

newsletter

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

In questo numero

APPROFONDIMENTI

Il mercato dei certificati verdi, gli obiettivi sulle fonti rinnovabili e la formazione dei prezzi
a cura di Energy Advisors
pagine 1 e 2

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico:
settembre 2008
pagine 3, 4 e 5

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse elettriche europee: settembre 2008
pagine 6 e 7

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei combustibili: settembre 2008
pagine 8 e 9

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di efficienza energetica: settembre 2008
pagina 10

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati verdi: settembre 2008
pagina 11

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle emissioni in Europa: settembre 2008
pagina 12

ANALISI

Un passo verso lo sviluppo di mercati spot dei cer e degli eru
di Clara Poletti, IEFE - Università Bocconi
pagine 13 e 14

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 15

APPUNTAMENTI

pagine 16, 17 e 18

GLOSSARIO

pagine 19 e 20

IL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI, GLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI E LA FORMAZIONE DEI PREZZI

a cura di Energy Advisors

Nonostante il tentativo del Governo Prodi di conferire maggiore stabilità al mercato delle fonti rinnovabili attraverso il nuovo regime di prezzi definito con la Finanziaria 2008, il settore sta vivendo una fase di profonda incertezza, che si riflette ovviamente sulle decisioni di investimento e che può compromettere il raggiungimento degli obiettivi assunti ed, a maggior ragione, i nuovi e più ambiziosi target di cui ora si parla per il mix delle fonti (50% idrocarburi, 25% nucleare e 25% rinnovabili). Non mettiamo ora in discussione l'obiettivo europeo del 20-20-20, né i numeri del Position Paper presentato nel settembre 2007 dal Governo italiano e questi nuovi traguardi. A nostro avviso sono tutti da considerarsi dei wishful thinking assolutamente irrealistici, ma il rischio è di non riuscire a realizzare neppure quello che sarebbe possibile, se non si riesce a giungere ad un assetto del sistema sufficientemente stabile e duraturo nel tempo. L'incertezza nasce da due fattori: l'eccesso di offerta che si è manifestata a partire dal 2007 e la caduta dei prezzi dei CV, che nelle ultime aste di settembre sono scesi a 62 €/MWh. Da molte parti si tende a spiegare la situazione in termini di mercato concorrenziale:

il mercato è lungo, quindi i prezzi scendono. Questa equazione è troppo semplicistica ed insieme fuorviante e ciò per due ragioni. La prima è che con il nuovo regime il prezzo del CV non può essere letto disgiuntamente dal prezzo dell'energia. Ora, nel corso del 2008 il prezzo dell'energia è notevolmente salito ed in presenza di un cap posto a 180 €/MWh, al salire del prezzo dell'energia è appena ovvio che scenda il prezzo del CV. Quindi la caduta del prezzo non è solo, e neppure principalmente, funzione dell'eccesso di offerta. Si può obiettare che anche con un valore del ritiro dedicato, che nei primi nove mesi dell'anno si può stimare sui 90 €/MWh, e con prezzi dei CV, che sempre per il periodo gennaio-settembre sono stati intorno agli 80 €/MWh, non si arriva ai 180 €/MWh attesi dai produttori (trascuriamo al momento l'osservazione che questa aspettativa si basa su di un errore logico, confondendo il prezzo massimo con il prezzo medio). Qui entra in gioco la seconda ragione. In realtà i produttori hanno a disposizione un meccanismo per raggiungere i 180 €/MWh, dal momento che il GSE funge da acquirente di ultima istanza, con l'obbligo di ritiro dell'invenduto sulla base del prezzo medio di borsa dell'anno precedente. Sarebbe allora sufficiente che i produttori

collocassero modesti quantitativi sulla borsa a prezzi elevati per ottenere il risultato. Se questo non succede è perché il GSE acquista al termine del periodo di validità del CV, cioè dopo tre anni, e molti produttori (soprattutto quelli di modeste dimensioni) non hanno la capacità finanziaria per attendere tre anni. In molti contratti di finanziamento le banche hanno posto l'obbligo per il produttore di negoziare i CV appena questi possono essere collocati sul mercato ed il prezzo di equilibrio diventa allora quello che consente di coprire il fabbisogno del debito. Solo che negli ultimi anni i costi d'investimento sono notevolmente saliti, sia per l'aumento dei semilavorati (si pensi all'acciaio), sia perché il mercato delle turbine eoliche oggi è corto e quindi nelle mani dei costruttori (e prima ancora dei componentisti, dato che molti produttori in realtà sono semplici assemblatori), sia ancora perché riducendosi le possibilità di trovare in Italia campi con buona ventosità, sono saliti i prezzi richiesti dai developer per la cessione dei progetti. In conclusione se quattro anni fa un MW di eolico comportava un investimento mediamente tra 1,2 ed 1,4 milioni di €, oggi il costo è salito ad 1,7-1,8 milioni di € e quindi il prezzo di energia più CV che garantisce un adeguato ritorno dei vecchi investimenti, non copre più i nuovi, almeno non

IL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI, GLI OBIETTIVI SULLE FONTI RINNOVABILI E LA FORMAZIONE DEI PREZZI

[CONTINUA]

ad un IRR che renda attrattiva l'iniziativa. Se la diagnosi che abbiamo proposto è corretta ne consegue che, volendosi correggere la situazione, non è sul lato della domanda che si deve operare, innalzando ulteriormente l'incremento annuo della quota d'obbligo. La situazione di eccesso d'offerta è del tutto transitoria, dovrebbe esaurirsi con il 2011 ed in prospettiva sarà già difficile riuscire a soddisfare le quote che con l'incremento attuale verranno a determinarsi. Piuttosto crediamo che sarebbero utili tre semplici correttivi: in primo luogo anticipare di due anni i tempi di acquisto da parte del GSE e già questo ridurrebbe la tendenza ribassista, consentendo una migliore resistenza anche ai piccoli produttori. Questo cambiamento potrebbe consentire di abbassare il cap a 170 €/MWh, lasciando invariato il ricavo dei produttori (per i minori oneri finanziari), riducendo il costo per i consumatori. In secondo luogo deve essere drasticamente rivista la possibilità di ottenere i CV in anticipo sulla produzione effettiva, dato che questa facilitazione ha generato un'inflazione artificiosa dell'offerta. Quantomeno si dovrebbe ridurre l'assegnazione

dei CV al 50% della producibilità di progetto, che grosso modo è il rapporto storico tra la producibilità denunciata in sede di qualifica IAFR e quella consuntivata. Infine deve essere affrontato il problema che è sorto con il cambio di meccanismo della formazione del prezzo del CV: chi ha dell'inventuto sulla produzione 2006 e 2007 si trova a vendere i CV ad un prezzo ridotto per effetto di un più elevato prezzo dell'energia, di cui però non ha beneficiato. Per evitare questa disparità di trattamento rispetto alla produzione dal 2008 in poi, disparità dovuta non ad andamenti di mercato, che non giustificerebbero alcun correttivo, ma ad un changing law per dirla in inglese o a factum principis per rimanere a Giustiniano, si potrebbe prevedere che il GSE corrisponda per i CV prodotti prima dell'introduzione della nuova normativa, quindi sino ai CV del 2007, il prezzo medio di borsa dell'anno precedente, più il delta tra il prezzo del ritiro dedicato dell'anno di produzione e quello del 2008. Le proposte che avanziamo si iscrivono nel quadro normativo vigente e ci rendiamo pienamente conto della contraddizione tra il chiedere per un verso

stabilità normativa (dal Bersani in poi le rinnovabili sono state interessate da almeno 16 cambiamenti di normativa) e da un altro nel suggerire nuove modifiche. Si impone allora una riflessione di fondo sulla logica che sottende tutto il sistema e cioè la possibilità di combinare nella formazione del prezzo delle rinnovabili elementi di mercato insieme con elementi di economia di comando: se la domanda è predeterminata ed è posto un prezzo massimo, ma l'offerta è libera, non si può pensare di poter giungere ad un prezzo di equilibrio definibile "di mercato" e si rende necessario intervenire periodicamente prendendo a martellate il meccanismo per riaggiustare il suo funzionamento, come anche noi stiamo proponendo. Probabilmente meglio allora passare ad un sistema di feed in tariff, come hanno fatto quasi tutti i paesi europei. Anche in questo caso la certezza del prezzo (che si traduce in bancabilità del credito) potrebbe essere scambiata con una riduzione della tariffa, accettabile per i produttori e con un minor costo per le rinnovabili sulla bolletta elettrica.



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO / SETTEMBRE 2008

A cura del GME

Nel mese di settembre si è assistito ad una sensibile crescita su base annua sia della domanda nazionale sia della domanda estera, favorita quest'ultima dai prezzi delle principali borse europee che nel corso del mese hanno spesso superato quelli italiani ed in particolare il prezzo di vendita della zona Nord, che oltretutto ha segnato il suo massimo storico. La liquidità si è confermata su livelli molto elevati, seconda solo

al valore record di agosto. Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 6,28 €/MWh su agosto (+6,9%) e di 27,40 €/MWh (+39,2%) su settembre 2007, si è portato a 97,23 €/MWh (Grafico 1). La maggiore crescita su base annua del PUN si è riscontrata anche a settembre nelle ore di bassa domanda: in particolare il rialzo è stato di 35,17 €/MWh (+81,9%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e di 27,65 €/MWh (+50,6%) nei giorni festivi, con prezzi attestati rispettivamente a 78,13 €/MWh e a 82,25 €/

MWh. Più contenuto l'aumento del prezzo nelle ore di picco, pari a 127,24 €/MWh (+15,30 €/MWh; +13,7%) (Tabella 1). I prezzi di vendita delle zone Nord e Centro-Nord hanno registrato un deciso aumento congiunturale (circa il 14%, contro quello inferiore al 4% delle altre zone) che li ha portati a livelli mai raggiunti in precedenza: rispettivamente 93,30 €/MWh e 93,84 €/MWh. Si è pertanto annullato il differenziale tra il prezzo delle due zone settentrionali e quello delle altre zone, che ad agosto aveva superato i 10 €/MWh.

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	%	%	%
Settembre	97,23	69,84	27,40	39,2%	28.063	14,5%	39.409	5,7%	71,2%	65,7%
<i>Giorno lavorativo</i>	102,68	77,45	25,23	32,6%	29.944	14,3%	41.887	4,1%	71,5%	65,1%
<i>ore di picco</i>	127,24	111,95	15,30	13,7%	33.375	12,0%	46.972	3,5%	71,1%	65,7%
<i>ore fuori picco</i>	78,13	42,96	35,17	81,9%	26.514	17,3%	36.801	4,9%	72,0%	64,4%
<i>Giorno festivo</i>	82,25	54,60	27,65	50,6%	22.891	8,5%	32.594	3,9%	70,2%	67,3%
<i>Minimo orario</i>	29,52	22,00			16.782		25.947		64,6%	57,8%
<i>Massimo orario</i>	163,19	179,35			38.371		51.963		77,9%	72,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

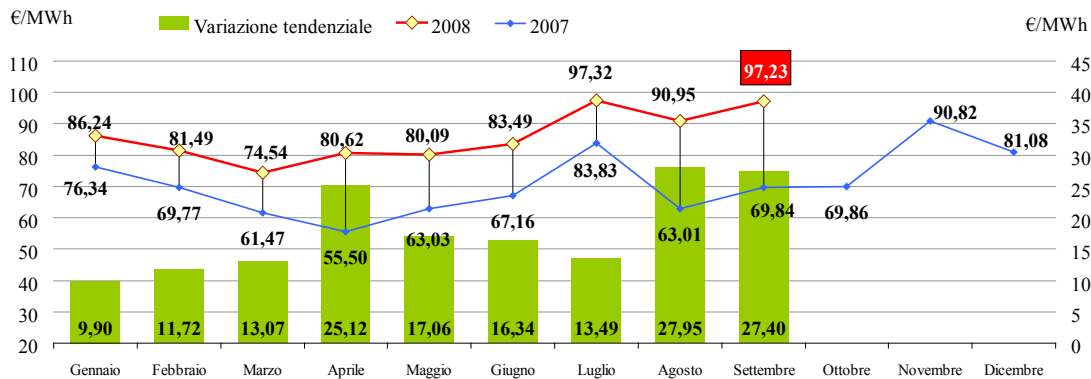
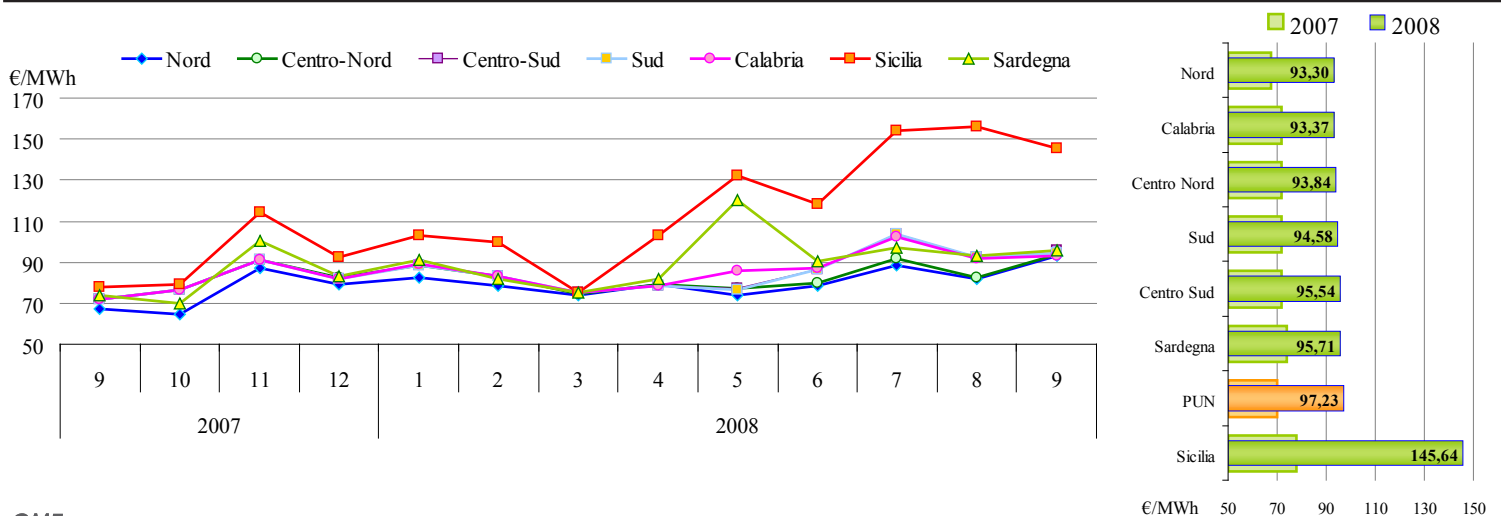


Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO / SETTEMBRE 2008

[CONTINUA]

Discorso a parte per la Sicilia, il cui prezzo di vendita, pari a 145,64 €/MWh, nonostante la flessione congiunturale di oltre 10 €/MWh, ha superato di oltre 50 €/MWh quello delle altre zone (Grafico 2). A settembre nel Sistema Italia sono stati scambiati 28,4 milioni di MWh,

in aumento del 5,7% rispetto allo stesso mese del 2007; di questi 20,2 milioni di MWh sono transitati nella borsa dell'energia elettrica, con una crescita annua del 14,5%, a fronte di una flessione dei contratti bilaterali dell'11,2% (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, ripiegando di

1,4 punti percentuali rispetto al massimo storico del mese precedente, si è portata al 71,2%, con un aumento di 5,5 p.p. rispetto a settembre 2007 (Grafico 3).

L'offerta di energia elettrica, pari a 39,8 milioni di MWh (55.244 MWh medi orari), è aumentata

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

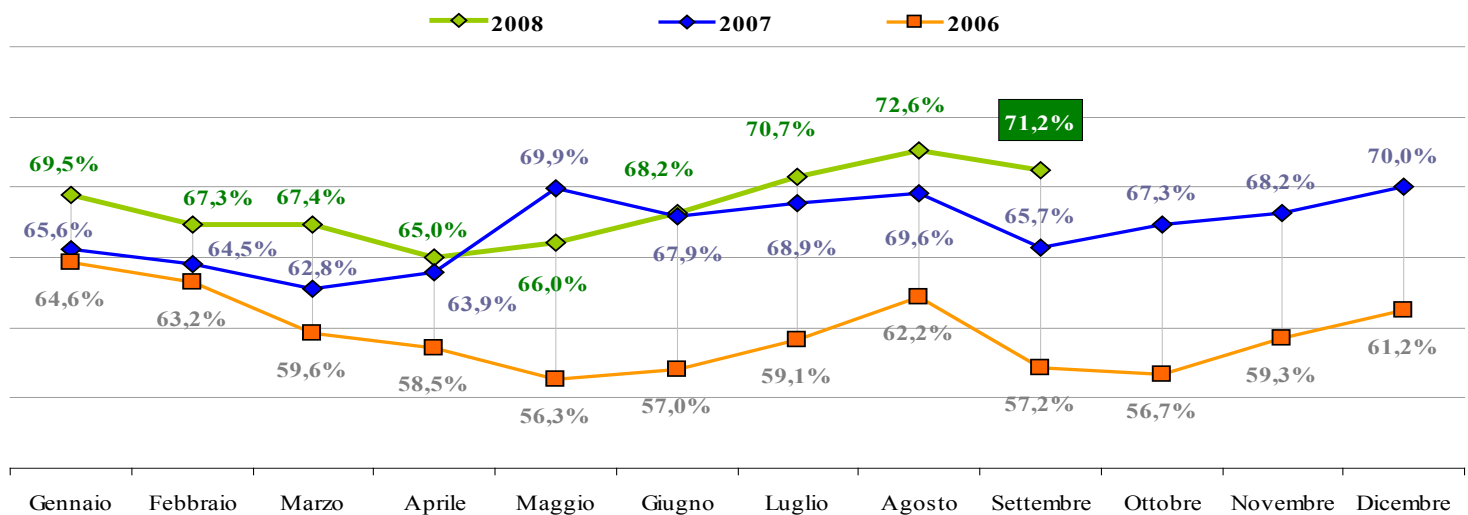
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.205.595	14,5%	71,2%
Operatori	13.722.724	24,0%	48,4%
GSE	3.894.593	1,8%	13,7%
Zone estere	1.579.844	39,6%	5,6%
Saldo programmi PCE	532.750	-59,8%	1,9%
Offerte integrative	475.684	61,3%	1,7%
Contratti bilaterali	8.168.654	-11,2%	28,8%
Bilaterali esteri	1.928.567	-29,2%	6,8%
Bilaterali nazionali	6.772.837	-13,2%	23,9%
Saldo programmi PCE	-532.750	-1,9%	
VOLUMI VENDUTI	28.374.248	5,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	11.401.750	-5,4%	
OFFERTA TOTALE	39.775.998	2,3%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.205.595	14,5%	71,2%
Acquirente Unico	6.231.637	-9,6%	22,0%
Altri operatori	12.395.456	26,1%	43,7%
Pompaggi	497.549	28,2%	1,8%
Zone estere	684.889	240,9%	2,4%
Saldo programmi PCE	7.650	-	0,0%
Offerte integrative	388.413	18,5%	1,4%
Contratti bilaterali	8.168.654	-11,2%	28,8%
Bilaterali esteri	40.830	13,4%	0,1%
Bilaterali nazionali AU	1.450.141	15,9%	5,1%
Bilaterali nazionali altri operatori	6.685.332	-15,5%	23,6%
Saldo programmi PCE	-7.650		
VOLUMI ACQUISTATI	28.374.248	5,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.446.187	364,4%	
DOMANDA TOTALE	29.820.435	9,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



del 2,3% (+1.230 MWh medi orari) rispetto a settembre 2007, scontando da un lato la crescita del 3,4% dell'energia offerta dalle unità di produzione nazionali (+1.652 MWh) e dall'altro la flessione del 7,1% dell'offerta estera (-421

MWh) (Tabella 4). La domanda nazionale di energia elettrica (acquisti), pari a 27,6 milioni di MWh, ha segnato un aumento del 3,9% (+1.451 MWh medi orari), il più importante dall'inizio dell'anno; la crescita ha interessato tutte le zone

ad eccezione della MzSardegna, in calo del 2,4%. Le esportazioni (acquisti sulle zone estere), di modesta entità (0,7 milioni di MWh), sono invece triplicate rispetto ad un anno fa (+206,4%) (Tabella 4). La maggiore domanda è stata coperta

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO / SETTEMBRE 2008

[CONTINUA]

soprattutto dalle vendite delle unità di produzione nazionale, pari a 24,9 milioni di MWh (+8,2%), che hanno anche compensato la flessione delle importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,5 milioni di MWh (-9,0%). L'aumento delle vendite nazionali ha interessato l'intero territorio con l'eccezione della Sardegna (-5,1%) (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela da un lato il calo su base annua delle vendite degli impianti termoelettrici tradizionali (-188 MWh in

media oraria; -1,8%), concentrato nella MzNord e soprattutto nelle isole, e dall'altro l'aumento delle vendite degli impianti idroelettrici (+1.429 MWh; +41,4%), degli impianti a ciclo combinato (+894 MWh; +5,3%) e degli eolici (+246 MWh; +103,3%) (Tabella 5). Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a settembre, sono state 12,3 milioni di MWh, con una diminuzione del 2,0% rispetto allo stesso mese del 2007;

da rilevare la crescita dei contratti standard (+36,9%), tra cui in particolare quella dei profili peak (+106,5%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 9,6 milioni di MWh (-12,4%). Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 8,7 milioni di MWh (-17,3%); nei conti in prelievo 8,2 milioni di MWh (-11,1%). In aumento i volumi dei programmi in immissione con indicazione di prezzo (Tabella 6).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

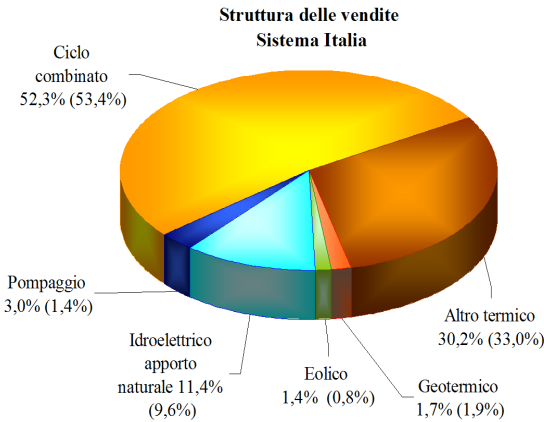
Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	19.065.403	26.480	+6,2%	13.470.645	18.709	+8,7%	15.091.668	20.961	+3,7%
MzSud	12.915.009	17.938	+0,3%	8.719.685	12.111	+9,6%	9.822.807	13.643	+4,8%
MzSicilia	2.438.706	3.387	+3,7%	1.706.035	2.369	+5,5%	1.740.285	2.417	+5,0%
MzSardegna	1.411.088	1.960	-3,1%	969.473	1.346	-5,1%	993.769	1.380	-2,4%
Totale nazionale	35.830.206	49.764	+3,4%	24.865.837	34.536	+8,2%	27.648.529	38.401	+3,9%
MzEstero	3.945.792	5.480	-7,1%	3.508.411	4.873	-9,0%	725.719	1.008	+206,4%
Sistema Italia	39.775.998	55.244	+2,3%	28.374.248	39.409	+5,7%	28.374.248	39.409	+5,7%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	14.315	+2,1%	10.833	+4,4%	2.135	+2,2%	1.225	-8,2%	28.508	+2,5%
Ciclo combinato	9.475	+5,8%	6.100	+3,3%	1.599	+11,8%	538	+2,7%	17.712	+5,3%
Geotermico	-	+0,0%	569	-3,1%	-	+0,0%	-	+0,0%	569	-3,1%
Altro termico	4.840	-4,4%	4.164	+7,3%	535	-18,6%	688	-15,2%	10.227	-1,8%
Idroelettrico	4.103	+36,3%	643	+83,0%	90	+43,2%	47	+53,6%	4.883	+41,4%
Apporto naturale	3.430	+26,7%	403	+42,8%	13	+175,9%	23	+23,0%	3.869	+28,4%
Pompaggio	673	+121,9%	240	+247,2%	78	+32,7%	24	+101,8%	1.015	+129,2%
Eolico	-	+0,0%	356	+128,4%	81	+75,4%	47	+30,2%	484	+103,3%
Totale Impianti	18.417	+8,2%	11.832	+8,7%	2.306	+4,9%	1.320	-5,8%	33.875	+7,5%
Off Integrative	292	+65,3%	278	+65,2%	63	+35,7%	27	+52,5%	661	+61,3%
Totale Vendite	18.709	+8,7%	12.111	+9,6%	2.369	+5,5%	1.346	-5,1%	34.536	+8,2%



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

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	2.480.964	22,5%	20,2%	Richiesti	8.839.589	-16,4%	100,0%	8.176.303	-11,2%	100,0%
Off Peak	967.536	24,7%	7,9%	di cui con indicazione di prezzo	376.771	62,8%	4,3%	-	-	-
Peak	1.140.756	106,5%	9,3%	Registrati	8.701.404	-17,3%	98,4%	8.176.303	-11,1%	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	239.925	28,4%	2,7%	-	-	-
Totale Standard	4.589.256	36,9%	37,3%	Rifiutati	138.185	194,8%	1,6%	-	-	-
Totale Non standard	7.698.110	-16,2%	62,7%	di cui con indicazione di prezzo	136.846	207,1%	1,5%	-	-	-
Totale	12.287.366	-2,0%	100,0%							
Posizione netta	9.573.244	-12,4%	77,9%	Saldo programmi	532.750	-59,8%		7.649,70	-	

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE / SETTEMBRE 2008

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Il mese di settembre è stato caratterizzato da una forte crescita congiunturale delle quotazioni dell'energia sulle principali borse europee che, in controtendenza rispetto alla riduzione delle quotazioni del Brent in €/MWh (-10%) (si veda la sezione "Mercato dei combustibili"), hanno toccato i massimi livelli dal 2004.

Gli incrementi più sensibili si sono registrati sulle borse centro-nord europee (+50,7% su Powernext, +43,0% su EEX, +23,5% su NordPool), mentre sulle borse dell'area mediterranea gli aumenti sono risultati assai più limitati (+6,9% su IPEX, +4,2% su Omel).

Quanto alle variazioni su base annua, si è confermata una tendenza già emersa nel corso degli ultimi 4 mesi, che ha visto incrementi in tripla cifra sulle borse centro-nord europee (NordPool +167,6%, EEX +155,8% e Powernext +154,3%) e su Omel (+167,6%), con le sole quotazioni di IPEX a registrare incrementi in doppia cifra (+39,2%).

Tali variazioni non hanno alterato il ranking delle borse, con IPEX che si è confermata in prima posizione (97,23 €/MWh), seguita a distanza decisamente ridotta da Powernext ed EEX, sostanzialmente allineate (rispettivamente 88,43 €/MWh e 88,30 €/MWh). Tuttavia le dinamiche occorse hanno sensibilmente limato la differenza tra Prezzo Unico Nazionale (Pun) e Prezzo Medio Europeo (PME¹), che è scesa a 9,0 €/MWh, toccando il suo minimo annuo; la forchetta è risultata molto stretta soprattutto nella seconda metà del mese, durante il quale il PME è risultato per 3 volte superiore al PUN. Anche nel mese di settembre i volumi scambiati hanno mostrato un aumento

		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	97,23	6,9%	39,2%	20,2	14,5%
	Peak	127,24	16,2%	13,7%		
	Off peak	78,13	-1,1%	81,9%		
	Festivo	82,25	-3,2%	50,6%		
EEX	Base	88,30	43,0%	155,8%	12,0	20,8%
	Peak	116,46	45,5%	137,3%		
	Off peak	74,89	40,1%	155,6%		
	Festivo	68,01	29,1%	170,0%		
Powernext	Base	88,43	50,7%	154,3%	3,8	10,9%
	Peak	117,82	46,5%	141,9%		
	Off peak	74,40	57,2%	151,9%		
	Festivo	67,32	36,9%	158,0%		
OMEL	Base	73,03	4,2%	104,0%	16,8	-2,3%
	Peak	79,18	2,4%	86,9%		
	Off peak	68,60	7,1%	123,3%		
	Festivo	70,66	2,4%	105,8%		
NordPool	Base	67,47	23,5%	167,6%	22,4	5,3%
	Peak	70,73	16,1%	133,0%		
	Off peak	66,10	27,4%	186,1%		
	Festivo	64,86	26,3%	192,6%		
PME¹	Base	88,28	45,1%	155,2%	-	-
	Peak	116,81	45,8%	138,5%		
	Off peak	74,77	44,8%	154,6%		
	Festivo	67,62	30,8%	165,9%		

tendenziale su tutte le borse europee, con incrementi compresi tra +5,3% di NordPool e +20,8% di EEX; unica eccezione è rappresentata da Omel, il cui tasso di crescita, già indebolito negli ultimi mesi, ha fatto segnare una variazione negativa pari al -2,3%. NordPool (22,4 TWh) si conferma la borsa su cui transitano più volumi, seguita nell'ordine da IPEX (20,2 TWh), Omel (16,8 TWh) e dagli altri exchange continentali (3,8-12 TWh).

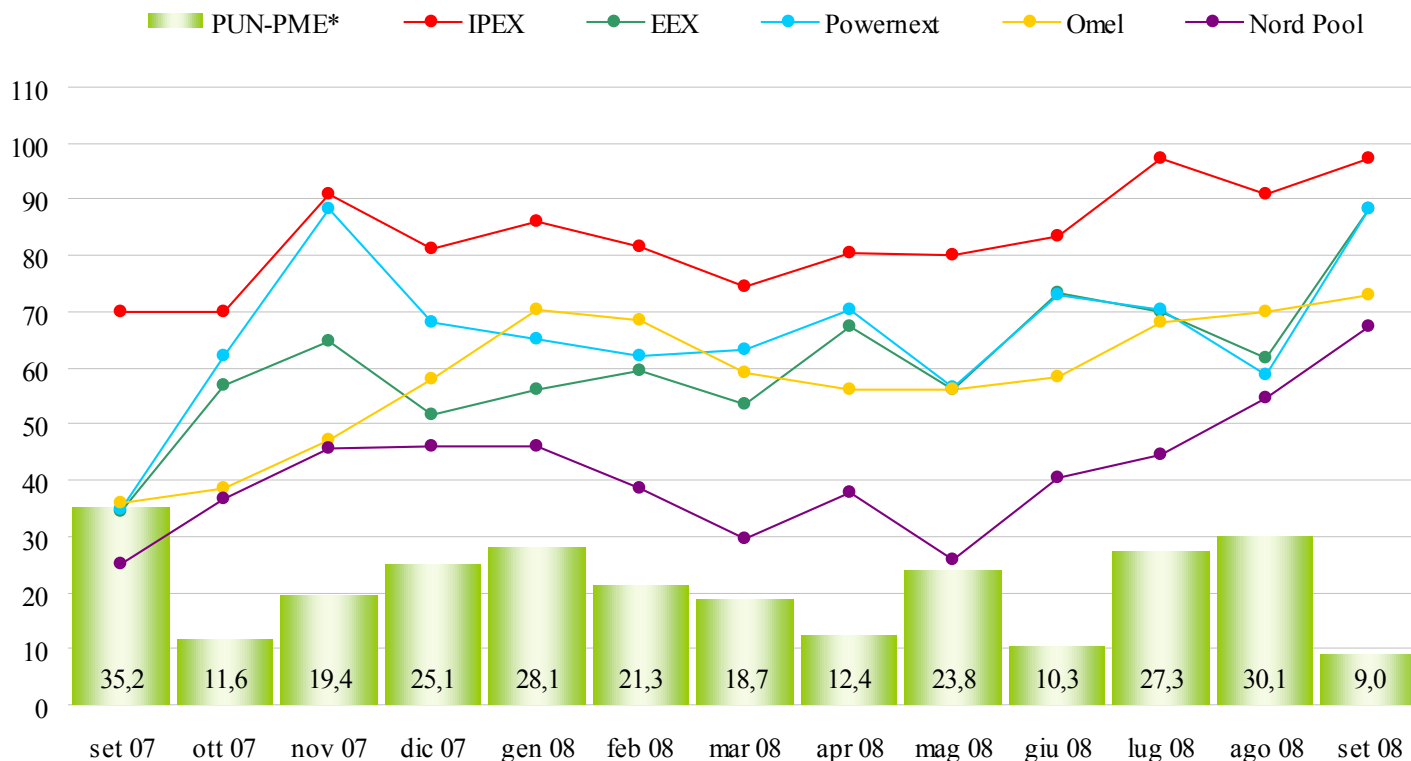
¹ Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE / SETTEMBRE 2008

[CONTINUA]

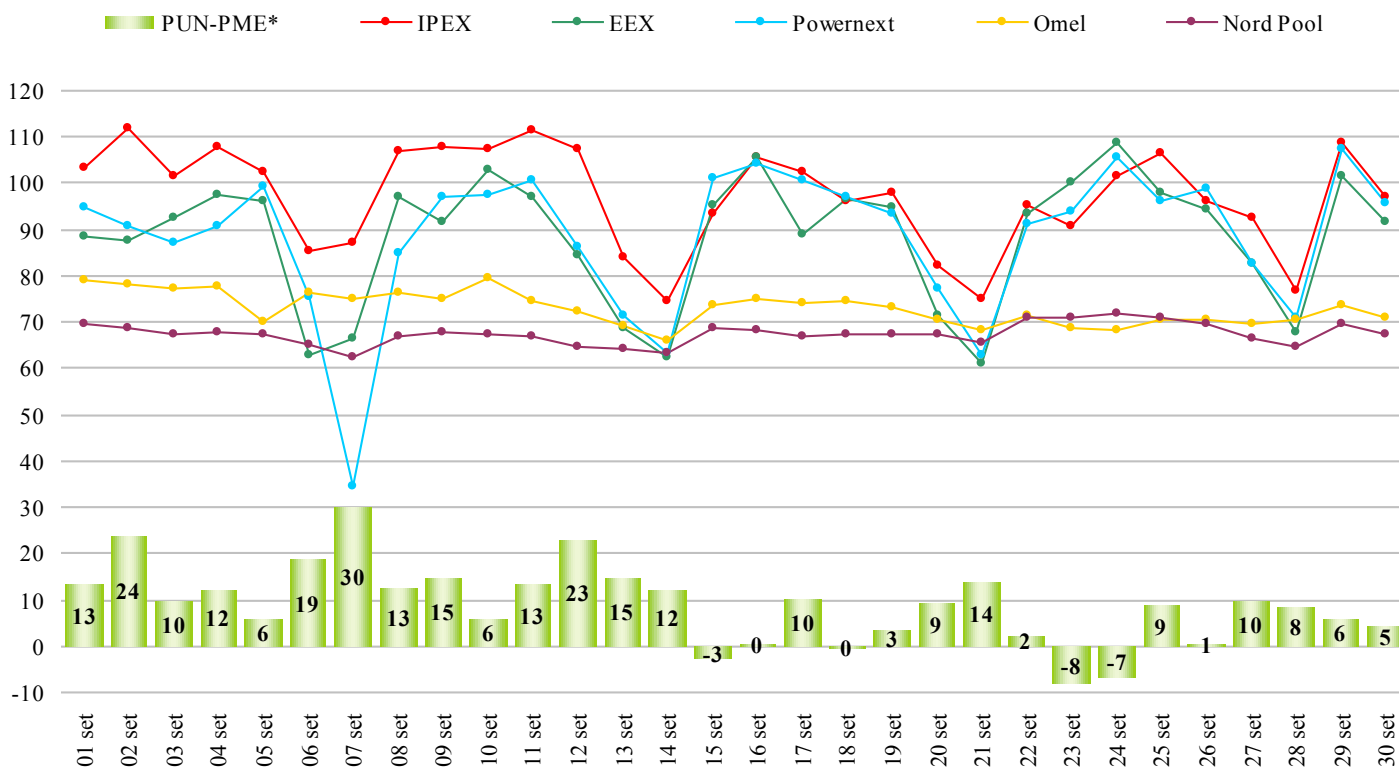
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



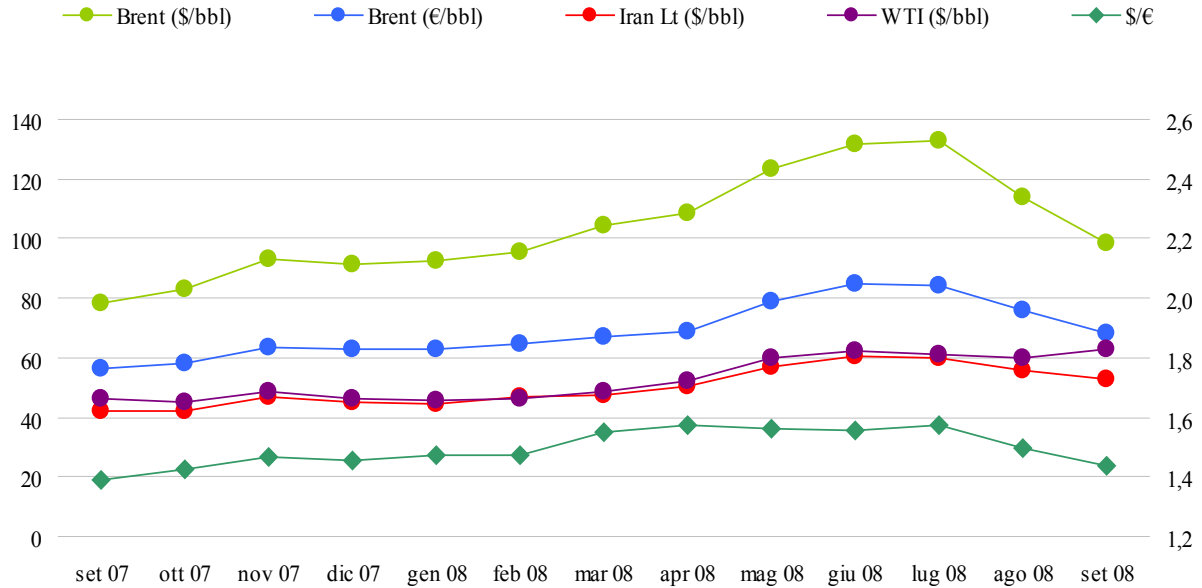
* cfr nota 1 pagina precedente

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI / SETTEMBRE 2008

A cura del GME

Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Nel corso di questo mese si consolida la tendenza ribassista del greggio già osservata ad agosto: il Brent, attestato a 98,24 \$/bbl, si ferma per la prima volta dopo 6 mesi sotto i 100 \$/bbl, in calo congiunturale del 13,8%, ma su valori ancora decisamente superiori rispetto ad un anno fa (+25,7%). Dinamiche simili si osservano sul petrolio mediorientale, prossimo ai 104 \$/bbl (-9,1% congiunturale, +30,1% sul 2007), mentre si muove in controtendenza il dato congiunturale relativo al WTI, in crescita per effetto degli uragani transitati nel mese di settembre sul territorio statunitense. Nel contempo il deprezzamento dell'euro sul dollaro, segnalato dalla discesa del tasso di cambio a 1,44, minimo livello annuo (-4,0% su agosto, +3,2% su base tendenziale), produce un effetto di parziale contenimento della variazione congiunturale del Brent in €/MWh, in calo del 10,3% rispetto al mese precedente. La tendenza ribassista osservata sul Brent coinvolge in maniera diretta i mercati dei prodotti petroliferi e del carbone, determinando



diminuzioni congiunturali particolarmente significative sulle relative quotazioni europee. Facendo riferimento da qui in avanti alle sole variazioni in €/MWh, si nota come l'impatto più marcato si produca sui prezzi degli oli combustibili, in calo fino quasi al 14% sulla piazza di Rotterdam, del gasolio (tra -5% e -7%) e del carbone ARA (-7,5%); effetti decisamente più contenuti si sono manifestati sulle quotazioni extra-europee del coal, con il Rich Bay sudafricano in discesa del 2,3% e il Qinhdao cinese addirittura in aumento

rispetto al mese precedente (+3,5%). In controtendenza rispetto agli altri combustibili, il gas riprende la sua corsa al rialzo, più spiccato sulle piazze nord-europee (+27-28%) che al punto di scambio italiano (+14,7%). Su base annua si conferma la crescita vistosa di tutti i combustibili, con incrementi compresi tra il 25% e il 50% per i prodotti petroliferi, tra il 60% e il 70% per il gas e il carbone europeo e addirittura superiori al 135% per il carbone extra-europeo.

Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Prodotto	UM	Quotazioni Ufficiali (UM) *			Quotazioni espresse in €/MWh #			
		Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend	
Tassi di cambio	\$/€	-	1,44	-4,0%	3,2%	-	-	-
Exchange Rates	£/€	-	0,80	0,7%	15,8%	-	-	-
Greggio								
Crude Oil								
	Dated Brent	\$/bbl	98,24	-13,8%	25,7%	50,01	-10,3%	21,8%
	Iran Lt Crk NB	\$/bbl	103,54	-9,3%	29,8%	52,71	-5,6%	25,8%
	WTI Crk NB	\$/bbl	123,68	0,9%	40,0%	62,96	5,0%	35,7%
Olio								
Combustibile								
Fuel Oil								
	Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	558,90	-17,3%	54,9%	34,16	-13,8%	50,2%
	Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	552,78	-14,4%	41,0%	33,78	-10,8%	36,6%
	Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	566,13	-13,9%	42,2%	34,60	-10,4%	37,9%
Gasolio								
Gas Oil								
	Gasoil FOB Rot Brge	\$/MT	922,88	-9,3%	34,8%	54,19	-5,5%	30,7%
	Gasoil CIF Med Cargo	\$/MT	934,61	-10,3%	31,4%	54,88	-6,6%	27,3%
	Gasoil FOB Med Cargo	\$/MT	905,85	-11,1%	29,7%	53,19	-7,4%	25,7%
Carbone								
Coal								
	Coal CIM CIF ARA	\$/MT	171,18	-11,1%	78,7%	17,09	-7,5%	73,2%
	Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	147,25	-6,2%	136,5%	14,70	-2,3%	129,3%
	Coal Qinhdao Stm	\$/MT	196,75	-0,6%	165,0%	19,64	3,5%	156,9%
Metano								
Gas								
	Gas PSV DA	€/MWh	33,16	14,7%	63,5%	33,16	14,7%	63,5%
	Gas Zeebrugge	€/MWh	30,77	27,1%	76,3%	30,77	27,1%	76,3%
	Gas Dutch TTF	€/MWh	30,23	28,2%	76,1%	30,23	28,2%	76,1%

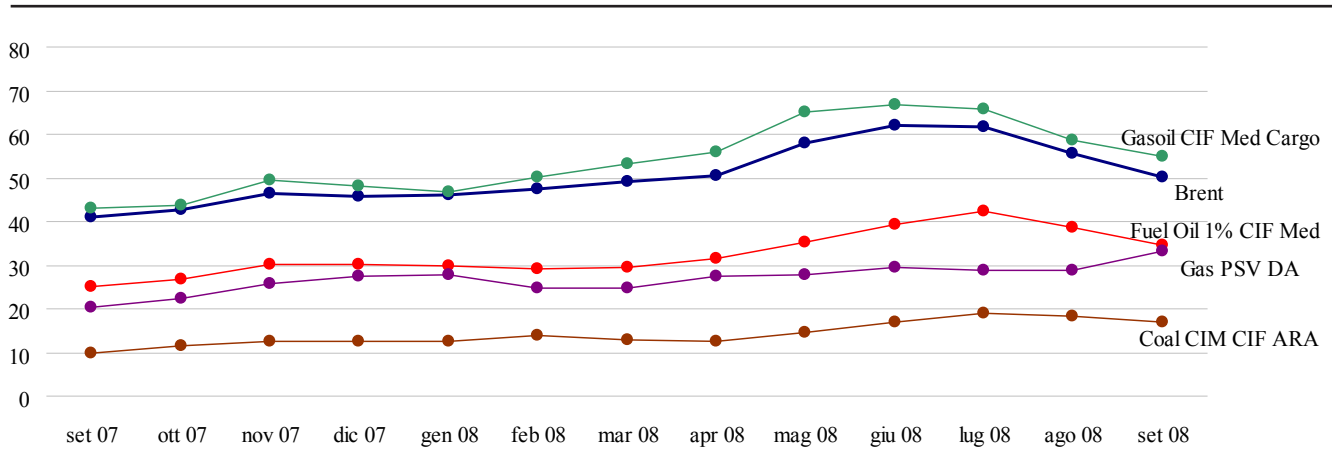
* I valori riportati si riferiscono alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere

Le quotazioni ufficiali sono convertite in €/MWh utilizzando il tasso di cambio \$/€ e i PCI dei relativi combustibili

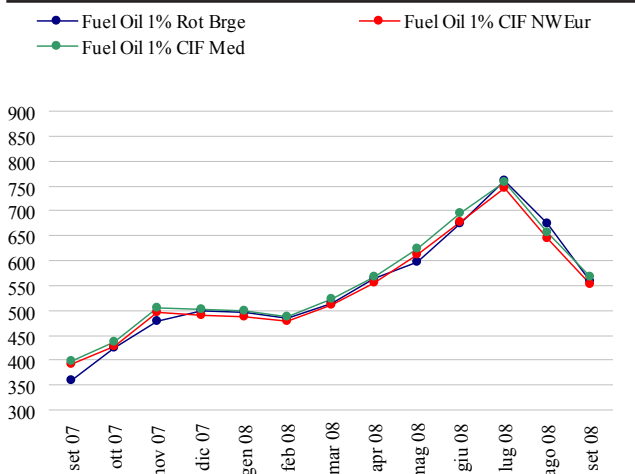
TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI / SETTEMBRE 2008

[CONTINUA]

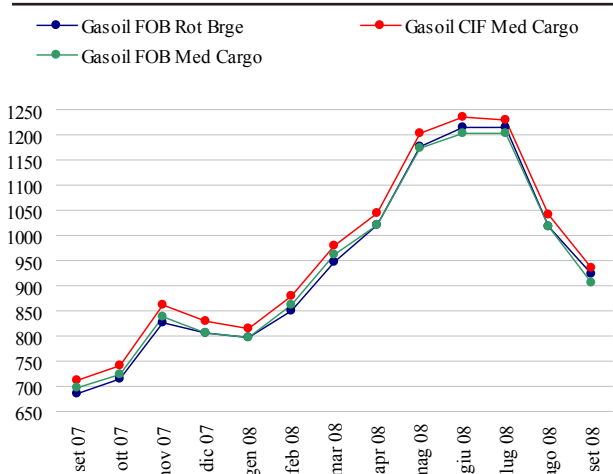
Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)



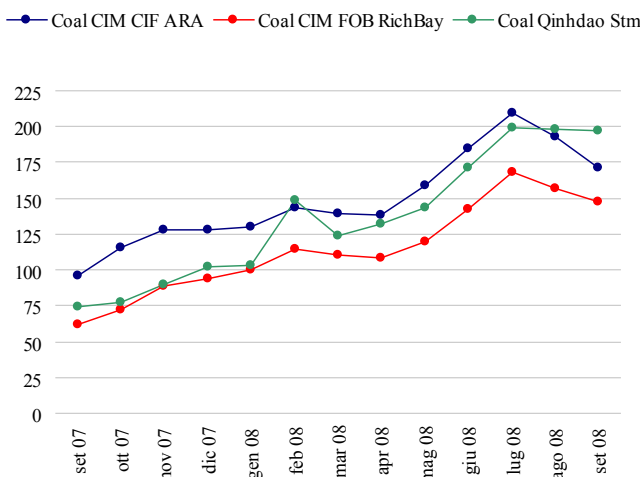
Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)



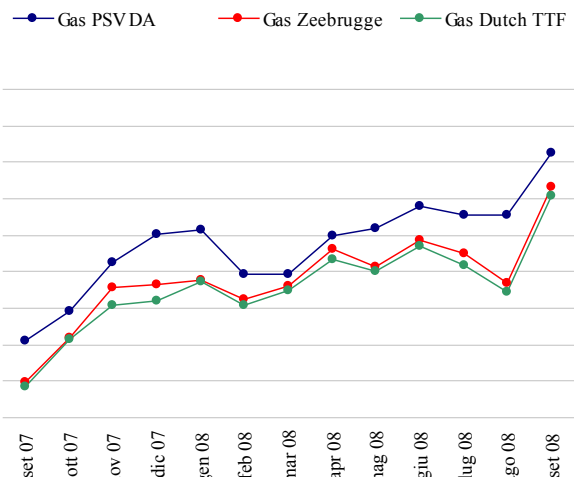
Gasolio, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)



Carbone, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)



Gas metano, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

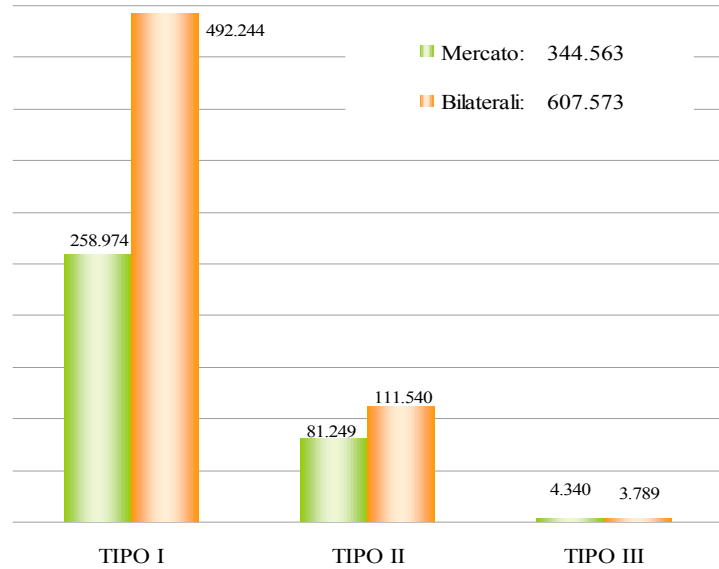
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ SETTEMBRE 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 150.443 TEE nel mese di settembre, pari quasi al totale dei TEE scambiati sino ad agosto. Di questi, 112.425 erano di Tipo I, in netto aumento rispetto ai 13.874 scambiati a luglio e agosto complessivamente, 37.301 di Tipo II, in forte aumento rispetto ai 10.575 dei due mesi precedenti. Nel mese di settembre sono stati scambiati anche 717 titoli di Tipo III. Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I scambiati è stato di €63,32, in notevole calo rispetto al prezzo medio ponderato di agosto (€69,02), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €63,24, con una diminuzione netta rispetto al prezzo medio ponderato del mese precedente (€68,58). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III del mese di settembre è stato di €18,43. Il record di volumi registrato nel mese di settembre è dovuto all'emissione di un gran numero di TEE a favore di operatori che li avevano in sospeso dal 2006 e 2007. Il rilascio di questi TEE sul mercato ha portato ad un ribasso dei prezzi e ad un ulteriore allineamento tra prezzi di Tipo I e Tipo II, attorno a €63,00.

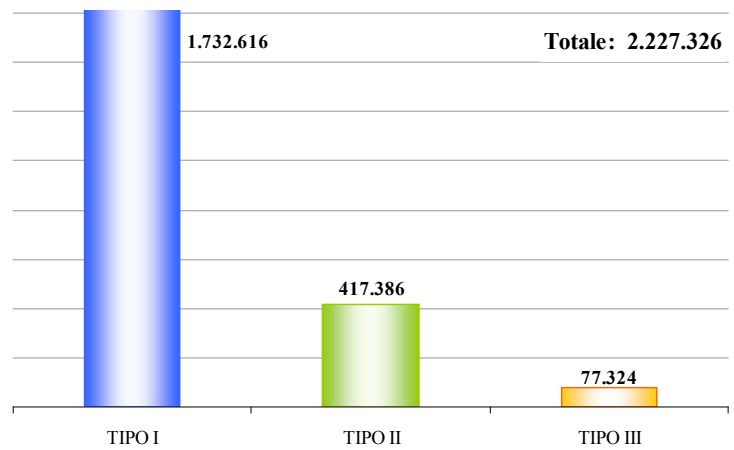
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2008 al 30 settembre 2008

Fonte: GME



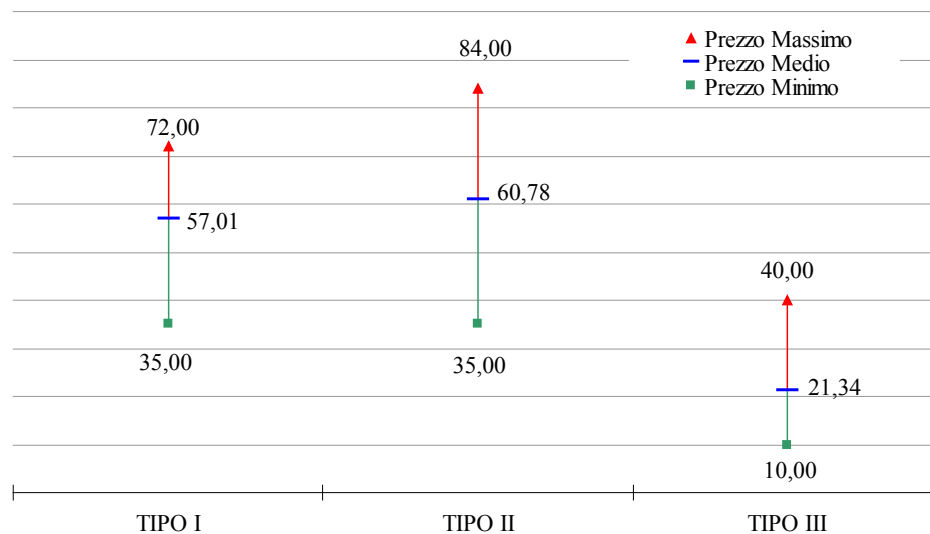
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



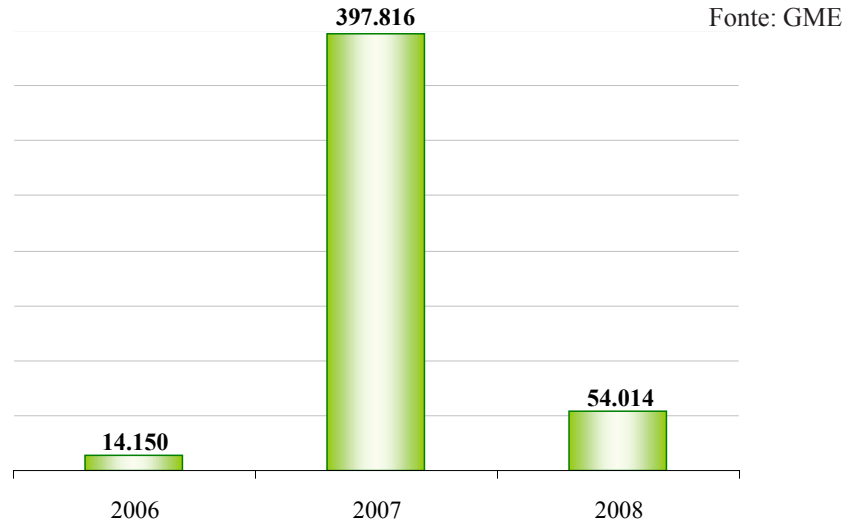
GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI / SETTEMBRE 2008

A cura del GME

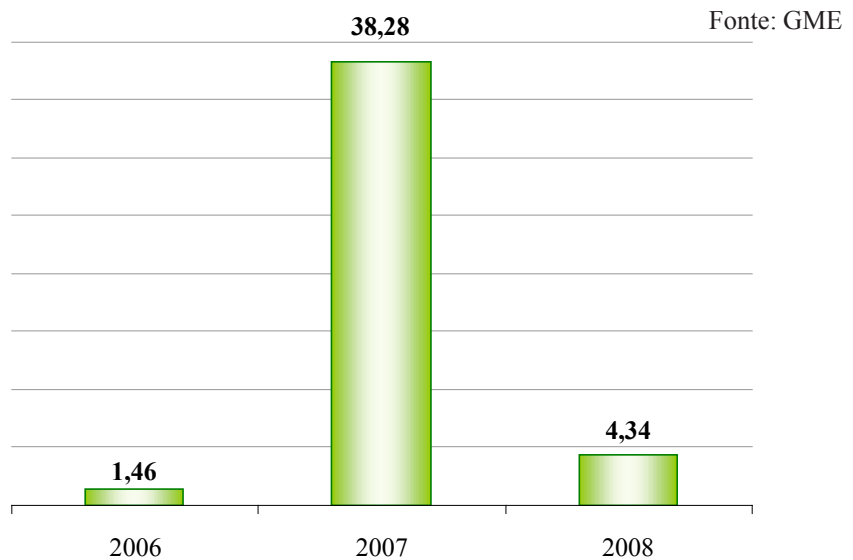
Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 29.102 CV¹, con volumi in netto aumento rispetto ai 9.668 scambiati nel mese di agosto. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 13.272, in forte aumento rispetto ai 2.478 scambiati nel mese di agosto, mentre i CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 15.830, più del doppio rispetto ai 7.190 scambiati nel mese precedente. Nel mese di settembre, come per agosto, non sono stati scambiati CV con anno di riferimento 2006. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €73,83 in aumento di €1,71 rispetto al mese precedente. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato, come per i CV 2007, di €73,83, con un incremento dell'2,3% rispetto ai €72,14 del mese di agosto. I volumi in rialzo e il leggero incremento dei prezzi rispetto al mese precedente sono attribuibili alla ripresa delle attività dopo i mesi estivi (ad agosto sono state organizzate soltanto due sessioni di mercato). Tuttavia, i prezzi dei CV rimangono al di sotto dei livelli antecedenti l'inizio della stagione estiva, durante la quale si è registrata una minore liquidità.

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.

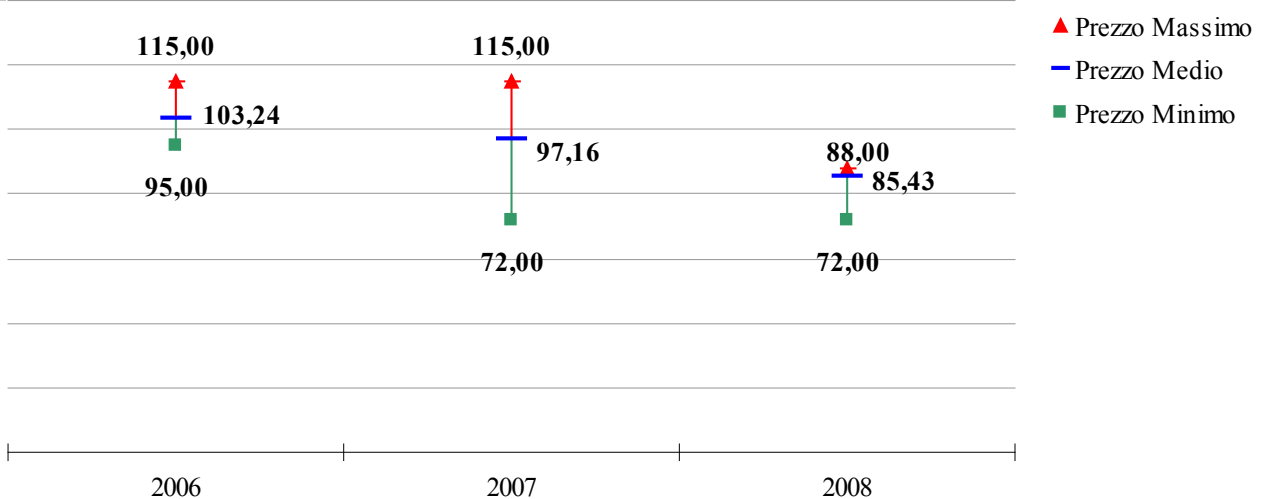
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2008 al 30 settembre 2008)



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



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



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA / SETTEMBRE 2008

A cura del GME

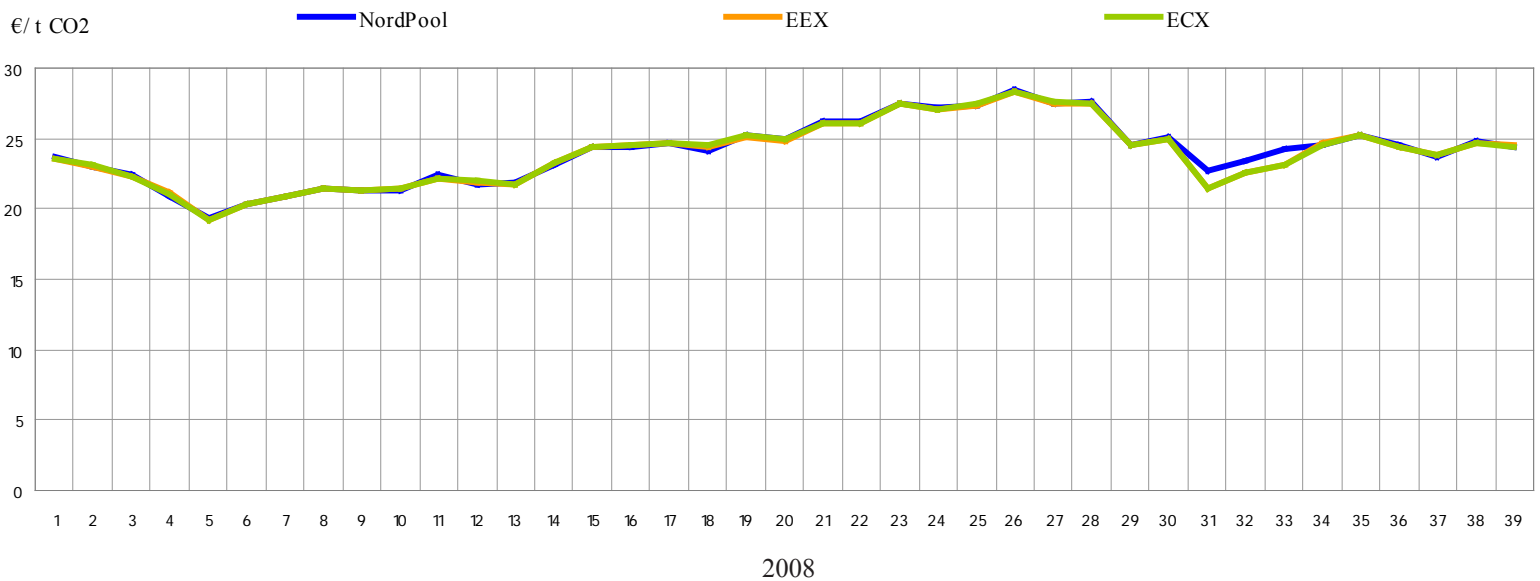
Il mese di settembre ha confermato la spiccata volatilità dei prezzi delle EUA, in particolare per quanto concerne il mercato forward, con il contratto EUA 2008 che è stato scambiato nel range €22.00-25.00 t/CO₂. Anche il carbon market ha risentito della crisi del sistema finanziario statunitense, in quanto una parte assai significativa degli scambi sul mercato forward sono effettuati da operatori finanziari. Il prezzo di una tonnellata di CO₂ è sceso attorno a €22.00 nelle giornate più critiche di metà mese, prima di recuperare a €24.50 sulla scia di una rinnovata confidenza nei mercati. Sentiment che è stato poi nuovamente intaccato negli ultimi due giorni del mese, come conseguenza del rigetto del piano di salvataggio finanziario

da parte del Congresso Usa. Il prezzo del contratto EUA 2008 è sceso sotto la soglia di €22.00 nell'intra-day dell'ultimo giorno del mese, sulla scia di prezzi deboli di petrolio, gas e carbone che rispondono a segnali di probabile recessione o rallentamento dell'economia in Europa e in USA. Il rischio di un accentuato calo dei prezzi dovuto alla correlazione tra andamento delle economie europee e livello della domanda di EUA era stato segnalato dagli analisti secondo i quali un calo dell'1% dell'economia dell'UE potrebbe determinare una diminuzione della domanda di EUA pari a circa 30 milioni di t/CO₂ nel corso dell'anno. Continua inoltre a perdurare la situazione di incertezza relativa all'approvazione finale della maggior parte dei PNA europei, tra cui quello italiano, con conseguente ritardo nel rilascio delle EUA per l'anno 2008. Ad accelerare

il processo di rilascio delle quote, che dovrebbe contribuire a rianimare l'ormai depresso mercato spot delle emissioni in Europa, dovrebbe contribuire il tanto atteso completamento dell'interconnessione tra CITL (Community Independent Transaction Log) e ITL (International Transaction Log) che, secondo quanto affermato dalla Commissione Europea, dovrebbe finalizzarsi entro metà ottobre. La connessione tra i due Registri permetterà inoltre l'import di CERs primari sui conti di chi ha effettuato progetti CDM o già acquistato nel mercato secondario, permettendone l'utilizzo per la percentuale di compliance o il trading spot sui mercati europei, tra cui la piattaforma del GME, che è già predisposta per lo scambio "fisico" di CERs ed ERUs.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



UN PASSO VERSO LO SVILUPPO DI MERCATI SPOT DEI CER E DEGLI ERU

di Clara Poletti, IEFE - Università Bocconi

Siamo entrati da quasi un anno nel secondo periodo del Protocollo di Kyoto, 2008-2012, ma lo scambio dei crediti di emissione relativi ai cosiddetti meccanismi flessibili previsti dal Protocollo stesso non è ancora decollato. Tuttavia, un passo importante in questa direzione è stato appena annunciato dalla Commissione Europea; si tratta del collegamento, entro il 17 Ottobre 2008, del registro per lo scambio dei crediti di carbonio gestito dall'Unione Europea (CITL) con quello delle Nazioni Unite (ITL). I test di collegamento dovrebbero durare circa due settimane, periodo durante il quale i registri nazionali UE saranno disconnessi e non sarà dunque possibile effettuare scambi. Il collegamento dei registri è condizione preliminare per consentire una piena applicazione dei meccanismi flessibili del Protocollo. Tali meccanismi sono strumenti supplementari rispetto alle politiche nazionali per la riduzione dei gas a effetto serra, e consentono a ciascun Paese di utilizzare a proprio credito anche attività di riduzione delle emissioni effettuate al di fuori del territorio nazionale. Si distinguono in tre categorie:

- l'International Emission Trading (IET), che consente ai Paesi firmatari del Protocollo di Kyoto di adempiere agli obblighi di riduzione delle emissioni attraverso l'acquisto o la vendita di permessi di emissione denominati Assigned Amount Units ed indicati con la sigla AAU;
- il Clean Development Mechanism (CDM): è un meccanismo di collaborazione attraverso il quale gli Stati, o le aziende, che realizzano progetti di tecnologia pulita nei Paesi in via di sviluppo, ricevono crediti di emissione pari alla riduzione ottenuta rispetto ai livelli che si sarebbero ottenuti senza il progetto. Tali crediti vengono definiti Certified Emissions Reductions - CER;
- la Joint Implementation (JI): è un meccanismo di collaborazione tra Paesi industrializzati e quelli ad economia in transizione per il raggiungimento dei rispettivi obiettivi di riduzione delle emissioni. Analogamente al CDM, permette

di ottenere crediti di emissione attraverso investimenti in tecnologie pulite nei Paesi con economia in transizione. Tali crediti vengono definiti Emissions Reductions Units - ERU. La completa attivazione dei meccanismi flessibili, in particolare, è rilevante per le imprese europee perché consente loro di adempiere agli obblighi di riduzione delle emissioni di gas serra stabiliti dalla normativa Europea attraverso l'acquisto di CER o di ERU. Coerentemente con gli impegni assunti nell'ambito del Protocollo di Kyoto, l'Unione Europea ha infatti istituito, con la direttiva 2003/87/CE, un proprio sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra (European Unit Allowances - EUA), denominato Emission Trading Scheme (ETS), operativo dal primo gennaio 2005. Per l'adempimento all'obbligo di riduzione delle emissioni, i titolari di impianti rientranti nell'Emission Trading Scheme europeo possono utilizzare una certa percentuale di CER/ERU. L'utilizzo di tali crediti nel mercato ETS europeo è regolato dalla Direttiva 2004/101/CE, integrativa della Direttiva 2003/87/CE. Tale Direttiva, in particolare, attribuisce ai titolari degli impianti inclusi nell'EU ETS la possibilità di utilizzare i crediti di carbonio generati attraverso i progetti di JI e CDM, che quindi possono essere scambiati all'interno dell'EU ETS europeo, al fine dell'adempimento dell'obbligo previsto. La percentuale di ERU e CER ammessi deve essere però specificamente indicata in ogni Piano Nazionale di Allocazione ed è diversa per ogni Stato Membro. L'avvio degli scambi spot di CER ed ERU attraverso i mercati europei è tuttavia subordinato alla realizzazione dell'interconnessione tra il registro europeo (Community Independent Transaction Log - CITL) ed il registro delle nazioni Unite (International Transaction Log - ITL). Questi registri sono sistemi elettronici previsti dal Protocollo di Kyoto per la contabilizzazione dei permessi di emissione e dei crediti, nonché delle operazioni effettuate dagli operatori: rilascio, trasferimento o cancellazione. In particolare il CITL, attivo dal 2005, è il registro centrale dell'Unione

Europea che contabilizza le quote nel sistema emission trading della UE (ETS) e funge da coordinamento dei singoli registri nazionali. L'ITL invece contabilizza i CER e gli ERU rilasciati a favore di operatori che hanno realizzato progetti nell'ambito dei meccanismi flessibili di Clean Development Mechanism e di Joint Implementation. Una volta completato il collegamento tra i due registri, gli intestatari di un account sul registro di uno Stato Membro potranno importare e utilizzare CER ed ERU provenienti da registri esterni all'Unione Europea. Allo stesso modo, dai registri degli Stati Membri si potranno esportare CER ed ERU verso registri non UE. La connessione permetterà quindi alle imprese di trasferire le riduzioni certificate delle emissioni (CER) ottenute nell'ambito del Clean Development Mechanism nella rispettiva contabilizzazione presso il registro dello Stato membro di origine, compreso quello italiano tenuto dall'Istituto Superiore per la Ricerca e la Protezione Ambientale (ISPRA, ex APAT). Questo consentirà, tra l'altro, di attivare dei mercati organizzati (borse) di scambio di questi crediti con consegna "a pronti" (spot). Il Gestore del Mercato Elettrico, ad esempio, all'interno della piattaforma organizzata per lo scambio delle unità di emissione, ha già previsto la possibilità di scambiare CER ed ERU non appena potranno essere trasferiti sui registri nazionali. Le regole e le procedure di scambio saranno le stesse applicate ai permessi di emissione, con il trasferimento temporaneo da parte dell'operatore venditore sul conto del Gestore del Mercato Elettrico presso l'ISPRA dei CER/ERU che si vuole rendere disponibili per la vendita durante le sessioni di mercato. Anche per i CER/ERU, come per le EUA, il lotto minimo negoziabile sarà pari a 100 unità. Oggi in Europa è in realtà già attivo un mercato spot dei CER con consegna fisica, entrato in operatività lo scorso mese di agosto e gestito dalla società francese BlueNext. Tuttavia, data la temporanea impossibilità di registrare i trasferimenti di CER nel registro CITL, la consegna viene effettuata attraverso il registro delle emissioni della Svizzera. Questo registro infatti,

UN PASSO VERSO LO SVILUPPO DI MERCATI SPOT DEI CER E DEGLI ERU

[CONTINUA]

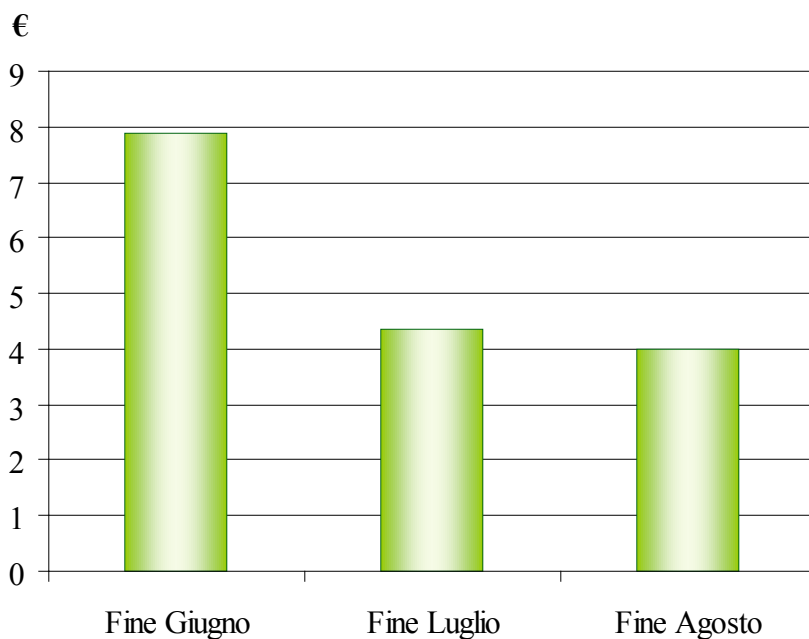
così come quello della Nuova Zelanda e del Giappone, è già collegato con l'ITL. Il collegamento dei registri è inoltre necessario per l'esecuzione dei contratti a termine effettuati dagli operatori, quali ad esempio gli swap tra CER/EUA che molte imprese italiane non solo energetiche, hanno concluso per poter sfruttare il differenziale di prezzo tra i due prodotti. Date le imperfezioni nel funzionamento dei meccanismi di mercato, determinate tra l'altro da ritardi nell'attivazione delle procedure e degli strumenti previsti dalla normativa, il prezzo dei CER si è infatti mantenuto stabilmente al di sotto del prezzo delle EUA. Il differenziale di prezzo per i CER con consegna dicembre 2008 ha raggiunto nei mesi passati anche i 9 €, per

attestarsi nell'ultimo periodo tra i 3,5€ e i 4€. A tale proposito è importante sottolineare come l'esecuzione dei citati contratti di Swap richiedano non solo il collegamento dei registri ITL e CITL, ma anche il rilascio delle EUA 2008 e la loro contabilizzazione nel registro italiano. Questa fase avrebbe dovuto, in linea di principio, concludersi molti mesi fa. Infatti, gli Stati membri dovrebbero rilasciare a tutti gli impianti, entro il 28 febbraio di ciascun anno, una quantità di EUA pari al quantitativo determinato nel PNA (Piano Nazionale di Allocazione). Ad oggi tuttavia la maggior parte degli Stati Membri, tra cui anche l'Italia, non ha ancora allocato le EUA relative al 2008. In particolare l'Italia è ancora in attesa dell'approvazione del PNA 2008-

2012 da parte della Commissione Europea. Inoltre, se anche il PNA fosse approvato, potrebbe essere preferibile rilasciare i permessi dopo la connessione dei registri per evitare problemi di riconciliazione tra le EUA già registrate e le AAU da effettuarsi nel momento della connessione. Riconosciuti tutti i problemi sopra citati, resta comunque il dato di fatto che ulteriori rilevanti ritardi nel rilascio dei permessi 2008 nel registro italiano comporterebbero problemi per gli operatori che hanno concluso contratti a termine con consegna dicembre 2008. Più in generale, il mancato rilascio dei permessi impedisce una gestione efficiente del portafoglio dei permessi di emissione e dei crediti di carbonio da parte degli operatori.

Spread EUA-CER Dicembre 2008 (€)

Fonte: EEX monthly report



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 16 luglio 2008 - pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 183 del 6-8-2008 | Approvazione delle modifiche all'Articolo 17 del testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico | 6 agosto 2008

L'attuale sistema di garanzia previsto per la partecipazione al mercato elettrico prevede (si veda Articolo 70, comma 70.1 e Articolo 117, comma 117.4bis, del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico - nel seguito Disciplina) che ai fini della presentazione di offerte congrue sui mercati dell'energia, gli operatori presentino garanzie finanziarie, nella forma di fideiussione a prima richiesta, rilasciate da istituti bancari che siano iscritti all'albo di cui all'articolo 13 del decreto legislativo 1° settembre 1993, n. 385 e che presentino un rating di lungo termine (attribuito da almeno una delle seguenti società: Standard & Poor's Rating Services, Moody's Investor Service e Fitch) che sia non inferiore ad A- delle scale Standard & Poor's o Fitch ovvero ad A3 della scala di Moody's Investor Service.

Nello specifico si richiede che, ai fini della verifica di congruità delle offerte in acquisto, il controvalore delle transazioni debba risultare interamente coperto dall'ammontare della garanzia fideiussoria.

Al fine di rendere ulteriormente flessibili le modalità di prestazione delle garanzie fideiussorie da parte di operatori del mercato, il GME ha valutato l'opportunità di modificare la Disciplina del mercato elettrico prevedendo, nell'ambito dell'istituto di cui all'articolo 17, comma 17.3, l'introduzione di una "sub-dichiarazione". Ciò consente al beneficiario della dichiarazione di cui all'articolo 17, comma 17.3, di rilasciare, in qualità di "soggetto autorizzato", un'ulteriore dichiarazione a favore di una terza società. In particolare, l'utente del dispacciamento di punti di offerta autorizza una società ad operare relativamente a tali punti, prevedendo ove lo ritenesse, in via contestuale, che tale società "autorizzata" possa autorizzare, a sua volta, una terza società ad operare su IPEX relativamente a determinati punti di offerta.

Tale modifica, approvata con il D.M. *de quo* in data 16 luglio 2008, è valida ed efficace a far data dal giorno successivo alla sua pubblicazione

sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 6 agosto 2008. Contestualmente, il Gestore del mercato elettrico S.p.A ha provveduto a pubblicare la Disciplina aggiornata in esito al Decreto in discussione, sul proprio sito *internet*.

Delibera EEN 31/08 | Disposizioni in materia di aggiornamento del contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 | 24 settembre 2008 | Download

Con il provvedimento *de quo* l'AEEG ha deliberato di differire al 31 dicembre, limitatamente all'anno 2008, il termine annuale - fissato al 30 settembre (Articolo 3, comma 2, Deliberazione AEEG n. 219/04) - a disposizione dell'AEEG per l'aggiornamento del contributo tariffario unitario da riconoscere ai soggetti obbligati di cui ai DD.MM. 20 luglio 2004. Tale differimento nasce dalla necessità per il Regolatore di procedere ad ulteriori analisi ed approfondimenti in merito alla completezza e correttezza delle comunicazioni effettuate dai distributori obbligati ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della Deliberazione n. 345/07, nonché dalla necessità di procedere ad ulteriori elaborazioni rispetto a quelle oggetto del primo rapporto semestrale del GME, effettuato sulla base delle comunicazioni relative ai prezzi di scambio rese dai soggetti ammessi ad operare nel registro dei titoli di efficienza energetica ai sensi dell'articolo 4, comma 5, della succitata deliberazione. Necessità, entrambe, che trovano fondamento nell'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, il quale, abrogando l'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, ha previsto che i costi sostenuti dai distributori per la realizzazione dei progetti trovano copertura sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo criteri stabiliti dall'Autorità e che tengono conto degli obiettivi previsti dal decreto, del prezzo medio delle transazioni dei titoli di efficienza energetica, dell'evoluzione dei prezzi dell'energia, dei risultati conseguiti, delle conoscenze acquisite dall'Autorità sui costi per la realizzazione dei progetti e della necessità di offrire condizioni omogenee per la realizzazione dei progetti a tutti i soggetti di cui all'articolo 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004.

Delibera ARG/elt 123/08 | Procedura per la risoluzione delle controversie tra produttori e gestori di rete, ai sensi dell'articolo 14, comma 2, lettera f-ter), del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03 | 17 settembre 2008 | Download

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEG ha adottato una procedura per la risoluzione delle controversie nascenti fra produttori e gestore di rete, mediante approvazione di specifico Regolamento (Allegato A alla deliberazione n. 123/08). In particolare, l'AEEG ha previsto che la procedura si applichi per la risoluzione delle controversie che insorgono tra produttori e gestori di rete in relazione alla connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, stabilendo, al contempo, che, per esigenze di uniformità con il Testo integrato delle connessioni attive (TICA), la cui entrata in vigore è prevista per il 1° gennaio 2009, la suddetta procedura sia applicata per risolvere le controversie relative al servizio di connessione a tutte le reti elettriche, ivi incluse le reti in bassa tensione.

La procedura, attivabile su istanza di parte è finalizzata all'accertamento, da parte dell'Autorità, della circostanza reale che "[...] le soluzioni per la connessione elaborate da un gestore di rete in occasione di una richiesta di connessione di un impianto di produzione soddisfino i previsti requisiti di economicità, razionalità e necessità dell'opera, ovvero all'individuazione di soluzioni per la connessione alternative che soddisfino i suddetti requisiti".

Dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ex articolo 8 della delibera ARG/ELT 115/08 | Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento | 24 settembre 2008 | Download

In attuazione di quanto disposto dall'articolo 8 della delibera ARG/ELT 115/08 (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento), l'AEEG ha pubblicato il modello di atto di notorietà ai fini dell'attestazione dei rapporti di controllo esistenti tra gli operatori e/o gli utenti del dispacciamento.

12-15 OTTOBRE, APEX CONFERENCE, SIDNEY, AUSTRALIA

AGENDA GME

10 ottobre

Indici energetici e prezzi dei contratti elettrici per il 2009: nuovi mercati per l'elettricità, mercati dei combustibili, scenari previsti

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

link >> [vai alla pagina informativa](#)

12-15 ottobre

Apex Conference

Sidney, Australia

Organizzatore: Apex

link >> [vai alla pagina informativa](#)

22 ottobre

White certificates: the Italian experiences gained in Regulation, Monitoring & Verification and Electricity Market contexts

Milano, Italia

Organizzatore: CESI

link >> [vai alla pagina informativa](#)

29-30 ottobre

Energy Forum: Diversificazione delle fonti e sviluppo delle infrastrutture: le nuove sfide energetiche per la competitività delle imprese

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

link >> [vai alla pagina informativa](#)

29 ottobre

I mercati dei certificati bianchi, verdi e blu. Opportunità e costi per la PMI

Imperia, Italia

Organizzatore: Rivista Nuova energia-Editrice Alkes

29-30 ottobre

E-MART

Ginevra, Svizzera

Organizzatore: Synergy

Link >> [vai alla pagina informativa](#)

6-10 ottobre

Weather/Climate Risk Management for the Energy Sector

Lecce, Italia

Organizzatore: North Atlantic Treaty Organisation (NATO)

link >> [vai alla pagina informativa](#)

8-10 ottobre

CARBON FINANCE 2008

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Environmental finance

link >> [vai alla pagina informativa](#)



8-10 ottobre

KLIMAENERGY 08

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

link >> [vai alla pagina informativa](#)

8-10 ottobre

Ravenna2008

Ravenna, Italia

Organizzatore: Labelab

link >> [vai alla pagina informativa](#)

9 ottobre

Morosità: problemi e possibili soluzioni per gli operatori energetici italiani nell'attuale quadro regolatorio

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET

link >> [vai alla pagina informativa](#)

9 – 10 ottobre

Renewable Energy Investment Summit

Zurigo, Svizzera

Organizzatore: Energy Risk and Incisive Media

link >> [vai alla pagina informativa](#)

9-12 ottobre

Energy Planet

Vicenza, Italia

Organizzatore: ProRinnovabili, Vicenzafiera

link >> [vai alla pagina informativa](#)

10 ottobre
La riforma dei servizi pubblici locali. Verso l'applicazione dell'art. 23/bis?
 Milano, Italia
 Organizzatore: Management delle Utilities
[link >> vai alla pagina informativa](#)

10 ottobre
La sfida energetica: quali equilibri tra nuovi talenti, tecnologie e crisi finanziarie
 Roma, Italia
 Organizzatore: SAFE
[link >> vai alla pagina informativa](#)

13 ottobre
Regulatory Lecture "Aggregazioni fra utilities: Svolta tra spinte protezionistiche e apertura al mercato"
 Milano, Italia
 Organizzatore: The Adam Smith Society
[link >> vai alla pagina informativa](#)

14-21 ottobre
ETF Securities Commodities Forum 2008
 Frankfurt, Stockholm, Paris, Milan, London, Geneva
 Organizzatore: Thomson Reuters
[link >> vai alla pagina informativa](#)

15 ottobre
Harmonised Methods for Evaluating Energy End-Use Efficiency and Energy Services
 Brussels, Belgio
 Organizzatore: EMEES
[link >> vai alla pagina informativa](#)

15-16 ottobre
Renewable Energy Summit
 Vienna, Austria
 Organizzatore: Energy Forum
[link >> vai alla pagina informativa](#)

15-18 ottobre
SAIEnergia
 Bologna, Italia
 Organizzatore: BolognaFiere
[link >> vai alla pagina informativa](#)

16-19 ottobre
ENERGY DAYS
 Rende, Italia
 Organizzatore: Energy Days
[link >> vai alla pagina informativa](#)

17 ottobre
Safety, Nuclear Risk and the Creation of an Italian Regulatory Authority
 Milano, Italia
 Organizzatore: IEFE-ELEUSI
[link >> vai alla pagina informativa](#)

20-23 ottobre
Previsioni e prospettive sul gas naturale
 Milano, Italia
 Organizzatore: AIGET
[link >> vai alla pagina informativa](#)



20-23 ottobre
World Carbon Emission Reduction Summit
 Abu Dhabi, Emirati Arabi
 Organizzatore: Energy Network
[link >> vai alla pagina informativa](#)

21 ottobre
LE NUOVE DISPOSIZIONI PER LO SCAMBIO SUL POSTO: INCONTRO CON L'AEEG
 Milano, Italia
 Organizzatore: Aper
[link >> vai alla pagina informativa](#)

21 ottobre
Innovations in National Energy Efficiency Strategies and Action Plans
 Parigi, Francia
 Organizzatore: IEA
[link >> vai alla pagina informativa](#)

21-22 ottobre
Previsioni e prospettive sul gas naturale: che cosa è indispensabile conoscere oggi per orientare gli investimenti e operare scelte vincenti?
 Milano, Italia
 Organizzatore: IIR
[link >> vai alla pagina informativa](#)

21-22 ottobre

Forum biomasse

Milano, Italia

Organizzatore: IIR

[link >> vai alla pagina informativa](#)

22 ottobre

La microgenerazione evoluta: una risposta efficace e vantaggiosa al fabbisogno di energia pulita

Milano, Italia

Organizzatore: Energifera, Ordine degli Architetti di Milano, Politecnico di Milano

[link >> vai alla pagina informativa](#)

22-23 ottobre

Market Integration: Finding Solutions for Practical Implementation of the Third Energy Package

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

[link >> vai alla pagina informativa](#)

22-24 ottobre

FORUM ENERGETICO INTERNAZIONALE - "Diamo energia all'economia"

Pisa, Italia

Organizzatore: FederUtility

[link >> vai alla pagina informativa](#)

24 ottobre

LOCAL UTILITIES: PREVENIRE E GESTIRE IL CONTENZIOSO CON L'UTENZA, IL RISCHIO DI CREDITO E LA PRIVACY

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

[link >> vai alla pagina informativa](#)

25 ottobre

I Biocarburanti in Italia, opportunità e costi

Roma, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

[link >> vai alla pagina informativa](#)

28-29 ottobre

Decentralised energy conference and expo 2008

Amsterdam, Belgio

Organizzatore: Sinergy

[link >> vai alla pagina informativa](#)

28-29 ottobre

Global LNG Shipping Symposium 2008

Londra, UK

Organizzatore: IQPC

[link >> vai alla pagina informativa](#)

30 ottobre

Interconnectivity&GridReliability

Bucharest, Romania

Organizzatore: WEC/RNC, Transelectrica SA, Bucharest

Chamber of Commerce & Industry

[Link >>> vai alla pagina informativa](#)

4-5 novembre

ESCO Europe 2008

Brussels, Belgio

Organizzatore: Esco Europe

[link >> vai alla pagina informativa](#)

5 novembre

Energia e territorio: l'ottimizzazione del consumo energetico quale leva strategica per la competitività di imprese, professionisti, esercizi commerciali e associazioni di categoria

Bari, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 ORE-Atel Energia

[link >> vai alla pagina informativa](#)

5-8 novembre

Ecomondo

Rimini, Italia

Organizzatore: Rimini Fiera

[link >> vai alla pagina informativa](#)

5-8 novembre

Key Energy

Rimini Fiera, Italia

Organizzatore: Rimini Fiera

[link >> vai alla pagina informativa](#)

12 novembre

Restructuring in the Electricity Industry

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC-EPSU-EMCEF

[link >> vai alla pagina informativa](#)

4-5 novembre

ROME ENERGY MEETING

Roma, Italia

Organizzatore: Italian Utilities Scrl

[link >> vai alla pagina informativa](#)

Certificati Verdi

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

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.

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.

EEX

European Energy Exchange

EXAA

Energy Exchange Austria

ERUs (Emission Reduction Units)

Cfr. Joint Implementation (JI)

EUA (European Union Allowances)

Cfr. Unità di Emissione (UE)

Italian Power Exchange (IPEX)

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

Joint Implementation (JI)

Il meccanismo della Joint Implementation previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto,

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

Liquidità

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (inclusendo i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

Macro zona

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. Dal 1 gennaio 2006 le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

Mercato di Aggiustamento (MA)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Attualmente su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato del Giorno Prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al prezzo unico nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

Ore di picco

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: nei soli giorni

lavorativi, sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00, ovvero i periodi rilevanti da 8 a 22. Dal 1/1/2006: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

Ore fuori picco

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00 e tra le 22:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 7, 23 e 24. Dal 1/1/2006: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 8 e da 21 a 24.

Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)

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

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

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

PNA (Piano Nazionale di Assegnazione)

Piano Nazionale di Allocazione delle quote di CO2 previsto dalla Direttiva 2003/87/CE.

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 Medio Europeo (PME)

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.

Prezzo zonale (Pz)

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

Punto di scambio virtuale (PSV)

Punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della Rete Nazionale di Gasdotti (RN), presso il quale gli Utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas immesso nella RN. Punto di uscita (RN)

Titoli di efficienza energetica (TEE)

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) successivamente modificati e integrati

con il D.M. 21/12/07. 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, sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Unità di Emissione (UE)

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO2, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

Zona

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

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.