

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico:
maggio 2008
pagine 2, 3 e 4

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee: maggio 2008
pagine 5 e 6

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica: maggio 2008
pagina 7

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi: maggio 2008
pagina 8

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: maggio 2008
pagina 9

ANALISI

Garanzie d'origine: stato dell'arte e
prospettive
di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi
pagine 10 e 11

FOCUS

Prestigiacomò, l'impegno
dell'Italia per 'Kyoto 2'
Intervista al Ministro dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del
Mare On. Stefania Prestigiacomò
pagina 12

APPROFONDIMENTI

Meccanismi di Mercato per il
Bilanciamento della Rete di
Trasmissione del Gas Naturale
di Alberto Cavaliere,
Università di Pavia
pagine 13, 14 e 15

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 16

APPUNTAMENTI

pagina 17 e 18

PRESTIGIACOMO, L'IMPEGNO DELL'ITALIA PER 'KYOTO 2'

*Intervista al Ministro
dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
On. Stefania Prestigiacomò*

Il ministro dell'Ambiente:
"L'Europa, definita una
piattaforma comune per il
vertice di Copenhagen del
2009. Ribadiremo il principio
che chi più inquina deve
tagliare di più".

Lo sviluppo sostenibile è una
scelta obbligata, ma nel nostro
Paese occorre superare la
sindrome Nimby.

Sul nucleare il dicastero
rimarca: "Non è la soluzione a
tutti i problemi energetici ma
contribuisce a diversificare le
nostre fonti. Non mancheranno
i privati interessati".

La sfida del futuro? "Puntare
sulla seconda generazione di
biocarburanti".

**Lei ha chiesto recentemente
in Giappone di ridiscutere gli
impegni italiani sugli obiettivi
di riduzione delle emissioni
di gas serra. Cosa intende,
considerando che le decisioni
a livello europeo sono state
prese?**

Ci sono decisioni già assunte,
che riguardano il periodo 2004-
2012 ed altre da prendere che
riguardano il futuro, fino al
2020. Per quanto riguarda gli

impegni di "Kyoto 1", l'Italia
si è impegnata a ridurre le
emissioni di gas serra del 6,5%.
All'atto del mio insediamento
ho trovato un Paese che non solo
non ha ridotto le emissioni ma
le ha aumentate del 12%. Ciò
deriva da molti fattori, in primo
luogo la nostra quasi totale
dipendenza dai combustibili
fossili, principali produttori di
Co2 (al contrario dei nostri
partner europei che fanno



ampio ricorso al nucleare),
ma anche dalle modalità di
ripartizione dei tagli di
emissioni definite a suo tempo
in sede europea che hanno
penalizzato l'Italia, che pur
avendo un sistema più moderno
e meno inquinante rispetto
agli altri "grandi" europei, ha
concordato tagli gravosi, anche
economicamente, che si sono
rivelati di fatto insostenibili.

Per il futuro, l'Europa intende
definire una piattaforma
comune da portare al vertice
di Copenhagen che alla fine

del 2009 definirà gli obiettivi
di "Kyoto 2", fino al 2020.
Tale intesa non è stata ancora
raggiunta e l'Italia intende far
valere in sede comunitaria le
proprie esigenze e ribadire il
principio che chi più inquina
deve tagliare di più.

**Ad oggi l'Italia non ha
ancora un documento
programmatico che delinea in
maniera coordinata le proprie
politiche rispetto agli obiettivi
europei di contenimento delle
emissioni di gas serra, di
miglioramento dell'efficienza
energetica e di sviluppo delle
fonti rinnovabili, compresi i
biocarburanti. Cosa intende
fare questo governo?**

L'esecutivo si è insediato da
meno di un mese. Gli obiettivi
europei li stiamo discutendo.
Fa parte del programma
di governo la promozione
delle fonti rinnovabili e
la consapevolezza che per
l'Italia lo sviluppo sostenibile
è una scelta obbligata visti i
prezzi che hanno raggiunto gli
idrocarburi. In questo ambito
si inserisce anche l'opzione
nucleare che non è la soluzione
a tutti i nostri problemi
energetici ma contribuisce a
diversificare le nostre fonti,
accrescere l'autonomia
energetica del nostro Paese ed è
una fonte a "zero emissioni" di

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/MAGGIO 2008

A cura del GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) è stato pari a 80,09 €/MWh, in diminuzione di 0,53 €/MWh rispetto a aprile (-0,7%) ma in aumento di 17,06 €/MWh (+27,1%) rispetto a maggio 2007 (Grafico 1). Su base annua i rialzi più consistenti del PUN si sono ancora registrati nelle ore di bassa domanda (+47,0% nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e +34,0% nei

giorni festivi), dove si consolida una tendenza in atto dagli ultimi mesi del 2007; nelle ore di picco il PUN è cresciuto del 15,4%, portandosi a 104,81 €/MWh (Tabella 1). Per quanto concerne i prezzi di vendita zonali, si segnala da un lato la netta flessione congiunturale del prezzo nella zona Nord (-6,6%), il cui prezzo è sceso a 74,04 €/MWh, e quella più contenuta (attorno al 2%) delle altre zone continentali (eccetto la

Calabria), dall'altro l'impennata del prezzo nelle due isole, che ha raggiunto quota 120,57 €/MWh in Sardegna (+47,7% rispetto al mese precedente) e 132,13 €/MWh in Sicilia (+28,2%). Le tensioni sui prezzi sono in larga misura riconducibili ad una riduzione dell'offerta interna in entrambe le isole ed all'impossibilità, in diversi giorni del mese, di importare energia dal continente a causa dell'inibizione dei rispettivi transiti (Grafico 2).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2008	2007	Var vs 2007		Borsa		Sistema Italia		2008	2007
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Maggio	80,09	63,03	17,06	27,1%	24.014	-6,1%	36.410	-0,6%	66,0%	69,9%
<i>Giorno lavorativo</i>	83,56	66,59	16,97	25,5%	25.689	-5,8%	39.091	-0,2%	65,7%	69,7%
<i>ore di picco</i>	104,81	90,80	14,01	15,4%	28.405	-7,1%	43.548	-0,5%	65,2%	69,9%
<i>ore fuori picco</i>	62,30	42,38	19,92	47,0%	22.974	-4,2%	34.635	0,3%	66,3%	69,4%
<i>Giorno festivo</i>	72,81	54,33	18,48	34,0%	20.496	-4,4%	30.779	1,2%	66,6%	70,5%
<i>Minimo orario</i>	26,05	22,04			14.782		24.601		60,1%	64,5%
<i>Massimo orario</i>	161,55	137,09			32.090		46.982		72,1%	76,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

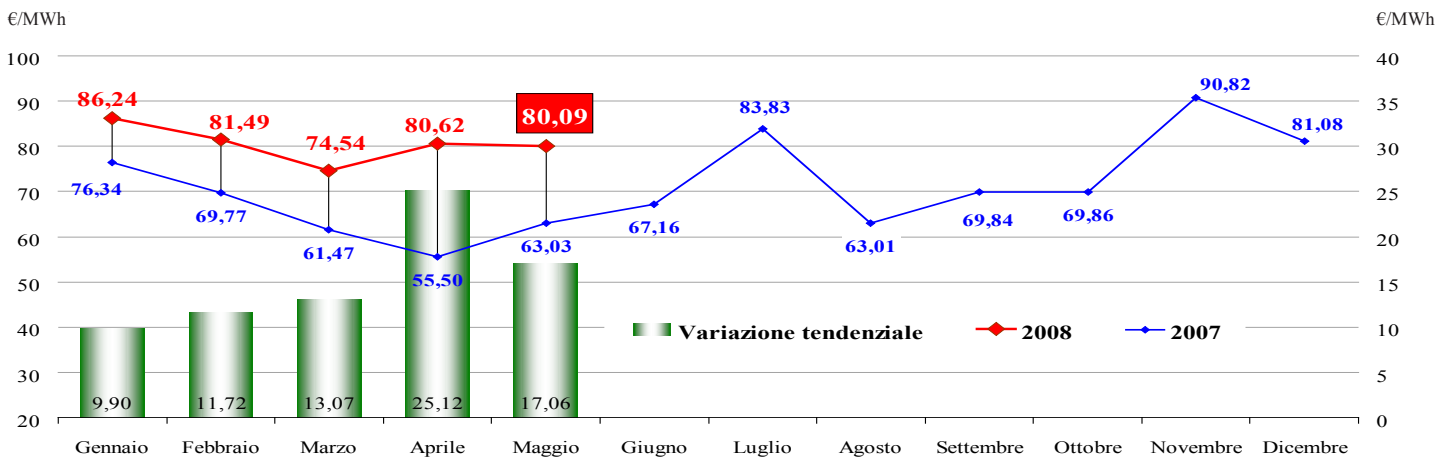
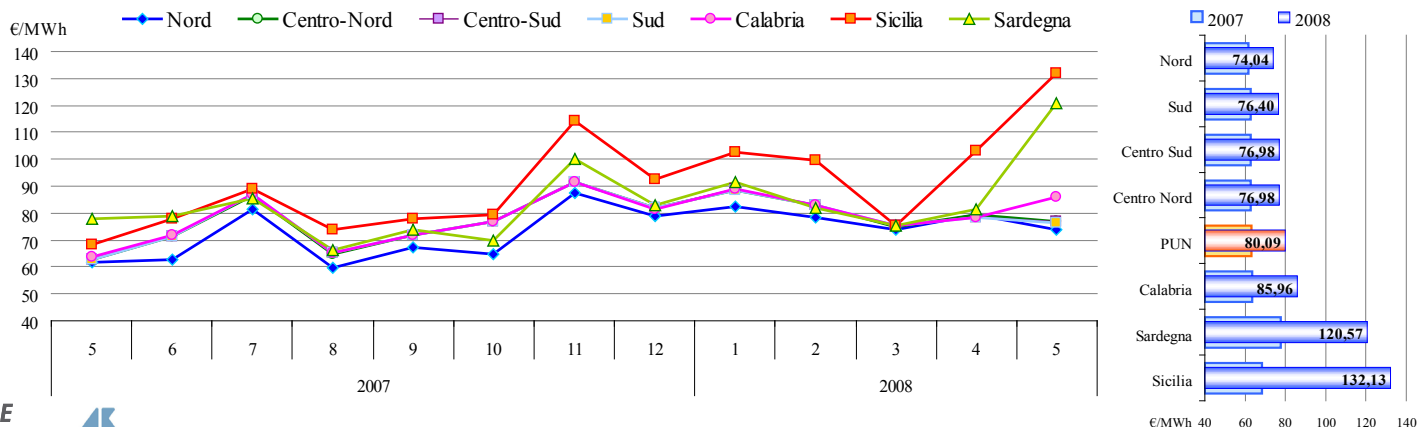


Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/MAGGIO 2008

[CONTINUA]

Nella borsa dell'energia elettrica sono stati scambiati 17,9 milioni di MWh, con una diminuzione tendenziale del 6,1%; tale flessione, la prima dopo una lunga serie di rialzi iniziata nell'aprile dello scorso anno, è da

ricondurre alla repentina crescita degli scambi registrati nel maggio 2007 in coincidenza dell'avvio della Piattaforma per Conti Energia (PCE). Nel Sistema Italia gli scambi di energia sono ammontati a 27,1 milioni di MWh (-0,6%)

(Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pari al 66,0%, è pertanto risultata inferiore di 3,9 punti percentuali rispetto a maggio 2007, ma in ripresa di 1,0 punti percentuali rispetto al mese precedente (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.866.479	-6,1%	66,0%
Operatori	11.368.153	-13,2%	42,0%
GSE	3.742.945	6,7%	13,8%
Zone estere	1.856.634	24,1%	6,9%
Saldo programmi PCE	349.406	-57,3%	1,3%
Offerte integrative	549.341	378,7%	2,0%
Contratti bilaterali	9.222.551	12,3%	34,0%
Bilaterali esteri	2.405.277	-8,5%	8,9%
Bilaterali nazionali	7.166.681	12,0%	26,5%
Saldo programmi PCE	-349.406		-1,3%
VOLUMI VENDUTI	27.089.030	-0,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	13.145.956	25,9%	
OFFERTA TOTALE	40.234.986	6,8%	

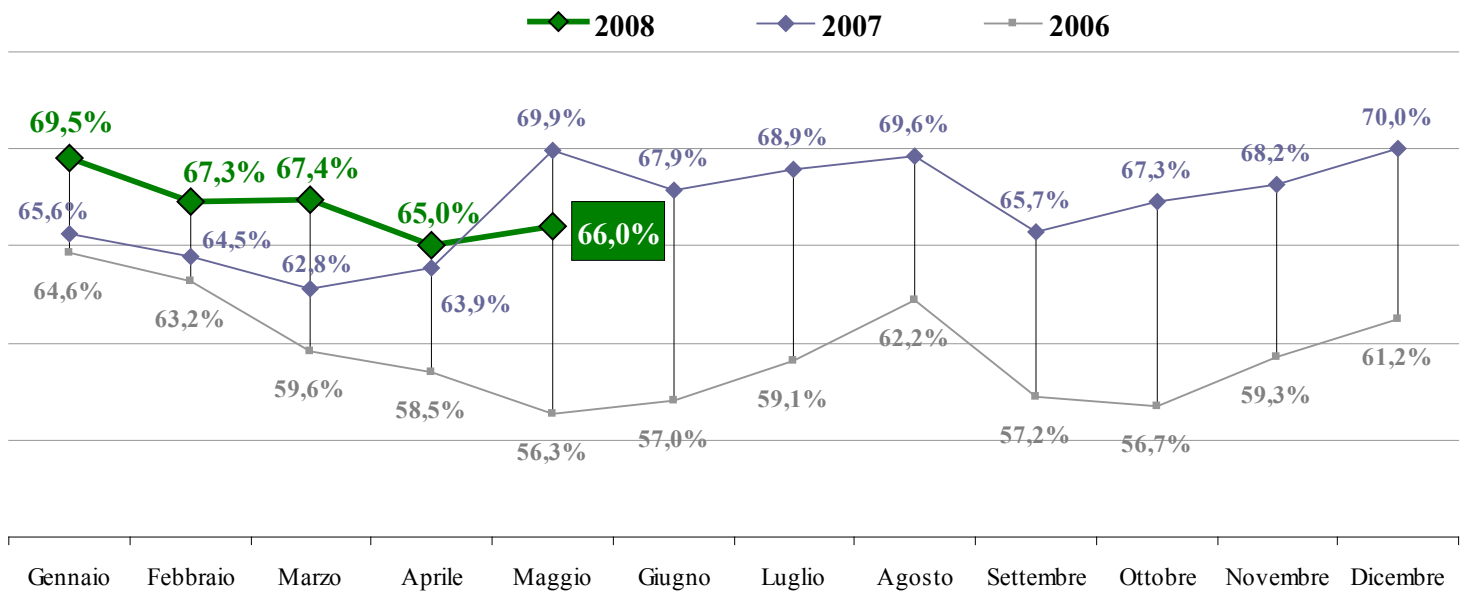
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.866.479	-6,1%	66,0%
Acquirente Unico	5.565.221	-37,3%	20,5%
Altri operatori	11.378.604	29,8%	42,0%
Pompaggi	443.711	-25,1%	1,6%
Zone estere	268.120	20,8%	1,0%
Saldo programmi PCE	28.388	-	0,1%
Offerte integrative	182.435	-68,2%	0,7%
Contratti bilaterali	9.222.551	12,3%	34,0%
Bilaterali esteri	22.000	-13,1%	0,1%
Bilaterali nazionali AU	1.668.872	10,5%	6,2%
Bilaterali nazionali altri operatori	7.560.067	13,2%	27,9%
Saldo programmi PCE	-28.388		
VOLUMI ACQUISTATI	27.089.030	-0,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.607.677	278,9%	
DOMANDA TOTALE	28.696.707	3,7%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'offerta di energia elettrica, pari a 40,2 milioni di MWh (54.079 MWh medi orari), è aumentata mediamente su base annua di 3.429 MWh (+6,8%) grazie alla crescita dell'offerta delle unità di produzione nazionale (+3.545

MWh; +8,0%); in lieve riduzione l'offerta estera (-116 MWh; -1,9%) (Tabella 4). La domanda nazionale di energia elettrica (acquisti), pari a 26,8 milioni di MWh (-0,7%), è leggermente diminuita nella macrozona Nord

(-1,1%) e si è confermata al livello dello scorso anno nelle altre aree del Paese; le esportazioni (acquisti sulle zone estere), di modesta entità (0,3 milioni di MWh), hanno invece segnato un aumento del 17,3% (Tabella 4).

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/MAGGIO 2008

[CONTINUA]

Le vendite di energia elettrica nazionali, pari a 22,8 milioni di MWh (-1,3%), sono diminuite nella MzNord (-5,1%) ed in Sardegna (-9,1%), aumentate nella MzSud (+5,9%), invariate in Sicilia. In aumento le

importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,3 milioni di MWh (+3,3%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela un vistoso calo su base annua delle vendite degli impianti termoelettrici tradizionali (-2.536

MWh in media oraria, -22,3%) e la sostanziale stabilità degli impianti a ciclo combinato. In aumento le vendite da impianti idroelettrici da apporto naturale (+1.383 MWh; +42,0%) ed eolici (+355 MWh, +147,8%) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

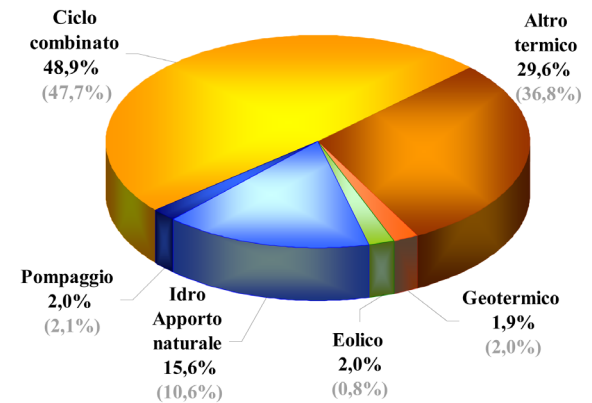
Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	18.385.858	24.712	+4,5%	12.210.805	16.412	-5,1%	14.988.217	20.145	-1,1%
MzSud	13.773.315	18.513	+16,2%	8.221.845	11.051	+5,9%	9.305.900	12.508	-0,3%
MzSicilia	2.315.011	3.112	+1,7%	1.489.087	2.001	+0,5%	1.514.188	2.035	+0,3%
MzSardegna	1.326.621	1.783	-7,9%	905.383	1.217	-9,1%	990.605	1.331	+0,0%
Totale nazionale	35.800.805	48.119	+8,0%	22.827.120	30.682	-1,3%	26.798.910	36.020	-0,7%
MzEstero	4.434.182	5.960	-1,9%	4.261.910	5.728	+3,3%	290.120	390	+17,3%
Sistema Italia	40.234.986	54.079	+6,8%	27.089.030	36.410	-0,6%	27.089.030	36.410	-0,6%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	2008		2007		Variazione	
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%
Termoelettrico	17.905.002	24.066	19.896.479	26.743	-2.677	-10,0%
Ciclo combinato	10.884.494	14.630	10.968.451	14.743	-113	-0,8%
Geotermico	433.479	583	454.513	611	-28	-4,6%
Altro termico	6.587.028	8.854	8.473.516	11.389	-2.536	-22,3%
Idroelettrico	3.929.711	5.282	2.927.119	3.934	1.348	34,3%
Apporto naturale	3.477.700	4.674	2.448.499	3.291	1.383	42,0%
Pompaggio	452.011	608	478.621	643	-36	-5,6%
Eolico	443.065	596	178.773	240	355	147,8%
Totale Vendite	22.277.778	29.943	23.002.372	30.917	-974	-3,2%
Off.Integrative	549.341	738	114.753	154	584	378,7%
Totale Vendite Nazionali	22.827.120	30.682	23.117.125	31.071	-390	-1,3%



Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE), le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a maggio, sono state 12,9 milioni di MWh con un aumento su base annua del 12,4%; i contratti non standard hanno registrato una

crescita più rilevante (+17,8%) rispetto ai contratti standard (+2,3%). Tra questi ultimi, rispetto ad un anno fa, è decisamente cresciuto il profilo peak (+41,6%) a svantaggio del baseload (-6,9%). Le transazioni registrate hanno determinato una

posizione netta dei conti energia di 10,4 milioni di MWh (+10,0%). Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 9,6 milioni di MWh (+6,0%); nei conti in prelievo 9,3 milioni di MWh (+12,7%) (Tabella 6).

Tabella 6: PCE, transazioni registrate e programmi

Fonte: GME

Profilo	Transazioni registrate			Programmi	Immissione			Prelievo		
	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	2.529.729	-6,9%	19,6%	Richiesti	9.604.159	6,2%	100,0%	9.266.139	12,8%	100,0%
Off Peak	671.040	3,8%	5,2%	di cui con indicazione di prezzo	193.284	-78,9%	2,0%	-	-	-
Peak	878.064	41,6%	6,8%	Registrati	9.571.957	6,0%	99,7%	9.250.939	12,7%	99,8%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	161.561	-82,2%	1,7%	-	-	-
Totale Standard	4.078.833	2,3%	31,7%	Rifiutati	32.201	127,5%	0,3%	15.200	-	0,2%
Totale Non standard	8.805.548	17,8%	68,3%	di cui con indicazione di prezzo	31.722	408,0%	0,3%	-	-	-
Totale	12.884.381	12,4%	100,0%							
Posizione netta	10.427.056	10,0%	80,9%	Saldo programmi	349.406	-57,3%		28.388	-	

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE/MAGGIO 2008

A cura del GME

Petrolio e Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters

		Prezzi			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
Brent (\$/bbl)		123,12	13,1%	82,7%		
Brent (€/bbl)		79,10	14,6%	58,5%	-	-
Tasso di cambio €//\$		1,56	-1,0%	15,5%		
IPEX (€/MWh)	Base	80,09	-0,7%	27,1%	17,9	-6,1%
	<i>Peak</i>	<i>104,81</i>	<i>-0,7%</i>	<i>15,4%</i>		
	<i>Off peak</i>	<i>62,30</i>	<i>-8,8%</i>	<i>47,0%</i>		
	<i>Festivo</i>	<i>72,81</i>	<i>10,5%</i>	<i>34,0%</i>		
EEX (€/MWh)	Base	56,24	-16,6%	71,4%	10,8	28,0%
	<i>Peak</i>	<i>77,65</i>	<i>-13,6%</i>	<i>59,0%</i>		
	<i>Off peak</i>	<i>46,75</i>	<i>-19,9%</i>	<i>87,1%</i>		
	<i>Festivo</i>	<i>43,71</i>	<i>-15,8%</i>	<i>91,6%</i>		
Powernext (€/MWh)	Base	56,43	-19,8%	86,9%	4,0	19,5%
	<i>Peak</i>	<i>78,03</i>	<i>-17,0%</i>	<i>77,7%</i>		
	<i>Off peak</i>	<i>46,67</i>	<i>-23,8%</i>	<i>97,9%</i>		
	<i>Festivo</i>	<i>43,99</i>	<i>-17,5%</i>	<i>104,7%</i>		
OMEL (€/MWh)	Base	56,28	0,2%	69,9%	18,4	15,4%
	<i>Peak</i>	<i>60,80</i>	<i>1,8%</i>	<i>57,1%</i>		
	<i>Off peak</i>	<i>52,50</i>	<i>-1,5%</i>	<i>75,4%</i>		
	<i>Festivo</i>	<i>55,50</i>	<i>0,2%</i>	<i>83,7%</i>		
NordPool (€/MWh)	Base	25,80	-31,9%	20,7%	23,9	8,9%
	<i>Peak</i>	<i>36,77</i>	<i>-13,9%</i>	<i>53,8%</i>		
	<i>Off peak</i>	<i>22,89</i>	<i>-37,3%</i>	<i>11,4%</i>		
	<i>Festivo</i>	<i>17,34</i>	<i>-48,6%</i>	<i>-10,2%</i>		
PME (€/MWh)	Base	56,30	-17,5%	75,4%	-	-
	<i>Peak</i>	<i>77,74</i>	<i>-14,5%</i>	<i>63,7%</i>		
	<i>Off peak</i>	<i>46,75</i>	<i>-21,0%</i>	<i>90,1%</i>		
	<i>Festivo</i>	<i>43,81</i>	<i>-16,3%</i>	<i>95,2%</i>		

Il mese di maggio registra una nuova fiammata del Brent, la nona consecutiva e la più forte, che si attesta a 123,12 \$/bbl, con un incremento del 13,1% su aprile e dell'82,7% rispetto ad un anno fa. Le variazioni del tasso di cambio, in lieve calo congiunturale a 1,56 €/\$, sebbene più alto di un anno fa, comportano un rincaro del Brent in € del +14,6% rispetto ad aprile e del +58,5% su base annua.

Contestualmente la riduzione della domanda che caratterizza tipicamente il mese di maggio ha fatto registrare un raffreddamento generale delle quotazioni dell'energia sulle principali borse europee, che mostrano

ribassi congiunturali compresi tra -0,7% di IpeX e -31,9% di NordPool, con la sola eccezione di Omel (+0,2%). Relativamente stabile il ranking delle borse, con IpeX che si conferma la borsa col prezzo più alto (80,09 €/MWh), seguita da Powernext (56,43 €/MWh) e da EEX (56,24 €/MWh). Tale andamento riduce, ma non inverte, lo scenario di prezzi dell'energia elevati indotti dal Brent, con incrementi tendenziali in doppia cifra compresi tra il +20,7% di NordPool e il +86,9% di Powernext.

La maggior riduzione dei prezzi europei rispetto a quelli italiani determina un forte aumento della differenza tra Prezzo Unico Nazionale (PUN) e Prezzo Medio Europeo (PME)¹, quasi raddoppiata rispetto ad aprile con 23,8 €/MWh e tuttavia inferiore di quasi il

22% rispetto ad un anno fa. Da rilevare nella seconda metà del mese i segni di riduzione del differenziale di prezzo col PME.

Anche a maggio, infine, si conferma la fase di crescita dei volumi scambiati su tutte le borse europee, sebbene meno intensi che negli ultimi mesi, con aumenti tendenziali compresi tra l'8,9% di NordPool e il 28,0% di EEX. Unica eccezione IpeX, il cui calo del 6,1%, registrato in un contesto di aumento degli scambi degli operatori non istituzionali (AU, GSE, Terna), riflette soprattutto il dato particolarmente alto del maggio 2007. In questo panorama le borse più grandi si confermano NordPool (23,9 TWh), Omel (18,4 TWh) e IpeX (17,9 TWh), seguite dalle altre borse continentali, con volumi sempre inferiori a 11 TWh.

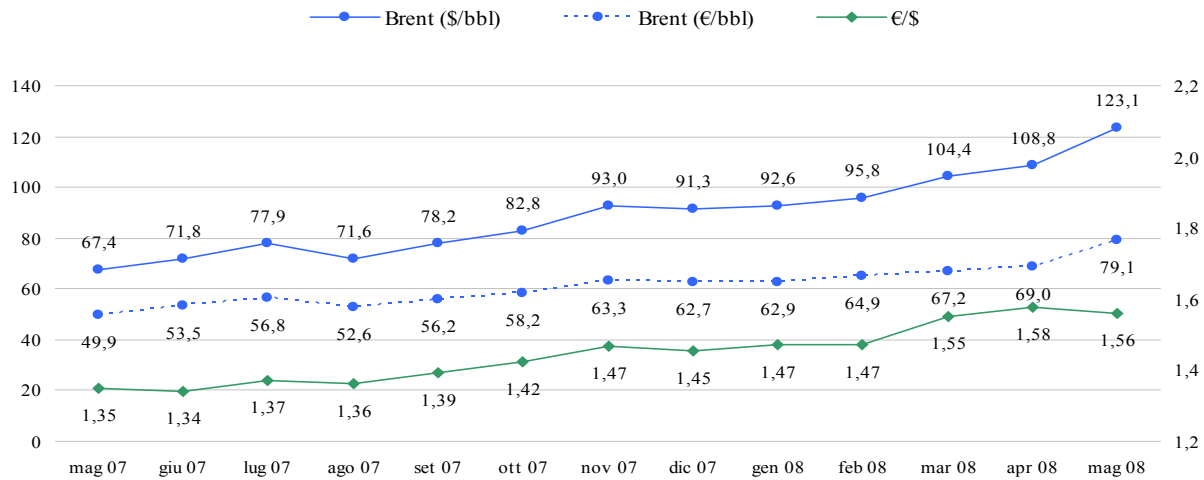
¹ Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE/MAGGIO 2008

[CONTINUA]

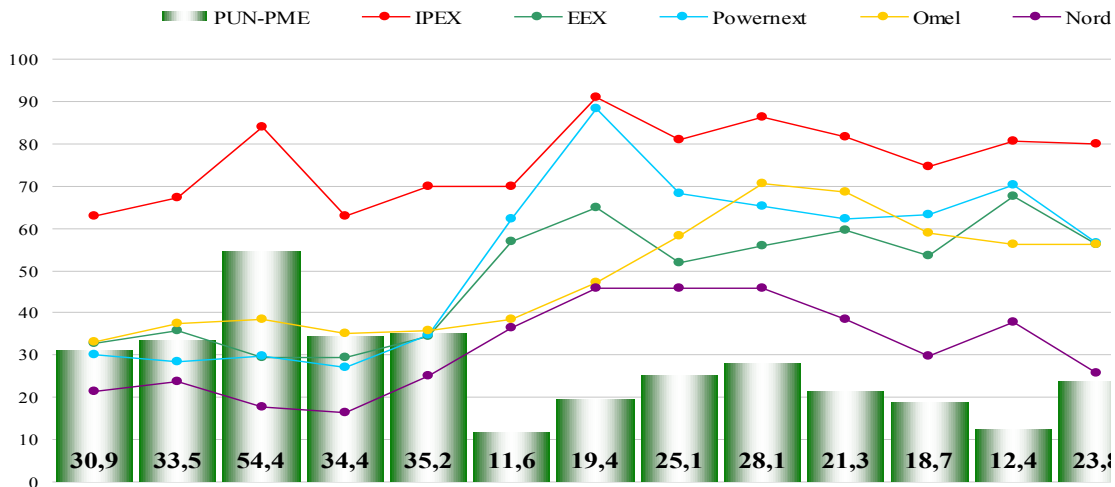
Brent e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters



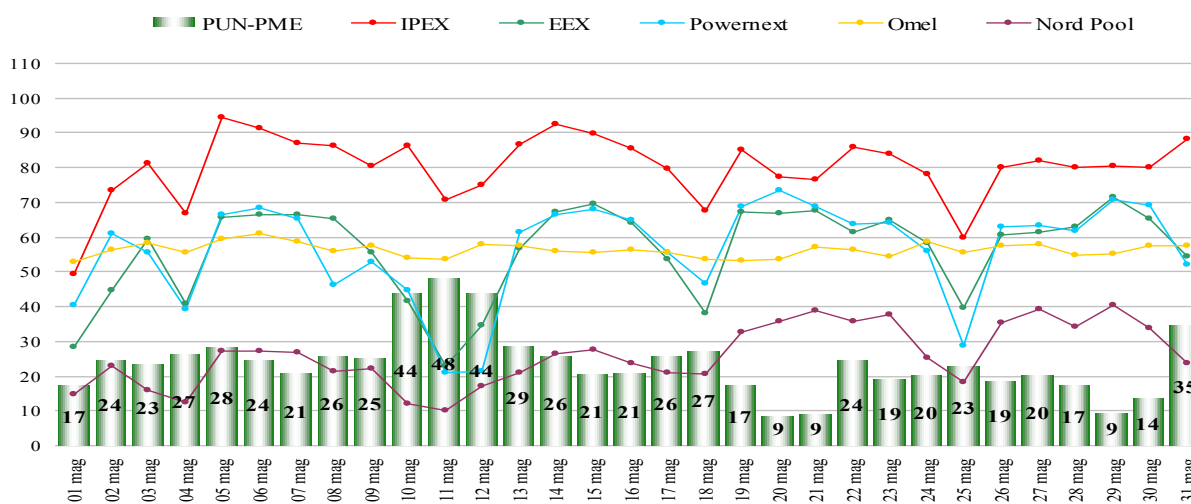
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters



Borse europee, andamento dei prezzi giornalieri. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters



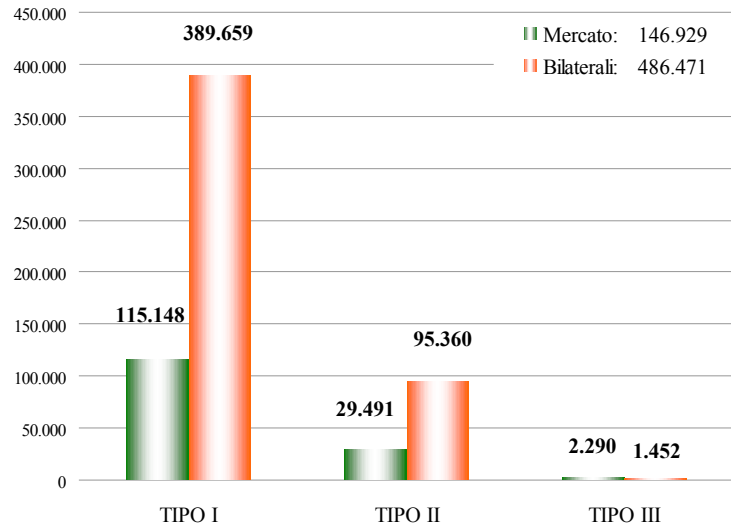
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ MAGGIO 2008

A cura del GME

A maggio sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 36.627 TEE, con un incremento di circa il 37% rispetto ai 26.784 TEE scambiati nel mese di aprile. Dei TEE scambiati, 23.347 sono stati di Tipo I, con un incremento di circa l'11% rispetto ai 20.993 scambiati in aprile, 13.255 di Tipo II, con un netto incremento rispetto ai 3.653 del mese precedente. Nel mese di maggio sono stati scambiati anche 25 titoli di Tipo III, in netto decremento rispetto ai 2.138 scambiati nel mese di aprile. Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di €65,86, con una riduzione dell'1% circa rispetto al prezzo medio ponderato di aprile (€66,62), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €67,11, con un aumento di circa il 3% rispetto al prezzo medio ponderato di aprile (€65,44). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III, invece, è stato di €20,16, in riduzione rispetto agli €21,05 del mese di aprile. L'incremento dei volumi di circa il 37% è dovuto al fatto che il mese di maggio è stato l'ultimo utile per l'adempimento all'obbligo da parte dei distributori di energia elettrica e gas. I prezzi delle tre tipologie si sono mantenuti su livelli simili a quelli registrati nel mese precedente.

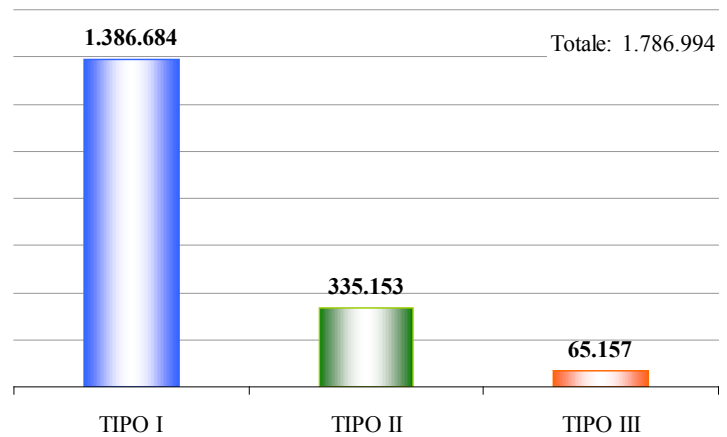
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2008 al 31 maggio 2008

Fonte: GME



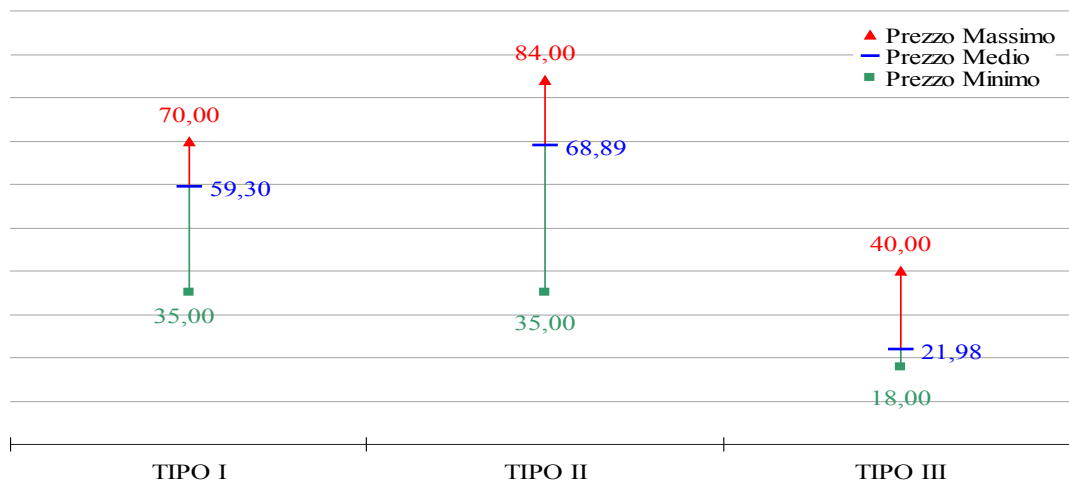
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia (sessioni 2008). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/MAGGIO 2008

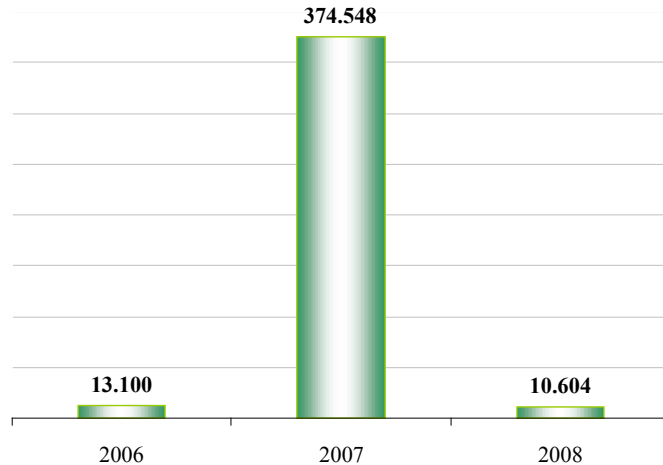
A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati a maggio 21.370 CV¹, con un lievissimo incremento rispetto ai 21.295 scambiati nel mese di aprile. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 10.106, con volumi dimezzati rispetto ai 20.295 scambiati ad aprile, mentre i CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 7.214, in sensibile aumento rispetto ai 1.000 scambiati nel mese precedente. A maggio sono stati scambiati anche 4.050 CV con anno di riferimento 2006 (ad aprile non ne erano stati scambiati). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €84,88, con un incremento di circa l'1% rispetto agli €84,26 del mese precedente. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato, invece, di €86,62, con un incremento di circa il 3% rispetto agli €84,00 del mese di aprile. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2006 è stato di €102,60. I volumi ed i prezzi si sono mantenuti pressoché costanti rispetto al mese precedente, anche per l'atteggiamento di prudenza da parte degli operatori dopo i decrementi del livello dei prezzi registrati nei mesi scorsi a causa del verificarsi di una situazione di eccesso di offerta.

1 Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

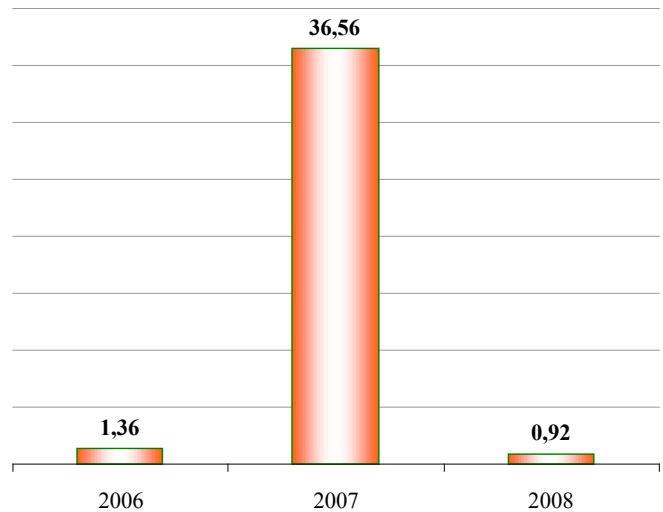
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2008 al 31 maggio 2008)

Fonte: GME



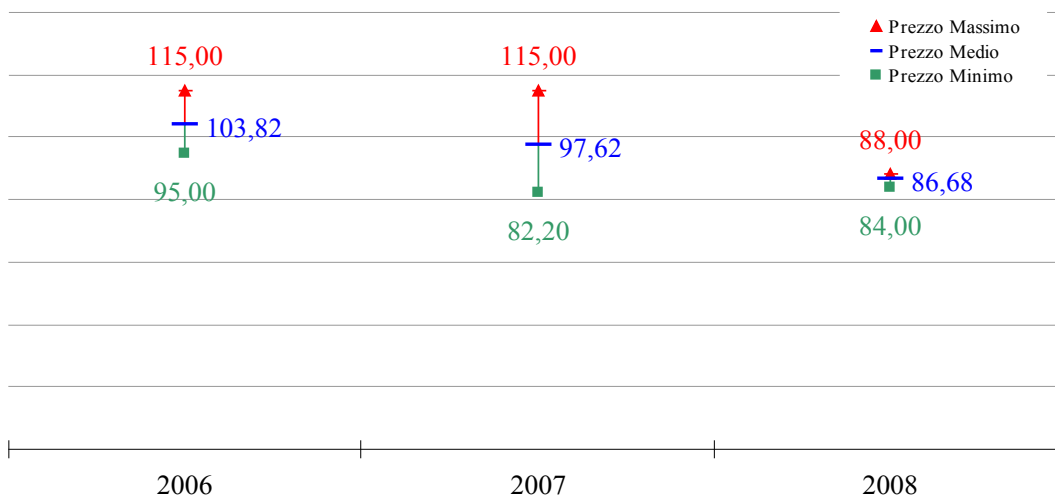
CV, controvalore delle transazioni (sessioni 2008). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni 2008). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/MAGGIO 2008

A cura del GME

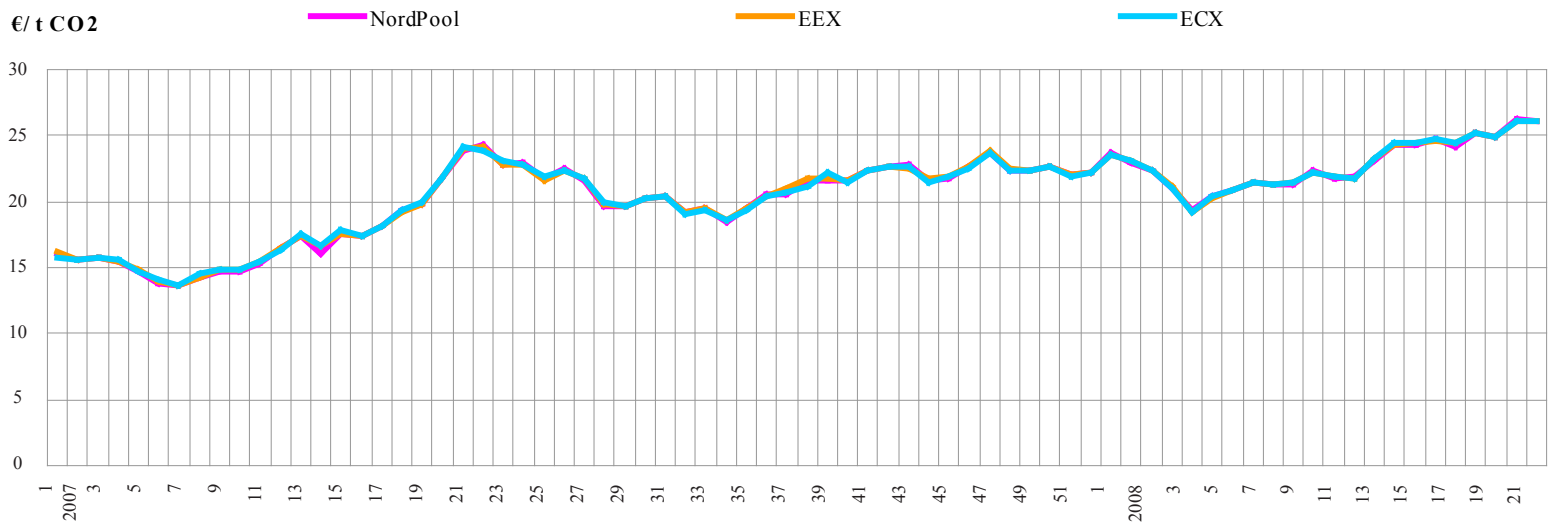
Archiviata definitivamente il 30 aprile 2008 la Prima Fase di applicazione della Direttiva Europea 2003/87/CE, che ha istituito un sistema comunitario per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra, l'attenzione degli operatori è ormai rivolta alle problematiche relative all'inizio della Seconda Fase e alla discussione delle proposte di revisione della Direttiva per il post-2012. I problemi sono gli stessi degli ultimi mesi e riguardano, in particolare, il ritardo nel rilascio delle quote 2008 agli impianti individuati dal PNA (Piano Nazionale di Assegnazione), che sarebbe dovuto avvenire già il 29 febbraio. Al momento soltanto cinque Stati membri hanno emesso EUA (European Union Allowances) per l'anno 2008, pari al 16% del totale delle quote da assegnare. Tale

situazione rappresenta un notevole fattore di incertezza negli scambi, con i mercati spot alle prese con una scarsa liquidità, in attesa che le EUA siano fisicamente presenti nei Registri nazionali. Intanto a maggio si sono registrati prezzi spot delle EUA attorno a €26.00 t/CO₂, in salita di oltre €1.00 rispetto al mese precedente. Tuttavia, i volumi di scambio sono rimasti piuttosto limitati, non solo a causa della mancanza di EUAs assegnate, ma anche per la riluttanza degli operatori a prendere posizioni troppo in anticipo, puntando su un'inversione di tendenza dei prezzi delle commodities e dell'energia elettrica che hanno guidato il rally del CO₂. La differenza di prezzo tra EUA scambiate spot e contratto forward con consegna dicembre 2008 si è andata riducendo nel corso del mese, con lo spread che ha toccato, a metà mese, €0.10-0.15. Anche i prezzi del CO₂ nei mercati forward,

infatti, hanno subito un notevole rialzo nel mese di maggio, varcando la soglia dei €26.00 e mantenendosi stabilmente sopra questo livello, sino a scambiare, durante l'ultima settimana del mese, ad un massimo di €26.85. Le ragioni di questo rialzo sono da attribuirsi ad un generale aumento dei prezzi dei combustibili – non solo del petrolio, ma anche di gas e carbone – e dell'energia elettrica nei mercati continentali. Da segnalare l'imminente incontro del Consiglio Europeo per l'Ambiente nel quale, oltre alla discussione sulle tematiche relative al raggiungimento del target 20-20-20, verranno anche affrontate alcune questioni concernenti le proposte di revisione della Direttiva Emission Trading, in particolare circa la percentuale di EUAs da assegnare agli impianti tramite meccanismo d'asta a partire dal 2013.

EUA, mercato a termine (dicembre 2008), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters



GARANZIE D'ORIGINE: STATO DELL'ARTE E PROSPETTIVE

di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi

L'Unione Europea sta assumendo un ruolo di leadership nello sviluppo di tecnologie a basso contenuto di carbonio, in particolare con riferimento alla produzione di energia da fonti rinnovabili. In questo contesto si inquadra la decisione assunta dal Consiglio Europeo del marzo 2007 di imporre agli Stati membri degli obiettivi vincolanti di sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura dei consumi energetici. In attuazione delle decisioni del

Consiglio, lo scorso gennaio la Commissione Europea ha emanato un pacchetto di proposte all'interno del quale si colloca una proposta di direttiva sulle fonti rinnovabili che assegna all'Italia un obiettivo di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili pari al 17% dei consumi finali lordi di energia al 2020. L'obiettivo è molto ambizioso, se confrontato con la quota di rinnovabili di oggi (circa il 5% del consumo finale) e tenuto conto del tasso di crescita storico delle fonti rinnovabili. Questo ha indotto molti osservatori a sottolineare l'irraggiungibilità degli obiettivi assegnati all'Italia e, di

conseguenza, a mettere in dubbio la stessa credibilità del sottostante impegno di policy. In realtà il quesito sulla fattibilità fisica dell'obiettivo è mal posto e rischia di indirizzare il dibattito in direzioni sbagliate. Secondo le stesse stime della Commissione Europea il target del 17% assegnato all'Italia è superiore al suo potenziale teorico, stimato pari al 14%. La ripartizione tra Stati Membri dell'obiettivo europeo del 20%, infatti, non è stata fatta sulla base dei potenziali fisici degli Stati Membri, ma secondo criteri di equità, corretti per tener conto della quota di rinnovabili di ciascun Paese al 2005.

Tabella 1: Potenziale teorico e obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020 (% su consumo finale lordo di energia)

Fonte: Commissione Europea, Annex to the impact assessment, pag. 85

	Potenziale	Obiettivo
Austria	39	34
Belgio	13	13
Bulgaria	23	16
Cipro	11	13
Rep. Ceca	20	13
Danimarca	33	30
Estonia	39	25
Finlandia	43	38
Francia	19	23
Germania	16	18
Grecia	19	18
Irlanda	17	16
Italia	14	17
Latvia	51	42
Lituania	36	23
Lussemburgo	9	11
Malta	6	10
Olanda	13	14
Polonia	19	15
Portogallo	34	31
Regno Unito	13	15
Romania	26	24
Slovacchia	19	14
Slovenia	24	25
Spagna	24	20
Svezia	48	49
Ungheria	20	13

Nota: In grigio i paesi con target superiore al potenziale

GARANZIE D'ORIGINE: STATO DELL'ARTE E PROSPETTIVE

[CONTINUA]

La compatibilità tra potenziali fisici ed obiettivi vincolanti nella proposta della Commissione dovrebbe essere garantita da meccanismi di mercato e, più precisamente, dal trading di una nuova tipologia di certificati verdi, chiamati Garanzie d'Origine (GO). E' importante a tal proposito sottolineare come le nuove GO presentino differenze rilevanti rispetto a quelle oggi scambiate sul mercato in Italia. Prima tra tutte, la modalità di utilizzo ai fini di adempimento dell'obbligo. Oggi la GO consente agli operatori di ridurre la domanda soggetta ad obbligo nel mercato dei certificati verdi attraverso l'importazione di energia verde da altri Paesi. Nella proposta della Commissione invece l'utilizzo delle GO non richiede lo scambio fisico di energia. Al fine della contabilizzazione dell'energia rinnovabile per il raggiungimento dell'obiettivo, è sufficiente che la GO acquistata in un altro Paese sia poi annullata in Italia. Chiaramente questo richiede che sia attivato un registro elettronico dei certificati che consenta di tracciare gli scambi internazionali, in modo da evitare che la stessa energia rinnovabile possa essere contabilizzata due volte, dal Paese di origine e da quello che annulla la GO. La proposta della Commissione prevede inoltre che ciascun Paese membro possa proibire il trading di GO, ad esempio perché incompatibile con i propri meccanismi di incentivo. Il disegno dell'assetto regolatorio per la governance del trading e per

il monitoraggio dei risultati in relazione agli obiettivi rappresenta uno snodo molto importante delle prossime scelte di policy. L'esperienza con i certificati verdi in Italia dimostra infatti come il disegno di questo tipo di mercati sia molto complesso. Quando si discute di sistemi di trading di certificati verdi o di garanzie di origine, almeno due sono le premesse da tenere in mente. La prima concerne l'obiettivo ultimo del meccanismo, che è quello di sviluppare una quantità adeguata di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili che, in assenza d'incentivi, non verrebbe realizzata. Va da sé che le iniziative d'investimento già realizzate, prima dell'attivazione del sistema di incentivi, non dovrebbero quindi godere di remunerazioni ulteriori rispetto a quelle di mercato. La seconda è che il trading dovrebbe consentire di conseguire gli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili al minimo costo, consentendo agli operatori di comprare l'energia rinnovabile là dove costa meno produrla. La regolamentazione delle garanzie di origine oggi in vigore è in contrasto sia con il primo che con il secondo criterio. Basti ricordare, a tale proposito, che la GO è rilasciata ad impianti di produzione da fonti rinnovabili ma non necessariamente di nuova costruzione. Pertanto l'importazione di GO oggi consente, ad esempio, di spiazzare nuovi investimenti in rinnovabili in Italia con produzione da centrali idroelettriche francesi degli anni '60. La proposta di direttiva in fase di definizione

da parte della Commissione Europea sembra correggere alcune distorsioni, lasciando tuttavia sul tavolo alcune criticità rilevanti. Tra queste, la questione del coordinamento con i meccanismi di incentivazione nazionali. Il valore di mercato della produzione da fonti rinnovabili è infatti determinato dai meccanismi di incentivo e, più in generale, dal quadro regolatorio e di mercato delineato da ciascun Paese. La domanda di fonti rinnovabili (e quindi di GO) non sarebbe quindi guidata dai costi relativi delle fonti, ma piuttosto dai sistemi incentivanti dei diversi Paesi. In assenza di un'armonizzazione dei mercati all'ingrosso di energia elettrica e degli schemi di incentivo si corre il rischio che il trading di GO porti ad esiti anche molto lontani da quelli efficienti. Un altro punto aperto su cui vale la pena di riflettere è quello del percorso di avvicinamento graduale all'obiettivo. Il trading delle garanzie d'origine dovrebbe diventare operativo dopo il 2013, per consentire una preliminare verifica dell'avvicinamento all'obiettivo da parte degli Stati membri. Potranno infatti vendere GO solo i Paesi che dimostreranno di essere su un percorso virtuoso. E' difficile quindi, ad oggi, prevedere non solo la liquidità di questo mercato, ma anche il grado di concorrenzialità. Fare affidamento sul trading per soddisfare i propri obblighi per un Paese rappresenta pertanto una scelta molto rischiosa.

INTERVISTA MINISTRO PRESTIGIACOMO

[CONTINUA DALLA PRIMA PAGINA]

Co2. Stiamo definendo comunque, com'è ovvio e come già annunciato, un piano energetico di medio e lungo periodo in cui le ragioni dell'ambiente troveranno la massima attenzione e la migliore tutela.

Gli investimenti nelle nuove fonti sono urgenti e indispensabili per una crescita economica del nostro Paese. Quali azioni intende privilegiare per consentire agli ingenti capitali disponibili di essere proficuamente investiti sul territorio?

Esistono già concrete agevolazioni per chi investe nelle rinnovabili. Si tratta di ribadire, ma anche di promuovere interventi normativi che implementino l'impegno italiano sul fronte del risparmio energetico e dell'uso di fonti rinnovabili. Stiamo lavorando a delle proposte che saranno presentate in sede di Finanziaria.

Crede che un eventuale programma di rilancio del nucleare in Italia possa essere sostenuto da soli capitali privati?

Credo che in Italia si debba rimettere in moto complessivamente la macchina del nucleare. Il che significa ricerca, professionalità, progetti ed anche capitali. Credo che non mancheranno i privati interessati. Anzi, a quel che leggo dai giornali, alcuni si sono già fatti avanti.

Il dialogo Stato-regioni sui temi ambientali ed energetici ha sperimentato una lunga impasse a valle della riforma del titolo V della Costituzione. Come intende riavviare una collaborazione fattiva per mettere in moto le iniziative

indispensabili a conseguire gli obiettivi assegnati all'Italia in campo ambientale?

Quello della governance è uno dei

puntano a ridurre il peso dell'inquinamento (come di rigassificatori), si scontrano con i localismi dell'effetto 'Nimby' (acronimo inglese che sta per 'non nel mio giardino'). Localismi che non risparmiano nemmeno i parchi eolici. E' ovvio che questi meccanismi di decisione e di governance dei processi vanno rivisti. Credo si possa e si debba fare con il consenso e la partecipazione delle amministrazioni e delle comunità locali.

Sui biocarburanti sembra essere calata momentaneamente una nebbia. Lei è d'accordo sull'impegno prospettato in sede Ue il 23 gennaio (andare avanti sia con i biocarburanti di 1° generazione - sino a raggiungere al 2020 la quota del 10% sul totale dei carburanti per autotrazione - sia con i biocarburanti di 2° generazione, che potranno contare per il doppio rispetto alla quota del 10%) oppure è favorevole alla "moratoria": far partire solo, quando saranno commercialmente validi, i biocarburanti di 2° generazione?

Nel corso del vertice di Lussemburgo fra i ministri Ue dell'ambiente abbiamo confermato il nostro impegno anche sui bio-carburanti di prima generazione ecosostenibili. Ma puntiamo molto sulla seconda generazione di biocarburanti. Il ministero dell'Ambiente si è intestato in questo campo un progetto pilota a livello europeo, che stiamo attuando assieme alla Regione Piemonte, per la produzione di bioetanolo da residui di lavorazione agricola ed industriale, oltre che da prodotti agricoli.

Note biografiche

Stefania Prestigiacomo, siracusana, ha 41 anni, è sposata e madre di un figlio di 6 anni. È laureata in Scienze della Pubblica Amministrazione.

A 23 anni è stata eletta presidente del Gruppo Giovani Imprenditori di Siracusa.

Dal 1994 è deputato, eletta nelle liste di Forza Italia nella circoscrizione della Sicilia Orientale.

Dal 2001 al 2006 è stata Ministro per le pari opportunità nei governi Berlusconi II e III.

Tra i principali provvedimenti legislativi varati durante l'attività di Governo vanno ricordati: la modifica dell'Art. 51 della Costituzione per le pari opportunità fra donne e uomini nell'accesso alle cariche elettive; la normativa sugli asili nido nei posti di lavoro; le leggi contro le discriminazioni per motivi di orientamento sessuale e disabilità e contro le molestie nei luoghi di lavoro.

temi chiave per qualsiasi politica di sviluppo si voglia intraprendere. C'è stato l'ecologismo dei no' ma anche il 'localismo dei no', che ha conosciuto la sua manifestazione più "mediatica" in Campania con i termovalorizzatori, ma esiste in tutto il Paese, dove qualsiasi impianto si voglia fare, anche di quelli che

MECCANISMI DI MERCATO PER IL BILANCIAMENTO DELLA RETE DI TRASMISSIONE DEL GAS NATURALE

di Alberto Cavaliere,
Università di Pavia

Nel passaggio dal monopolio verticalmente integrato alla liberalizzazione del mercato del gas, l'attività di dispacciamento del gestore di rete si complica notevolmente. Il gestore per sua natura è responsabile del bilanciamento fisico della rete. Nel sistema precedente il mantenimento del bilanciamento fisico era facilitato dall'esistenza di un unico soggetto impegnato nell'approvvigionamento e nella vendita di gas, per di più coincidente con il gestore della rete di trasmissione. Si trattava quindi di un problema di coordinamento risolto internamente all'impresa, tenuto conto dei vincoli posti dalla produzione e dall'importazione a monte, nonché della variazione dei consumi a valle. La disponibilità di stoccaggio in seno alla stessa impresa contribuiva all'ottimizzazione del sistema. Con la liberalizzazione, all'attività di dispacciamento fisico si accompagna un'attività di dispacciamento "commerciale", poiché il gestore della rete di trasmissione continua ad essere responsabile dell'equilibrio della rete in senso fisico, ma tale equilibrio dipende a sua volta dai flussi di gas immessi e prelevati da una molteplicità di shipper che utilizzano la rete per la vendita di gas all'ingrosso. Ogni shipper è responsabile del mantenimento dell'equilibrio fra le proprie immissioni e i prelievi di gas, tenuto conto della capacità di trasporto prenotata e dei programmi di impiego di tale capacità inviati periodicamente al gestore della rete. Come rilevato nel recente documento di consultazione dell'Autorità per l'energia, all'attività "interna" del gestore di rete si affianca un'attività "esterna", dipendente dalle relazioni contrattuali che si instaurano tra il gestore e gli utenti della rete. Lo svolgimento efficiente della funzione di bilanciamento implica la minimizzazione dei costi di quest'attività (efficienza produttiva). Si comprende quindi l'importanza di incentivare i singoli shipper al bilanciamento individuale, così da ridurre al minimo gli interventi del gestore ai fini del bilanciamento fisico. Ciò avviene adesso ricorrendo a penali, determinate dal regolatore, che dovrebbero contribuire a disincentivare comportamenti scorretti degli shipper che si traducono in squilibri (gas prelevato maggiore del gas immesso) e scostamenti (impiego di capacità di trasporto superiori a quelle prenotate). Le penali tuttavia difficilmente riescono a corrispondere ad una struttura ottima degli incentivi. Nell'ambito della relazione contrattuale che viene a stabilirsi fra il gestore di rete e gli shipper, esistono, infatti, sia problemi di informazione asimmetrica

relativamente all'entità degli sbilanciamenti, sia problemi di ripartizione del rischio. I problemi d'informazione asimmetrica nascono da un sistema di misura delle immissioni e dei prelievi non sempre adeguato, che talvolta non consente nemmeno agli shipper d'essere consapevoli dello sbilanciamento o in ogni caso dell'entità di quest'ultimo. Da questa carenza di monitoraggio possono quindi svilupparsi comportamenti opportunistici di carattere strategico (noti come problemi di moral hazard) che, in condizioni di incertezza sia riguardo alla misura che alla responsabilità effettiva dello sbilancio, finiscono per provocare distorsioni degli incentivi. Si riduce quindi l'efficacia delle penali nel ridurre gli sbilanci individuali dei singoli shipper e conseguentemente l'intervento del gestore di rete. Salvo che le penali non siano definite a partire da un modello teorico che incorpori anche i problemi informativi e i comportamenti opportunistici (cosa obiettivamente non banale). A fronte di sbilanciamenti della rete, il gestore può ricorrere sia a risorse proprie - linepack e capacità di stoccaggio allocata in via prioritaria al bilanciamento - sia all'acquisizione di risorse di gas altrui. Ora l'acquisizione di tali risorse avviene in via amministrativa, mediante l'accesso autorizzato a tutte le risorse di stoccaggio di modulazione assegnate ai singoli shipper. Esaurite queste ultime si passa al ricorso alle riserve di gas precauzionali (stoccaggio strategico), che dovrebbero essere formalmente destinate ad altri scopi ed il cui uso implica quindi una penale che incrementa il prezzo di accesso allo stoccaggio. La risoluzione degli sbilanciamenti per via amministrativa e mediante una valorizzazione dello stoccaggio al costo, incrementato da penali con finalità deterrenti, oltre a problemi di efficienza produttiva, solleva questioni di efficienza allocativa, tenuto conto della scarsità dei risorse di flessibilità nel mercato italiano del gas. L'effetto deterrente delle attuali penali è probabilmente scarso e l'utente bilanciato finisce per sopportare costi che non necessariamente corrispondono al valore delle risorse impiegate dal gestore di rete per svolgere correttamente la sua funzione. Lo stesso gestore di rete impiega le risorse di flessibilità con modalità fissate in via amministrativa, quindi senza riguardo per l'eterogeneità del loro valore. D'altra parte ciò è coerente con il fatto che nel sistema italiano le risorse di stoccaggio sono ancora allocate agli shipper al costo e mediante un metodo di razionamento di tipo amministrativo (pro-quota). Infine, come rileva il documento di consultazione dell'Autorità per l'energia, vi è una discrasia fra responsabilità del bilanciamento attribuita al gestore

di rete e il fatto che in ultima istanza il rischio di sbilanciamenti ricada sull'impresa di stoccaggio. Il documento di consultazione dell'Autorità per l'energia propone di sostituire al meccanismo amministrativo di bilanciamento un meccanismo di mercato, basato in altre parole sullo scambio di risorse di gas fra il gestore di rete e gli shipper. Il gestore dovrebbe acquisire le risorse necessarie secondo un ordine di merito economico che potrebbe essere fissato in un meccanismo d'asta. Gli shipper offrirebbero risorse all'asta ricevendo un compenso pari, ad esempio, al prezzo marginale. Emergerebbe così il valore delle risorse impiegate per il bilanciamento. Gli shipper che risultassero sbilanciati dovrebbero pagare un corrispettivo di sbilanciamento valorizzato al prezzo marginale che emerge dal meccanismo di mercato. In tal modo gli oneri attribuiti agli shipper contribuirebbero a perseguire non solo l'obiettivo dell'efficienza produttiva (minimizzazione dei costi di bilanciamento attraverso strumenti di deterrenza quali sono le penali) ma anche l'obiettivo dell'efficienza allocativa. Il valore dei corrispettivi corrisponderebbe al valore della risorsa marginale impiegata dal gestore per bilanciare la rete. Per quanto il sistema proposto configuri il passaggio da un sistema amministrativo ad un meccanismo di mercato, si noti che tale meccanismo opera come meccanismo d'asta e non costituisce un sistema multilaterale di scambi liberi tra rete e shipper e tra gli shipper medesimi. In quest'ultimo caso saremmo di fronte a quella che solitamente si definisce come borsa del gas e gli scambi (a fini di bilanciamento e non) avverrebbero a prezzi che dovrebbero riflettere la scarsità della risorsa segnalata dagli eccessi di domanda o d'offerta sul mercato. In presenza di una borsa del gas sia l'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento, sia la valorizzazione dei corrispettivi può, infatti, avvenire al prezzo quotato. Il mercato del bilanciamento proposto dall'Autorità per l'energia somiglia molto al cosiddetto flexibility mechanism che nel Regno Unito anticipò l'attuale meccanismo di bilanciamento fondato sul mercato OCM (On the Day Commodity Market), la borsa del gas britannica che funziona presso il NBP (National Balancing Point).

Il Flexibility Mechanism

Nel Regno Unito, quando entrò in vigore il flexibility mechanism, l'intervento operativo del gestore di rete avveniva secondo le "Operational Guidelines" (OG), che limitano la discrezionalità dell'intervento medesimo disciplinandone l'opportunità, i tempi e l'estensione. Tale intervento

MECCANISMI DI MERCATO PER IL BILANCIAMENTO DELLA RETE DI TRASMISSIONE DEL GAS NATURALE

[CONTINUA]

operativo si basava sull'accesso del gestore ai servizi di flessibilità disponibili nell'industria. Come tali, le OG guidano l'intervento secondo fondamenti di tipo tecnico, non economico. Nulla assicurava che l'intervento del gestore fosse tale da minimizzare i costi di bilanciamento. Tipicamente il gestore di rete accompagna le variazioni dei flussi d'immissione e prelievo con variazioni del linepack. In base alle previsioni sulla variazione della domanda aggregata di gas (in funzione soprattutto dei cambiamenti meteorologici) e dei programmi comunicati dagli utenti si fissava un obiettivo in termini di linepack ed un relativo intervallo di tolleranza entro il quale non erano necessarie azioni di bilanciamento da parte del gestore. Al di fuori degli intervalli di tolleranza, il gestore interveniva ricorrendo al flexibility mechanism. Le azioni del gestore sono tanto più appropriate quanto più precisa è l'informazione di cui dispone, compresa quella che deriva dai programmi comunicati dagli shipper. Pertanto questi ultimi erano incentivati a fornire informazioni precise grazie alle penali di errata programmazione (scheduling), in ogni caso giudicate contenute dal regolatore inglese. Il ricorso del gestore al meccanismo era fondato su un'asta attraverso la quale gli shipper offrivano quotidianamente e a prezzi variabili la vendita di lotti di gas al sistema (System Buy) oppure l'acquisto di lotti di gas dal sistema stesso (System Sell). Le offerte erano specifiche ad un giorno gas e non potevano essere modificate una volta inviate. Tuttavia potevano essere cancellate dal sistema in qualunque momento. Quando il gestore ricorreva alle offerte per portare a buon fine un'azione di bilanciamento, seguiva un ordine di merito economico fino al raggiungimento dei volumi dovuti. La consegna dei lotti avveniva al termine del giorno gas, ma non sempre poteva essere controllata. Tuttavia la mancata consegna non era penalizzata: lo shipper riceveva comunque il compenso e la mancata consegna si aggiungeva allo sbilancio dello shipper medesimo. Le offerte degli shipper derivavano da variazioni delle quantità consegnate ai punti della rete, da immissioni o prelievi dallo stoccaggio e dai contratti interrompibili. Nell'ambito del Flexibility Mechanism, gli shipper erano incentivati al bilanciamento individuale mediante un sistema detto di Cash-Out, attraverso il quale gli sbilanci quotidiani erano acquistati (shipper lungo) o venduti (shipper corto) dal gestore a prezzi SAP (System Average Price), che coincidevano con il valor medio delle offerte del giorno, purché gli sbilanci fossero rimasti entro un predeterminato livello di tolleranza.

Per gli sbilanci situati al di fuori dell'intervallo di tolleranza si procedeva nel modo seguente:

- Nel caso in cui il gestore fosse stato costretto ad intraprendere un'azione di bilanciamento che si traduceva nell'acquisto di gas dagli shipper, allora uno shipper "corto" (prelievi maggiori delle immissioni) doveva pagare il cosiddetto SMP Buy (System Marginal Price Buy), che coincideva con il valore dell'offerta più elevata inviata al sistema in quel giorno.

- Nel caso in cui il gestore di rete fosse invece stato costretto ad un'azione di vendita di gas agli shipper, allora qualunque shipper "lungo" (prelievi inferiori alle immissioni) riceveva il cosiddetto SMP Sell (System Marginal Price Sell), che coincideva con il valore più basso delle offerte di vendita di gas alla rete durante quel giorno. Quando le immissioni ed i prelievi effettivi differivano da quelli programmati e comunicati il giorno prima, lo shipper pagava una penale di errata programmazione, calcolata come piccola percentuale del SAP, e quindi piuttosto bassa nella maggior parte dei giorni. Tutti i pagamenti corrisposti e ricevuti dal gestore di rete nella sua azione di bilanciamento (acquisti/vendite di gas a fini di bilanciamento ex-ante, controvalore degli sbilanci secondo le regole di Cash-Out ex-post, penali di errata programmazione) erano oggetto di un regime di neutralità per cui venivano successivamente "spalmati" sugli shipper in base al peso dei rispettivi flussi totali di gas.

Inefficienze del Flexibility Mechanism

Il meccanismo ha evidenziato buone performance nel primo anno di funzionamento (1996/97) in termini di successo nel bilanciamento fisico della rete, elevata partecipazione degli shipper e consegna delle quantità di gas proposte all'asta. Nel 97% dei casi le azioni di bilanciamento sono avvenute ricorrendo al flexibility mechanism. I sintomi riguardanti le carenze del meccanismo si sono manifestati attraverso i picchi raggiunti dai prezzi di bilanciamento durante le giornate del 16 e del 17 dicembre 1997, quando il SMP Buy ha raggiunto il livello di 497 p/th alle 22.38 del giorno gas a partire dal livello di 21.40 p/th alle ore 7.40. Si noti che il 15 dicembre i prezzi per consegna del gas il giorno successivo e per consegna del gas il mese dopo erano rispettivamente pari a 18.5 p/th e a 17.3 p/th sul mercato spot presso il NBP. I fondamentali del mercato non giustificavano assolutamente questi livelli dei prezzi, tenuto conto ad esempio che il livello di domanda era pari solo

all'85% della domanda di punta per il sistema inglese. Il picco raggiunto poneva il problema della rispondenza dei prezzi stessi rispetto alle condizioni di scarsità che caratterizzavano il mercato. Secondo il regolatore inglese, i picchi non potevano che essere ascritti o a inefficienze del meccanismo di bilanciamento, che limitavano la disponibilità di gas, oppure alle conseguenze del potere di mercato di British Gas in alcuni punti della rete (dove operava come shipper unico). Questo aspetto richiese a suo tempo un'indagine particolare da parte del regolatore. I picchi dei prezzi hanno condotto all'analisi dei difetti del meccanismo sotto il profilo dell'efficienza allocativa, vale a dire della rispondenza dei prezzi che si formavano nel sistema, sia rispetto ai costi effettivi di bilanciamento imputabili ai singoli shipper, sia rispetto all'allocazione intra-giornaliera dei costi di bilanciamento. Il meccanismo poteva inoltre generare per gli shipper incentivi avversi al bilanciamento e non era tale da indurre il gestore alla minimizzazione dei costi. Anche l'imprevedibilità del costo netto di bilanciamento per il singolo shipper poteva rappresentare un problema. Se il cash-out degli sbilanci poteva avvenire a prezzi indipendenti dalla domanda e dall'offerta giornaliera, allora gli shipper potevano essere esposti a prezzi del tutto arbitrari, che non riflettevano a dovere lo stato del sistema e quindi le azioni degli agenti che avevano generato tale stato:

- In particolare, quando il gestore intraprendeva azioni di bilanciamento verso la fine del giorno gas, il meccanismo poteva generare prezzi particolarmente elevati, ma che non corrispondevano all'entità dello squilibrio effettivo fra domanda e offerta. In base alle disposizioni operative del Codice di Rete, il gestore doveva intraprendere un'azione di bilanciamento quando prevedeva che verso la fine del giorno gas il linepack sarebbe stato al di fuori dell'intervallo di sicurezza (bandwidth) o comunque non in linea con gli obiettivi prefissati. Una tale procedura comportava una serie di conseguenze. Le azioni del gestore erano poco frequenti. Il linepack poteva essere ritenuto sufficiente per un certo numero di giorni, prima che si accumulasse uno sbilancio tale da determinare l'intervento equilibratore del gestore. Il prezzo di cash-out veniva quindi a determinarsi soltanto nel giorno in cui avveniva tale intervento, mentre per i giorni precedenti si usava una media mobile dei SAP. Pertanto i prezzi di cash-out del giorno in cui il gestore intraprendeva l'azione non potevano riflettere lo squilibrio effettivo fra domanda e offerta di quel giorno, quanto piuttosto

MECCANISMI DI MERCATO PER IL BILANCIAMENTO DELLA RETE DI TRASMISSIONE DEL GAS NATURALE

[CONTINUA]

lo squilibrio cumulato. Conseguentemente giorni caratterizzati da un grado simile di stress sul sistema potevano essere caratterizzati da prezzi di cash-out molto differenti. Pertanto il prezzo non rappresentava più un meccanismo efficiente d'allocazione degli sbilanci tra giorni.

■ Le azioni di bilanciamento intraprese in questo modo potevano determinare incentivi avversi per gli shipper rispetto all'obiettivo di bilanciamento del sistema. Ad esempio, se la rete era lunga di gas ed il gestore intraprendeva un'azione di bilanciamento tesa alla vendita, si partiva da un eccesso di gas che era venduto agli shipper in base ad un ordine di merito economico, e quindi con priorità per gli shipper che richiedevano gas e offrivano il prezzo più elevato, selezionando quindi offerte di valore progressivamente più basso, fino al raggiungimento dell'obiettivo desiderato in termini di volume. A questo punto gli shipper che restavano sbilanciati nel giorno gas, in quanto "lungi", si vedevano attribuire il prezzo d'acquisto più basso per il loro gas in rete (SMP sell). Poiché l'azione di bilanciamento del gestore determinava verosimilmente la riduzione del prezzo del gas in rete, l'incentivo commerciale per gli shipper era quello di ridurre le consegne di gas al sistema. L'entità dell'azione iniziale poteva così condurre ad una reazione degli shipper di portata tale da portare il sistema ad uno sbilanciamento in senso opposto verso la fine del giorno gas (sistema corto di gas, nel nostro esempio). Poiché però i criteri impiegati per il bilanciamento operativo implicavano che il gestore non poteva agire finché la previsione relativa al linepack non superava i limiti di tolleranza, poteva accadere che lo sbilancio venisse riportato al giorno successivo. Pertanto i segnali di prezzo nel giorno successivo dipendevano da quanto accaduto nel giorno precedente, con un'inefficiente allocazione dei costi tra giorni che poteva sottendere un'inefficiente allocazione dei costi fra shipper.

■ Il sistema di bilanciamento era basato su un criterio di neutralità dei corrispettivi di bilanciamento tale per cui venivano a ricadere sui singoli shipper i costi netti di bilanciamento in proporzione alla loro quantità di output. Nonostante il fatto che, nel primo anno d'attività del meccanismo, ciò si traducesse in uno sconto netto

per gli shipper - invocato come una dimostrazione del basso costo di bilanciamento del sistema - il risultato aggregato non teneva conto dei costi gravanti sui singoli shipper, che in alcuni momenti hanno ecceduto il costo per il sistema derivante dal comportamento degli shipper medesimi. Tra il settembre 1997 ed il febbraio 1998 vi furono cinque giorni nei quali gli shipper cumularono costi per 9 milioni di sterline, pari al 60% dei costi per tutto il periodo. Il totale cumulato di questi costi netti fu poi azzerato da un ampio sconto determinatosi in una sola giornata nel marzo 1997. L'imprevedibilità dei costi netti attribuiva così agli shipper un rischio che non erano necessariamente in grado di gestire.

Considerazioni conclusive

Abbiamo voluto considerare le criticità relative al primo meccanismo di mercato per il bilanciamento introdotto nel Regno Unito non per negare l'utilità dell'introduzione di un meccanismo simile anche in Italia, ma per fornire una base di discussione e di confronto con il meccanismo che emergerà nel nostro Paese. Occorre inoltre distinguere tale meccanismo rispetto all'introduzione di una borsa del gas, che potrebbe però costituire il passo successivo verso il perfezionamento del bilanciamento, secondo la road map a suo tempo suggerita dall'Autorità per l'energia. Riteniamo, ad esempio, che i problemi del flexibility mechanism, dovuti al cumularsi degli sbilanciamenti quando il gestore impiegava solo le risorse del linepack, potrebbero non presentarsi in Italia, dato che nel nostro Paese il linepack risulta strutturalmente insufficiente. Inoltre alcuni problemi emersi nell'ambito del meccanismo potrebbero dipendere dalla scelta del giorno come unità di tempo, scelta che non poteva considerare le variazioni che emergevano all'interno del giorno gas. Quest'ultimo aspetto è ampiamente sollevato nel documento di consultazione dell'Autorità per l'energia, tenuto conto degli effetti intra-day presenti in un sistema con elevato consumo di gas per la generazione elettrica. Altri importanti aspetti in merito emergeranno sicuramente dal processo di consultazione.

Ovviamente il presupposto per il funzionamento di un meccanismo di mercato per il bilanciamento è che si rendano effettivamente disponibili le maggiori risorse di liquidità, derivanti dall'incremento atteso delle capacità di importazione, stoccaggio e rigassificazione, richiamato nel documento di consultazione dell'Autorità per l'energia. Restano inoltre i problemi di definizione e allocazione della capacità di stoccaggio. La separazione tra riserva strategica, pseudo-working gas e stoccaggio di modulazione non può restare immutata nel tempo, ma dovrebbe emergere da un'analisi costi-benefici, tenuto conto ovviamente degli obiettivi di sicurezza delle forniture, ma considerando la molteplicità degli strumenti per ottenerla. Ci sembra, inoltre, che l'allocazione della capacità di stoccaggio con un meccanismo amministrativo risulti stridente rispetto all'introduzione di un meccanismo di mercato per il bilanciamento. Un aspetto cruciale riguarda sicuramente l'opportunità di introdurre un vero e proprio gestore del mercato, che s'interponga tra gestore di rete e shipper, tenuto conto che SNAM Rete gas continuerà ad essere controllata dall'impresa dominante nell'approvvigionamento e nella vendita di gas. Il gestore di rete continuerebbe a svolgere l'attività di dispacciamento, ma sarebbe il gestore del mercato a ricevere le offerte per l'asta e a definire l'ordine di merito economico. Ciò non esclude che si pongano in ogni caso problemi di potere di mercato, come già accaduto anche nel Regno Unito. Tali problemi non scompariranno certo anche quando sarà avviata la borsa del gas. Nel caso del bilanciamento, però, questa può non essere l'unica causa di fallimento del mercato. Si aggiunge, infatti, il problema dell'informazione asimmetrica, dovuto alle carenze del sistema di misura. Su tali mancanze si possono sviluppare comportamenti strategici di carattere opportunistico che possono riguardare indifferentemente tutti i partecipanti al mercato. Naturalmente l'esistenza di tali fallimenti può essere adeguatamente fronteggiata dall'autorità di regolamentazione, purché le regole incorporino le reazioni strategiche delle imprese e non si fondino invece su approcci di carattere dirigistico.

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Deliberazioni **emission** **trading** **Download** | 15 maggio 2008 |

Nella Gazzetta Ufficiale n. 113 del 15 maggio 2008 è stato pubblicato il comunicato con il quale è stata resa nota la pubblicazione da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (<http://www.minambiente.it>) delle deliberazioni n. 003/2008, 006/2008 e 012/2008, inerenti l'aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas a effetto serra, e delle deliberazioni n. 007/2008, 008/2008, 009/2008 e 010/2008, inerenti l'assegnazione ed il rilascio delle quote di CO2 per il periodo 2005/2007 agli impianti «nuovi entranti»; è stata pubblicata, inoltre, la deliberazione n. 011/2008 inerente il rilascio dell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra ai sensi del decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216.

Deliberazione n. 003/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=1823

Deliberazione n. 006/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=1824

Deliberazione n. 0012/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=2067

Deliberazione n. 007/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=2062

Deliberazione n. 008/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=2063

Deliberazione n. 009/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=2064

Deliberazione n. 0010/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=2065

Deliberazione n. 0011/2008
Link » http://www.minambiente.it/moduli/output_immagine.php?id=2066

IN BREVE

“Energie rinnovabili e risparmio energetico”, il Programma operativo multiregione 2007 – 2013 per Puglia, Campania, Calabria e Sicilia

Il Programma “Energie rinnovabili e risparmio energetico”, approvato dalla Commissione Europea per il periodo 2007-2013, ha l'obiettivo di accrescere la quantità di fonti energetiche rinnovabili ed assicurare una maggiore efficienza energetica. Con un finanziamento comunitario, per il tramite del Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR), pari a circa €803 milioni, la Commissione prevede l'aumento della quota di energie rinnovabili (dal 4,7% nel 2006 al 6,1% nel 2013), un incremento del risparmio energetico (1250 coefficienti di energia termoelettrica - tep) e la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (1 megaton CO2/anno). L'impatto del Programma dovrebbe portare anche, oltre alla riduzione

della dipendenza dai combustibili fossili e dalle importazioni energetiche, anche la creazione di 7400 posti di lavoro.

Link >> vai alla pagina informativa

Il nuovo rapporto sul mercato della CO2 della Banca Mondiale

La World Bank ha pubblicato “State and Trends of the Carbon Market 2008”, il rapporto sullo stato e le tendenze del mercato globale delle emissioni, che ha raggiunto nel 2007 un valore pari a 47 miliardi di Euro.

Link >> vai alla pagina informativa

Le TIC per migliorare l'efficienza energetica, una nuova iniziativa della Commissione Europea

Il 13 maggio 2008 la Commissione Europea ha adottato una nuova comunicazione con la quale ha annunciato che promuoverà l'utilizzo delle tecnologie dell'informazione e delle comunicazioni (TIC) per migliorare l'efficienza energetica in tutti i settori dell'economia e consentire una forte crescita a basse emissioni di carbonio. La Commissione, in particolare, si concentrerà su alcuni settori ad alto consumo energetico, tra i quali quello della produzione e della distribuzione di energia. L'efficienza della produzione di elettricità potrebbe aumentare del 40% e quella del trasporto e della distribuzione del 10%. Le TIC potrebbero rendere più efficiente la gestione delle reti elettriche e facilitare anche l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili.

Link >> vai alla pagina informativa

1 – 2 LUGLIO, “EUROPE, CLIMATE CHANGE AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT: A NEW INDUSTRIAL ECONOMIA TOR VERGATA CEIS REVOLUTION?”, FONDAZIONE

AGENDA GME

13 giugno

Certificati Verdi, novità della Finanziaria 2008, situazione attuale del mercato e prospettive future"

Bolzano, Italia

Organizzatore: RENERTEC

Il GME, nell'ambito del convegno organizzato da RENERTEC, interverrà su "Situazione attuale e prospettive future del Mercato dei CV".
link » [vai alla pagina informativa](#)

16 giugno

II FORUM ANNUALE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA

Milano, Italia

Organizzatore: Marcus Evans

Il GME parteciperà in qualità di relatore intervenendo su "L'evolversi del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica".

link » [vai alla pagina informativa](#)

1 – 2 luglio

Europe, climate change and sustainable development: a new industrial revolution?"

Roma, Italia

Organizzatore: FONDAZIONE ECONOMIA TOR VERGATA Ceis – Università di Roma "Tor Vergata".

Il GME parteciperà alle sessioni "Finanza, Tecnologica e Tendenze globali dell'Investimento in Energia", "Le Politiche per l'Energia in un Mondo Globale, da Kyoto a Bonn" e "Measuring Economic Performance, Sustainability and Quality of Life" (il programma dell'evento è in corso di definizione).

link » [vai alla pagina informativa](#)

3 – 8 luglio

Nonlinear Dynamics and its Applications

Pescara, Italia

Organizzatore: Università "G. D'Annunzio"

Il GME parteciperà alla Sessione Plenaria del seminario "Nonlinear Dynamics and its Applications", organizzato dal Dipartimento di Metodi Quantitativi e Teoria Economica dell'Università di Pescara.

link » [vai alla pagina informativa](#)



11 – 13 giugno

Hydroenergia 2008

Bled, Slovenia

Organizzatore: ESHA – European Small Hydropower Association

link » [vai a pagina informativa](#)

11 – 14 giugno

GIORNATE DI APPROFONDIMENTO SULL'ENERGIA EOLICA

Lamezia Terme, Italia

Organizzatore: APER

link » [vai a pagina informativa](#)

12 – 13 giugno

Enhancing Security of Supply in Europe - Florence CeSSA Conference

Firenze, Italia

Organizzatore: CeSSA - FLE Florence

link » [vai alla pagina informativa](#)

13 giugno

CONVEGNO IAASM ENERGY SCENARIOS

Roma, Italia

Organizzatore: International Alumni Association of Scuola Mattei

link » [vai alla pagina informativa](#)

15 – 19 giugno

WEC Regional Energy Forum – FOREN 2008

Neptun-Olimp, Romania

Organizzatore: WEC Romania

link » [vai alla pagina informativa](#)

16 – 17 giugno

2008 EURELECTRIC Annual Convention & Conference

Barcellona, Spagna

Organizzatore: Eurelectric

link » [vai alla pagina informativa](#)

18 giugno

FORUM RINNOVABILI 2008

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

link » [vai alla pagina informativa](#)

18 – 20 giugno

31st IAEE International Conference

Istanbul, Turchia

Organizzatore: IAEE

link » [vai alla pagina informativa](#)

18 - 20 giugno

Energy Talks Ossiach 08

Stift Ossiach, Austria

Organizzatore: Sympos Veranstaltungsmanagement GmbH

link » [vai alla pagina informativa](#)

20 – 21 giugno

The Economics of Energy Markets

Toulouse, Francia

Organizzatore: Institut d'Economie Industrielle (IDEI)

link » [vai alla pagina informativa](#)

20 - 22 giugno

19th Annual Energy Fair

Custer, Usa

Organizzatore: Midwest Renewable Energy Association (MREA)

link » [vai alla pagina informativa](#)

23 – 24 giugno

Nuclear Industry Forum

Londra, UK

Organizzatore: Marketforce

link » [vai alla pagina informativa](#)

24 giugno

4th German American Renewable Energy Conference

Syracuse, Usa

Organizzatore: German American Chamber of Commerce New York (GACC NY)

link » [vai alla pagina informativa](#)

24 giugno

Clean Coal Technologies - towards a low carbon economy

Cambridge, UK

Organizzatore: Cambridge University Energy Network (CUEN)

link » [vai alla pagina informativa](#)

26 - 27 giugno

EPIA AGM 2008 and French Photovoltaic Symposium

Aix-les-Bains, Francia

Organizzatore: European Photovoltaic Industry Association (EPIA)

link » [vai alla pagina informativa](#)

30 giugno – 2 luglio

The International Energy Workshop (IEW)

Parigi, Francia

Organizzatore: IEA

link » [vai alla pagina informativa](#)

1 – 2 luglio

Europe, climate change and sustainable development: a new industrial revolution?"

Roma, Italia

Organizzatore: CEIS – Università di Roma Tor Vergata

link » [vai alla pagina informativa](#)

4 luglio

Waste to Energy

Roma, Italia

Organizzatore: Safe

link » [vai alla pagina informativa](#)

9 - 10 luglio

2008 New Energy Symposium and Solar Expo

Albany, NY

Organizzatore: New Energy New York and the College of Nanoscale Science and Engineering

link » [vai alla pagina informativa](#)

La Newsletter del GME

Pubblicazione mensile in formato elettronico

Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07

Direttore Responsabile: Alessandro Talarico

Proprietario ed Editore: Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Gruppo Adnkronos

Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente (IEFE) - Università Bocconi

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore del Mercato Elettrico S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte “Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.”.

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercato Elettrico, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.