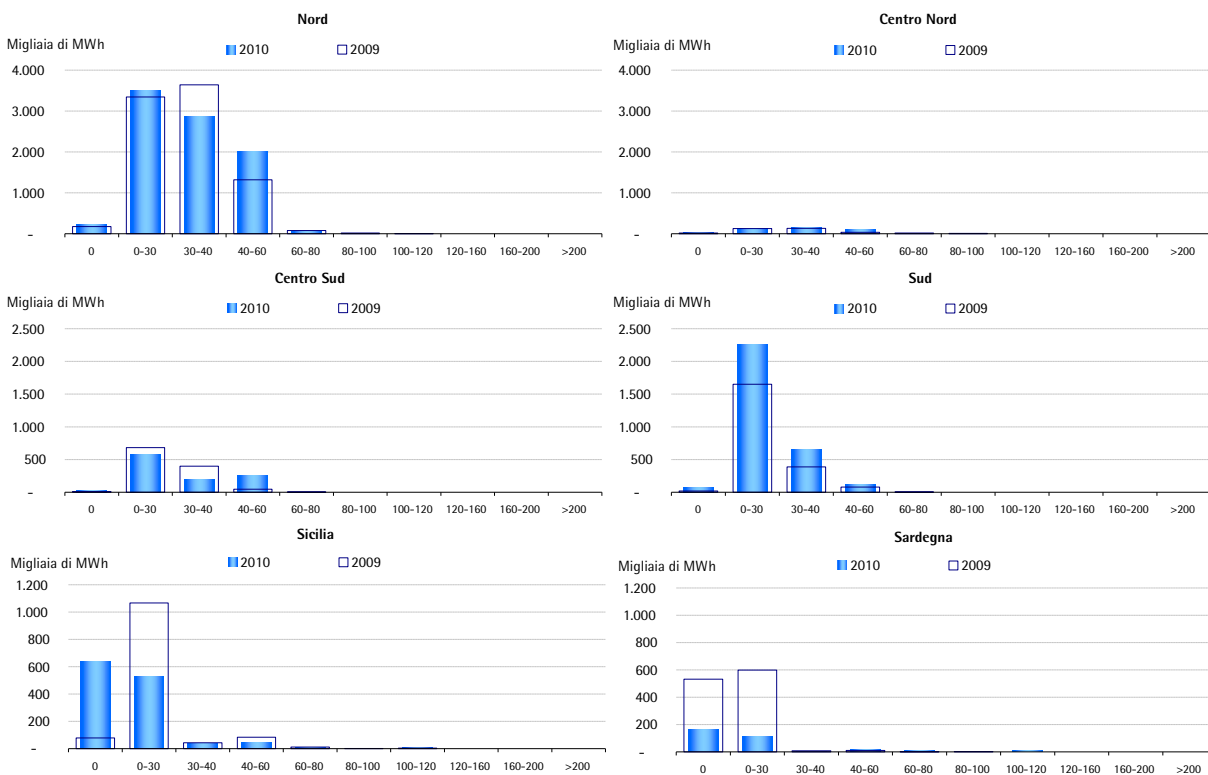
Figura 72 MSD ex ante – Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2010



MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto **Figura 73**



MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto **Figura 74**



4

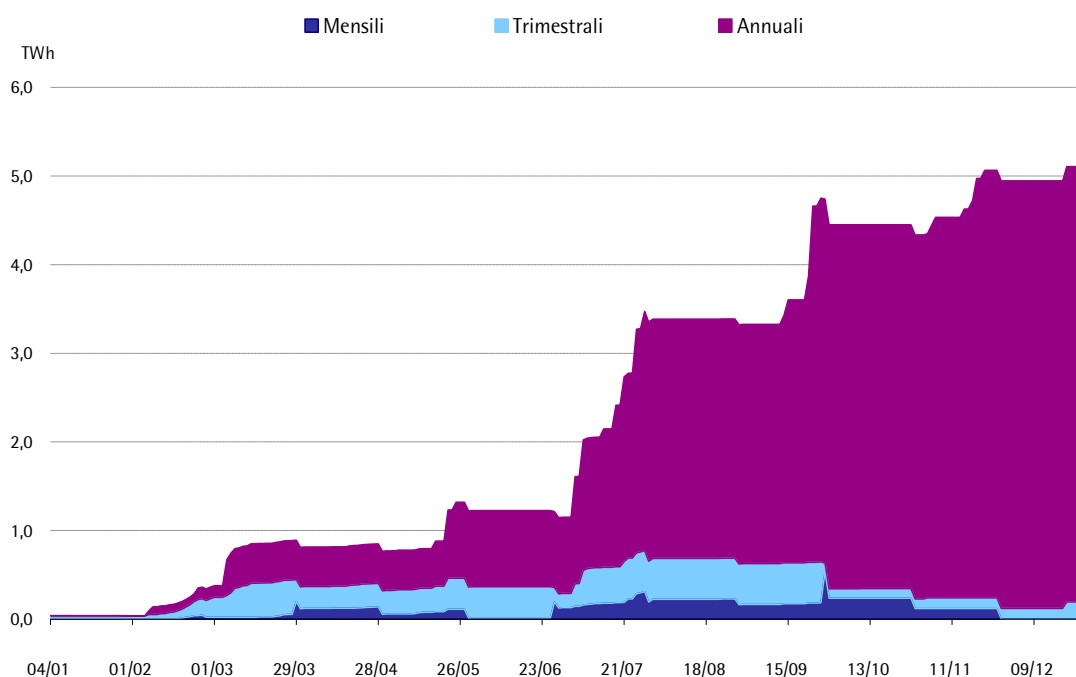
MTE – MERCATO ELETTRICO A TERMINE



MTE – Prodotti in negoziazione nel 2010 Tabella 84

	PRODOTTI BASELOAD				PRODOTTI PEAKLOAD			
	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi mercato		Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi mercato	
	€/MWh	N.	MW	MWh	€/MWh	N.	MW	MWh
Febbraio 2010	62,85	-	-	-	81,71	-	-	-
Marzo 2010	59,30	5	20	14.860	72,40	11	45	12.420
Aprile 2010	60,00	6	35	25.200	70,00	11	65	17.160
Maggio 2010	63,00	3	11	8.184	70,10	25	117	29.484
Giugno 2010	63,30	9	54	38.880	74,20	10	60	15.840
Luglio 2010	70,50	1	5	3.720	87,50	-	-	-
Agosto 2010	66,90	10	95	70.680	80,40	9	85	22.440
Settembre 2010	69,75	-	-	-	85,60	1	10	2.640
Ottobre 2010	65,60	12	145	108.025	75,25	21	255	64.260
Novembre 2010	66,70	-	-	-	83,00	-	-	-
Dicembre 2010	65,50	-	-	-	76,00	-	-	-
Gennaio 2011	69,75	-	-	-	80,91	-	-	-
Febbraio 2011	66,32	-	-	-	76,93	-	-	-
Marzo 2011	64,90	-	-	-	75,28	-	-	-
Aprile 2011	63,00	-	-	-	73,00	-	-	-
Prodotti Mensili		46	365	269.549		88	637	164.244
Il Trimestre 2010	61,05	16	19	41.496	72,98	68	168	131.040
III Trimestre 2010	70,77	48	99	218.592	85,40	2	6	4.752
IV Trimestre 2010	67,85	17	126	278.334	80,88	8	86	68.112
I Trimestre 2011	67,01	6	71	153.289	77,64	3	42	32.256
II Trimestre 2011	63,00	-	-	-	73,00	1	1	0.780
III Trimestre 2011	70,01	1	5	11.040	81,21	-	-	-
IV Trimestre 2011	69,60	-	-	-	81,61	-	-	-
I Trimestre 2012	70,36	-	-	-	81,62	-	-	-
Prodotti Trimestrali		88	320	702.751		82	303	236.940
Anno 2011	67,42	43	461	4.038.360	78,38	13	280	873.600
Anno 2012	70,79	-	-	-	82,12	-	-	-
Prodotti Annuali		43	461	4.038.360		13	280	873.600
TOTALE		177	1.146	5.010.660		183	1.220	1.274.784

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del prodotto

MTE – Posizione aperta: andamento giornaliero Figura 75

PCE - PIATTAFORMA PER CONTI ENERGIA

5



PCE

PCE – Contratti registrati per profilo e posizione netta Tabella 85

Profilo	Totale. MWh				Struttura			
	2010	2009	2008	2007	2010	2009	2008	2007
				<i>Mag-Dic</i>				<i>Mag-Dic</i>
Baseload	72.977.500	36.257.105	30.680.745	16.918.893	30,9%	21,0%	20,1%	17,5%
Off Peak	10.376.043	9.010.700	8.946.983	5.858.379	4,4%	5,2%	5,9%	6,1%
Peak	16.718.071	10.297.008	11.187.852	5.297.652	7,1%	6,0%	7,3%	5,5%
Week-end	12.240	12.960	13.200	1.200	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale Standard	100.083.855	55.577.773	50.828.780	28.076.124	42,4%	32,1%	33,3%	29,0%
NonStandard	134.920.843	117.347.359	101.533.152	68.619.843	57,1%	67,8%	66,6%	71,0%
PCE bilaterali	235.004.697	172.925.132	152.361.932	96.695.967	99,5%	100,0%	100,0%	100,0%
MTE	1.111.303	80.999	57.600	-	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
CDE	97.392	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale PCE	236.213.392	173.006.131	152.419.532	96.695.967	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Posizione netta	153.805.704	132.088.821	122.842.343	82.187.562				

PCE – Transazioni registrate per tipologia di conto Tabella 86

MWh	Conti in immissione				Conti in prelievo			
	2010	2009	2008	2007	2010	2009	2008	2007
				<i>Mag - Dic</i>				<i>Mag - Dic</i>
Baseload	54.801.066	29.664.035	28.019.017	13.184.233	91.153.935	42.958.124	33.390.474	20.653.553
Off Peak	7.871.086	8.833.140	7.897.574	4.424.430	12.881.000	9.188.260	9.996.392	7.292.328
Peak	14.479.531	9.964.932	8.936.700	3.673.608	18.956.611	10.629.084	13.506.204	6.921.696
Week-end	13.800	19.920	12.000	0	10.680	6.000	14.400	2.400
Totale Standard	77.165.483	48.482.027	44.865.291	21.282.271	123.002.226	62.781.468	56.907.470	34.869.977
NonStandard	111.857.759	95.455.813	86.527.899	64.868.775	160.401.316	139.292.954	116.538.404	72.370.911
Transazioni registrate	189.023.242	143.937.840	131.393.190	86.151.046	283.403.542	202.074.422	173.445.874	107.240.887
Posizione netta	153.805.704	132.088.821	122.842.343	82.187.562	153.805.704	132.088.821	122.842.343	82.187.562
Programmi								
Richiesti	121.051.193	107.766.696	113.046.465	78.710.112	129.547.883	101.546.580	104.437.430	70.206.573
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>25.280.053</i>	<i>7.906.845</i>	<i>2.971.513</i>	<i>4.087.109</i>	<i>724</i>	<i>2.282</i>	<i>0</i>	<i>22.761</i>
Registrati	119.309.608	105.698.272	112.303.436	78.555.046	129.502.810	101.526.165	104.409.559	70.191.750
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>23.915.905</i>	<i>5.872.256</i>	<i>2.303.684</i>	<i>3.959.875</i>	<i>0</i>	<i>1.965</i>	<i>0</i>	<i>8.843</i>
Rifiutati	1.741.585	2.068.424	743.029	155.066	45.073	20.415	27.871	14.823
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	<i>1.364.148</i>	<i>2.034.589</i>	<i>667.828</i>	<i>127.234</i>	<i>724</i>	<i>317</i>	<i>0</i>	<i>13.918</i>
Saldo programmi registrati	198.191	5.307.793	7.985.871	8.363.458	10.391.394	1.135.686	91.994	161

Tabella 87

PCE – Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto. Anno 2010

Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	0,5%	3,9%	18,5%	1,8%	68,9%	6,3%	100%
Off Peak	0,4%	11,9%	74,6%	3,5%	9,7%	0,0%	100%
Peak	1,7%	14,9%	31,3%	1,7%	46,3%	4,1%	100%
Week-end	5,9%	94,1%	-	-	-	-	100%
Totale Standard	0,7%	6,6%	26,5%	2,0%	59,0%	5,3%	100%
NonStandard	19,8%	7,8%	52,2%	3,1%	15,4%	1,6%	100%
Totale	11,7%	7,3%	41,3%	2,6%	34,0%	3,2%	100%
	(17,7%)	(8,7%)	(42,1%)	(6,0%)	(24,8%)	(0,7%)	(100,0%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 88

PCE – Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna. Anno 2010

Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	5,1%	10,3%	13,3%	4,4%	66,9%	100%
Off Peak	5,4%	40,7%	45,1%	6,2%	2,6%	100%
Peak	3,4%	22,8%	22,5%	4,5%	46,8%	100%
Week-end	90,2%	9,8%	-	-	-	100%
Totale Standard	4,9%	15,5%	18,1%	4,6%	56,9%	100%
NonStandard	22,9%	18,6%	37,9%	8,9%	11,8%	100%
Totale	15,2%	17,3%	29,5%	7,1%	30,9%	100%
	(19,2%)	(9,1%)	(28,7%)	(14,5%)	(28,4%)	(100,0%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 89

PCE – Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna. Anno 2010

Anticipo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
2 Giorni	8,3%	2,1%	0,1%	0,9%	3,9%	-	15,2%
3 Giorni	0,6%	1,8%	10,7%	0,7%	3,1%	0,5%	17,3%
4 Giorni	0,8%	1,8%	24,2%	0,6%	1,7%	0,4%	29,5%
5 Giorni	0,5%	0,9%	4,6%	0,1%	1,0%	0,0%	7,1%
>5 Giorni	1,4%	0,7%	1,4%	0,5%	24,7%	2,2%	30,9%
Totale	11,6%	7,3%	41,1%	2,6%	34,3%	3,1%	100,0%
	(17,7%)	(8,7%)	(42,1%)	(6,0%)	(24,8%)	(0,7%)	(100,0%)

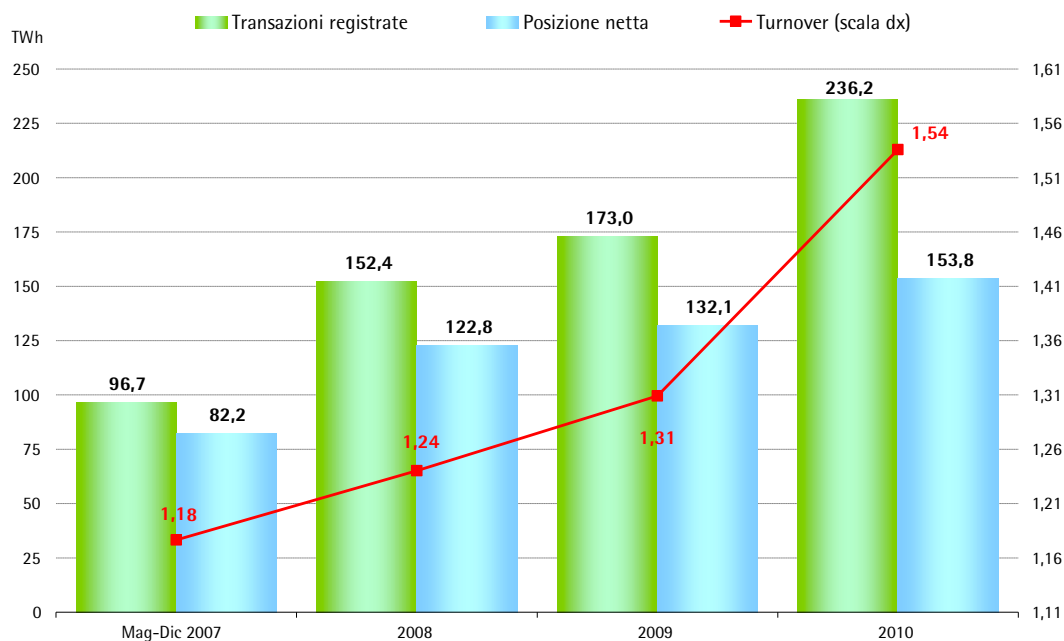
Tabella 90

PCE – Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati. Anno 2010

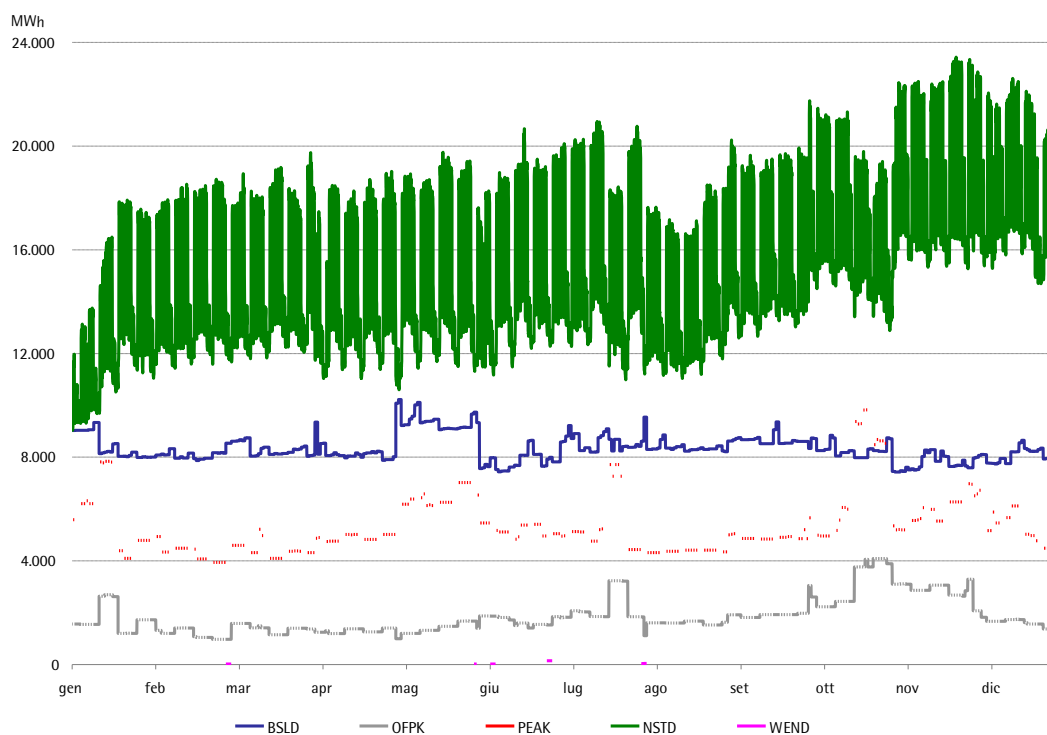
Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	
Baseload	67,3%	1,9%	3,0%	27,9%	100%
Off Peak	53,6%	10,1%	6,0%	30,2%	100%
Peak	75,5%	3,1%	4,0%	17,4%	100%
Week-end	73,5%	19,6%	-	6,9%	100%
Totale Standard	67,3%	2,9%	3,5%	26,4%	100%
NonStandard	68,3%	2,6%	5,6%	23,5%	100%
Totale	67,9%	2,7%	4,7%	24,7%	100%
	(78,6%)	(2,2%)	(1,2%)	(18,0%)	(100,0%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

PCE - Contratti registrati e posizione netta. Anno 2010 Figura 76



PCE - Contratti registrati per profilo: andamento orario. Anno 2010 Figura 77



Indice delle tabelle

Tabella 1 MGP - Prezzo di acquisto	2
Tabella 2 MGP - Prezzo di vendita zonale: baseload	5
Tabella 3 MGP - IVR dei prezzi di vendita zonali: baseload	5
Tabella 4 MGP - Prezzo di vendita zonale: picco	6
Tabella 5 MGP - IVR dei prezzi di vendita zonali: picco	6
Tabella 6 MGP - Prezzo di vendita zonale: fuori picco	7
Tabella 7 MGP - IVR dei prezzi di vendita zonali: fuori picco	7
Tabella 8 MGP - Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2010: Baseload	8
Tabella 9 MGP - Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2010: Ore di picco	8
Tabella 10 MGP - Prezzo di vendita: confronto interzonale. Anno 2010: Ore fuori picco	8
Tabella 11 MGP - Fissazione del prezzo in % del totale volumi venduti	9
Tabella 12 MGP - Zona price maker/taker in % del totale volumi venduti. Anno 2010	9
Tabella 13 MGP - Confronti internazionali: prezzo medio di acquisto delle principali borse europee	14
Tabella 14 MGP - Offerte di acquisto: totale	15
Tabella 15 MGP - Offerte di acquisto: media oraria	16
Tabella 16 MGP - Acquisti: totale	17
Tabella 17 MGP - Acquisti: media oraria	18
Tabella 18 MGP - Acquisti sulle zone estere per TSO: totale	21
Tabella 19 MGP - Acquisti sulle zone estere per TSO: media oraria	21
Tabella 20 MGP - Offerte di vendita: totale	24
Tabella 21 MGP - Offerte di vendita: media oraria	25
Tabella 22 MGP - Vendite: totale	26
Tabella 23 MGP - Vendite: media oraria	27
Tabella 24 MGP - Offerte di vendita non accettate: totale	28
Tabella 25 MGP - Offerte di vendita non accettate: % sul venduto	29
Tabella 26 MGP - Vendite sulle zone estere per TSO: totale	35
Tabella 27 MGP - Vendite sulle zone estere per TSO: media oraria	35
Tabella 28 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - totale nazionale	38
Tabella 29 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - totale nazionale	38
Tabella 30 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Nord	39
Tabella 31 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Nord	39
Tabella 32 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Centro Nord	40
Tabella 33 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Centro Nord	40
Tabella 34 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Centro Sud	41
Tabella 35 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Centro Sud	41
Tabella 36 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sud	42
Tabella 37 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sud	42
Tabella 38 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sicilia	43
Tabella 39 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sicilia	43
Tabella 40 MGP - Vendite per tipologia di impianto e % di successo - Sardegna	44
Tabella 41 MGP - Vendite medie per tipologia di impianto e struttura - Sardegna	44
Tabella 42 MGP - Domanda di energia elettrica. Totale	46
Tabella 43 MGP - Domanda di energia elettrica. Struttura	46
Tabella 44 MGP - Offerta di energia elettrica. Totale	47
Tabella 45 MGP - Offerta di energia elettrica. Struttura	47
Tabella 46 MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere)	51
Tabella 47 MGP - Numero di zone di mercato (escluse le zone estere e le isole)	51
Tabella 48 MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	53

Tabella 49 MGP – Indice di Volatilità Assoluto (IVA) dei corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)	54
Tabella 50 MGP – Rendita da congestione	55
Tabella 51 MGP – Transiti nazionali: limite medio. Anno 2010	57
Tabella 52 MGP – Transiti esteri: capacità media di trasporto assegnata. Anno 2010	57
Tabella 53 MGP – Transiti nazionali: direzione dei flussi. Anno 2010	58
Tabella 54 MGP – Transiti esteri: direzione dei flussi. Anno 2010	58
Tabella 55 MGP – Transiti nazionali: flusso medio. Anno 2010	59
Tabella 56 MGP – Transiti esteri: flusso medio. Anno 2010	59
Tabella 57 MGP – Transiti nazionali: percentuale di saturazione. Anno 2010	60
Tabella 58 MGP – Transiti nazionali: utilizzo medio (quando non saturi). Anno 2010	61
Tabella 59 MGP – Transiti esteri: utilizzo medio della capacità di trasporto assegnata. Anno 2010	61
Tabella 60 MGP – Transiti nazionali: percentuale di inibizione. Anno 2010	62
Tabella 61 MGP – Transiti esteri: percentuale di inibizione. Anno 2010	62
Tabella 62 MGP – Quote di mercato. Anno 2010	67
Tabella 63 MGP – Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI). Anno 2010	68
Tabella 64 MGP – Indice di fissazione del prezzo (IOM). Anno 2010	69
Tabella 65 MGP – Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM). Anno 2010	70
Tabella 66 MGP – Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale. Anno 2010	71
Tabella 67 MGP – Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale. Anno 2010	71
Tabella 68 MA/MI – Prezzo di acquisto	79
Tabella 69 MA/MI – Prezzi zonali: baseload	80
Tabella 70 MA/MI – Prezzi zonali: picco	81
Tabella 71 MA/MI – Prezzi zonali: fuori picco	82
Tabella 72 MA/MI – Acquisti: totale	84
Tabella 73 MA/MI – Dettaglio degli acquisti nel 2009 e 2010: totale	84
Tabella 74 MA/MI – Acquisti: media oraria	85
Tabella 75 MA/MI – Dettaglio degli acquisti nel 2009 e 2010: media oraria	85
Tabella 76 MA/MI – Vendite: totale	86
Tabella 77 MA/MI – Dettaglio delle vendite nel 2009 e 2010: totale	86
Tabella 78 MA/MI – Vendite: media oraria	87
Tabella 79 MA/MI – Dettaglio delle vendite nel 2009 e 2010: media oraria	87
Tabella 80 MSD ex ante – Volumi scambiati a salire: totale	93
Tabella 81 MSD ex ante – Volumi scambiati a salire: media oraria	93
Tabella 82 MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere: totale	94
Tabella 83 MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere: media oraria	94
Tabella 84 MTE – Prodotti in negoziazione nel 2010	99
Tabella 85 PCE – Contratti registrati per profilo e posizione netta	101
Tabella 86 PCE – Transazioni registrate per tipologia di conto	101
Tabella 87 PCE – Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto. Anno 2010	102
Tabella 88 PCE – Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna. Anno 2010	102
Tabella 89 PCE – Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna. Anno 2010	102
Tabella 90 PCE – Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati. Anno 2010	102

Indice delle figure

Figura 1 MGP - Prezzo di acquisto	2
Figura 2 MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)	3
Figura 3 MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)	3
Figura 4 MGP - Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera	4
Figura 5 MGP - Prezzo di acquisto: curva di durata	4
Figura 6 MGP - Prezzo di vendita: baseload	10
Figura 7 MGP - Prezzo di vendita: picco	10
Figura 8 MGP - Prezzo di vendita: fuori picco	10
Figura 9 MGP - Prezzo di vendita: curve medie orarie	11
Figura 10 MGP - Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera. Anno 2010	12
Figura 11 MGP - Prezzo di vendita: curve di durata. Anno 2010	13
Figura 12 MGP - Acquisti: curve medie orarie	19
Figura 13 MGP - Acquisti per zona: curve medie orarie	20
Figura 14 MGP - Acquisti totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)	21
Figura 15 MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera	22
Figura 16 MGP - Acquisti sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2010	23
Figura 17 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2010	30
Figura 18 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2010	30
Figura 19 MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2010	31
Figura 20 MGP - Offerte nelle zone: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2010	32
Figura 21 MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno lavorativo. Anno 2010	33
Figura 22 MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie giorno festivo. Anno 2010	34
Figura 23 MGP - Vendite totali sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)	35
Figura 24 MGP - Saldo vendite/acquisti sulle zone estere (al netto delle compensazioni e soccorsi)	35
Figura 25 MGP - Vendite sulle zone estere per frontiera	36
Figura 26 MGP - Vendite sulle zone estere per frontiera: andamento orario. Anno 2010	37
Figura 27 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - totale nazionale. Anno 2010	38
Figura 28 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Nord. Anno 2010	39
Figura 29 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Centro Nord. Anno 2010	40
Figura 30 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Centro Sud. Anno 2010	41
Figura 31 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sud. Anno 2010	42
Figura 32 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sicilia. Anno 2010	43
Figura 33 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario - Sardegna. Anno 2010	44
Figura 34 MGP - Vendite per tipologia di impianto. Anno 2010	45
Figura 35 MGP - Acquisti: struttura della borsa	46
Figura 36 MGP - Vendite: struttura della borsa	47
Figura 37 MGP - Liquidità: evoluzione strutturale	48
Figura 38 MGP - Liquidità	48
Figura 39 MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera. Anno 2010	48
Figura 40 MGP - Volumi scambiati (vendite/acquisti)	49
Figura 41 MGP - Acquisti bilaterali	49
Figura 42 MGP - Vendite bilaterali	49
Figura 43 MGP - Saldo programmi PCE lato vendita	50
Figura 44 MGP - Saldo programmi PCE lato acquisto	50
Figura 45 MGP - Valore delle transazioni	50
Figura 46 MGP - Numero medio di zone di mercato	51
Figura 47 MGP - Configurazioni di mercato più frequenti. Anno 2010	52
Figura 48 MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera. Anno 2010	55

Figura 49 MGP – Rendita da congestione	56
Figura 50 MGP – Rendita da congestione per transito	56
Figura 51 MGP – Rendita unitaria da congestione per transito	56
Figura 52 MGP – Transiti esteri. Anno 2010	63
Figura 53 MGP – Transiti nazionali. Anno 2010	64
Figura 54 MGP – HHI sulle vendite. Anno 2010	72
Figura 55 MGP – HHI: curve di durata	73
Figura 56 MGP – IOR: curve di durata	74
Figura 57 MGP – IORh. Anno 2010	75
Figura 58 MGP – IORq. Anno 2010	75
Figura 59 MGP – IOM del primo operatore. Anno 2010	75
Figura 60 MGP – ITM. Anno 2010	76
Figura 61 MA/MI – Prezzo di acquisto	79
Figura 62 MA/MI – Prezzi zonali	83
Figura 63 MA/MI – Volumi scambiati (acquisti/vendite)	88
Figura 64 MA/MI – Valore delle transazioni	88
Figura 65 MI – Vendite e acquisti per tipologia di impianto. Anno 2010	89
Figura 66 MI – Volumi zonali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2010	90
Figura 67 MI – Saldo vendite e acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria. Anno 2010	90
Figura 68 MSD ex ante – Volumi scambiati a salire	95
Figura 69 MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere	95
Figura 70 MSD ex ante – Volumi scambiati per tipologia di impianto. Anno 2010	95
Figura 71 MSD ex ante – Volumi zonali per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2010	96
Figura 72 MSD ex ante – Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria. Anno 2010	96
Figura 73 MSD ex ante – Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto	97
Figura 74 MSD ex ante – Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto	97
Figura 75 MTE – Posizione aperta: andamento giornaliero	99
Figura 76 PCE – Contratti registrati e posizione netta. Anno 2010	103
Figura 77 PCE – Contratti registrati per profilo: andamento orario. Anno 2010	103