

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico:
febbraio 2008

pagine 2, 3 e 4

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee: febbraio 2008

pagina 5 e 6

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica: febbraio 2008

pagina 7

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi: febbraio 2008

pagina 8

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: febbraio 2008

pagina 9

ANALISI

Il processo di integrazione dei mercati
elettrici europei

pagina 10 e 11

APPROFONDIMENTI

Rinnovabili 2020: reciprocità e
stabilità normativa per far fronte alla
nuova politica energetica UE

pagina 12

APPROFONDIMENTI

Piano assegnazione CO₂, gli errori
del passato si ripetono

pagina 13

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 14

APPUNTAMENTI

pagina 15

RINNOVABILI 2020: RECIPROCIÀ E STABILITÀ NORMATIVA PER FAR FRONTE ALLA NUOVA POLITICA ENERGETICA UE

di Giuliano Zuccoli, Presidente A2A

Gli obiettivi fissati in ambito europeo per il 2020 sono indubbiamente di grande portata e se da un lato richiedono un ripensamento radicale degli investimenti nel settore energetico a livello Paese dall'altro lato offrono opportunità alle aziende che sapranno operare in "anticipo".

In tempi recenti la Lombardia ha visto nascere un nuovo operatore di livello europeo: A2A, frutto della fusione tra AEM e ASM, è oggi il nuovo soggetto che si pone in Italia come il 3° operatore energetico a tutto tondo accanto a gruppi storici come ENEL e ENI.

A2A è un soggetto che ha un impatto su tutto il mondo dell'energia: dalla produzione (grazie ad un parco-impianti diversificato), alla gestione intelligente dei rifiuti (discariche ma anche termoutilizzatori), fino alla distribuzione e vendita di vettori energetici quali gas, elettricità e calore, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico e a favore dei cittadini. Sin dalle premesse questo nuovo Gruppo appare in grado di operare in un sistema energetico integrato che meglio può rispondere alle

sfide ambiziose imposte dall'Unione Europea la quale ha proposto un obiettivo di sistema che prevede target simultanei in termini di riduzione delle emissioni di gas serra, di incremento della produzione da fonti rinnovabili e di miglioramento dell'efficienza negli usi finali:

1. riduzione del 20% delle emissioni di gas serra entro il 2020 rispetto al livello del 1990 (anno di riferimento

del Protocollo di Kyoto) e quindi del 14% rispetto al 2005. In caso di accordi internazionali tipo Kyoto, la percentuale di riduzione potrà essere aumentata al 30% rispetto al 1990: le centrali termoelettriche di A2A sono già tra le più efficienti in Italia

oltre allo sviluppo del teleriscaldamento che sostituisce caldaie a gasolio inquinanti;

2. target del 20% di produzione da fonte rinnovabile sul consumo di energia primaria (non elettrica). Per l'Italia l'obiettivo è fissato nel 17% dell'energia primaria (corrispondente a circa il 30% dei consumi di energia elettrica che implica il passaggio da 50 TWh a 104 TWh di produzione elettrica rinnovabile). A2A è tra i produttori di energia elettrica in Italia che hanno la

quota maggiore di produzione da fonte rinnovabile all'interno del proprio parco-impianti;

3. riduzione dell'intensità energetica in termini di rapporto tra consumo di energie e PIL pari al 20%. Con i nostri "distributori di vettori energetici" già da tempo abbiamo sviluppato iniziative di efficienza energetica (conseguimento dei titoli/Certificati Bianchi non solo per obbligo imposto, sviluppo della cogenerazione e del teleriscaldamento urbano a Milano, Brescia).

I costi del sacrificio

La Commissione Europea ha parlato di un costo complessivo per raggiungere gli obiettivi prefissati pari allo 0,58% del PIL totale della zona UE al 2020. Per l'Italia la stima è dello 0,49%. Per il nostro Paese, con riferimento al solo obiettivo di incremento delle fonti rinnovabili (obiettivo del 17%), si stima una spesa annua di investimenti/costo industriale attorno a 9 miliardi di Euro per aumentare di 54 TWh la produzione elettrica da fonte rinnovabile. La bozza di direttiva della Commissione ha stabilito che per il settore elettrico, responsabile della maggior parte delle emissioni nella UE, nel terzo periodo ETS, 2013-2020, il 100% delle quote di CO₂ sarà messo all'asta con un impatto pesante sui prezzi dell'elettricità. Va ricordato che oggi in Italia, per quanto attiene il prezzo all'ingrosso dell'energia



[continua a pagina 12]

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO / FEBBRAIO 2008

A cura del GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) è stato pari a 81,49 €/MWh, in diminuzione di 4,74 €/MWh rispetto a gennaio 2008 (-5,5%) ma in aumento di 11,72 €/MWh (+16,8%) rispetto a febbraio dello scorso anno. L'analisi per gruppi di ore rivela che nelle ore di bassa domanda il PUN è aumentato

su base annua di circa 20 €/MWh, che in termini percentuali si traduce in un rialzo del 48,3% nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e del 30,8% nei giorni festivi. Per contro, nelle ore di picco il PUN, pari a 105,27 €/MWh, ha segnato una flessione di quasi 2 €/MWh (-1,8%) (Tabella 1 e Grafico 1). La borsa elettrica continua ad attrarre crescenti volumi di energia elettrica;

a febbraio sulla piattaforma del GME ne sono stati scambiati 18,9 milioni di MWh, con un aumento tendenziale medio orario dell'8,5%; per contro, l'energia scambiata attraverso i contratti bilaterali, pari a 9,2 milioni di MWh, si è ridotta del 4,3%. La liquidità del mercato è pertanto salita di 2,8 punti percentuali rispetto a febbraio 2007, attestandosi a 67,3% (Tabelle 2 e 3).

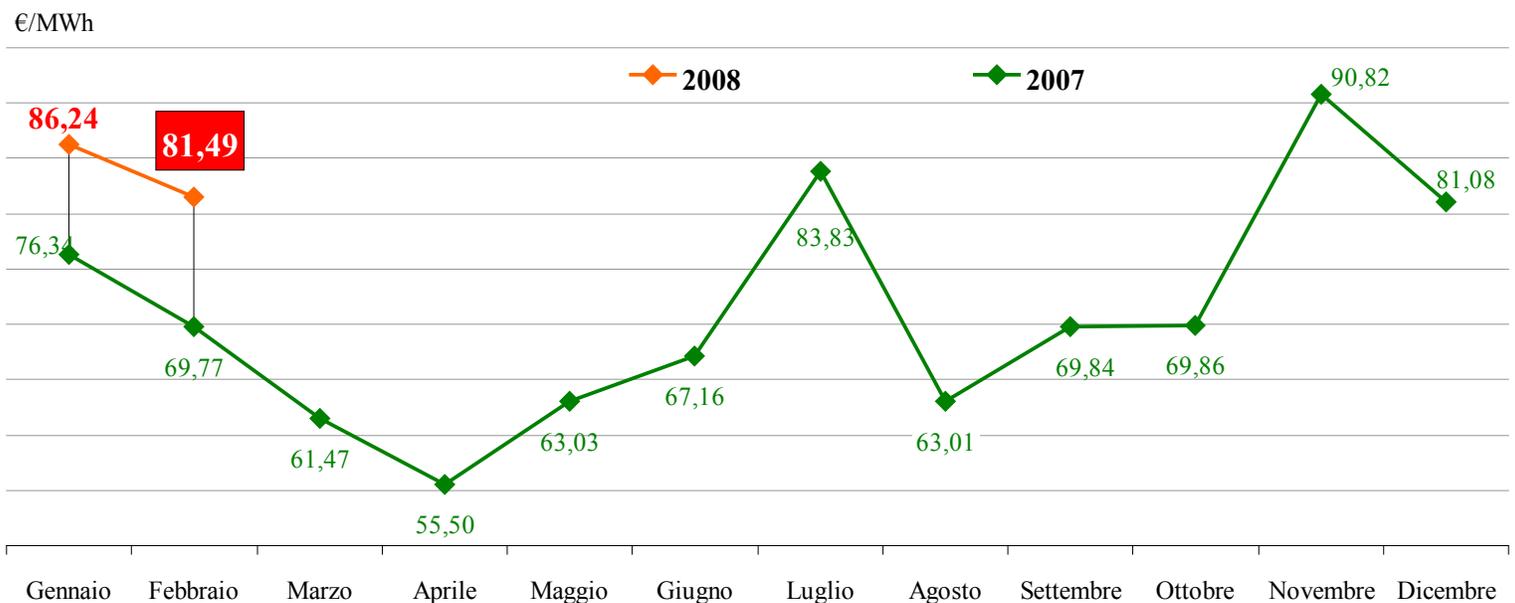
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2008	2007	Var vs 2007		Borsa		Sistema Italia		2008	2007
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	Variazione	MWh	Variazione	MWh	Variazione		
Totale	81,49	69,77	11,72	16,8%	27.129	8,5%	40.284	3,9%	67,3%	64,5%
<i>Giorno lavorativo</i>	83,99	74,76	9,23	12,3%	28.689	9,3%	42.738	3,8%	67,1%	63,8%
<i>ore di picco</i>	105,27	107,23	-1,97	-1,8%	32.783	8,0%	48.780	3,1%	67,2%	64,2%
<i>ore fuori picco</i>	62,71	42,28	20,43	48,3%	24.594	11,1%	36.695	4,7%	67,0%	63,2%
<i>Giorno festivo</i>	74,93	57,30	17,63	30,8%	23.035	5,0%	33.842	3,4%	68,1%	67,0%
<i>Minimo orario</i>	29,00	22,00			16.830		26.568		62,1%	57,5%
<i>Massimo orario</i>	191,11	173,96			36.435		52.047		72,4%	72,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO / FEBBRAIO 2008

[CONTINUA]

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.881.831	8,5%	67,3%
Operatori	11.651.785	6,6%	41,6%
GSE	4.149.988	4,5%	14,8%
Zone estere	1.768.987	40,9%	6,3%
Saldo programmi PCE	750.673	-29,3%	2,7%
Offerte integrative	560.398	191,6%	2,0%
Contratti bilaterali	9.155.638	-4,3%	32,7%
Bilaterali esteri	2.394.125	-26,2%	8,5%
Bilaterali nazionali	7.512.186	1,7%	26,8%
Saldo programmi PCE	-750.673	-2,7%	
VOLUMI VENDUTI	28.037.468	3,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	14.459.550	16,1%	
OFFERTA TOTALE	42.497.019	7,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.881.831	8,5%	67,3%
Acquirente Unico	7.000.216	-35,0%	25,0%
Altri operatori	10.846.498	89,5%	38,7%
Pompaggi	216.786	-45,9%	0,8%
Zone estere	643.570	361,6%	2,3%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
Offerte integrative	174.761	-53,4%	0,6%
Contratti bilaterali	9.155.638	-4,3%	32,7%
Bilaterali esteri	34.800	-65,7%	0,1%
Bilaterali nazionali AU	1.743.420	34,2%	6,2%
Bilaterali nazionali altri operatori	7.377.418	-9,7%	26,3%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI ACQUISTATI	28.037.468	3,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.246.010	192,4%	
DOMANDA TOTALE	29.283.478	6,9%	

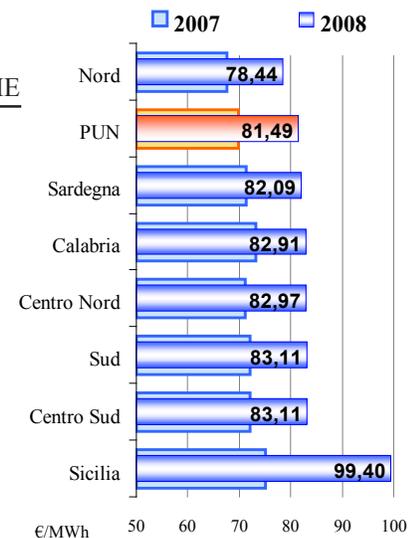
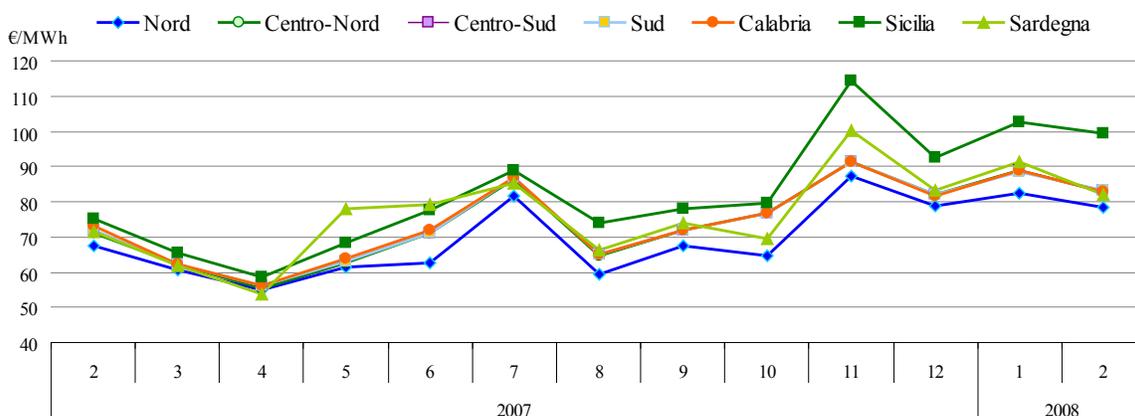
Per quanto concerne i prezzi di vendita zonal, il Nord ha ancora registrato il prezzo più basso, pari a 78,44 €/MWh, e la Sicilia quello più alto pari a 99,40 €/MWh. Le altre zone continentali e la Sardegna si sono attestate tra gli 82 e gli 83 €/MWh (Grafico 2). L'offerta di energia elettrica, pari a 42,5 milioni di MWh (61.059 MWh medi orari), è aumentata mediamente su base annua di 4.410 MWh (+7,8%), sostenuta dall'offerta nazionale (+4.975 MWh; +10,1%), che ha compensato la riduzione dell'offerta

estera (-565 MWh; -7,9%) (Tabella 4). La domanda di energia elettrica, pari a 28,0 milioni di MWh, è cresciuta rispetto ad un anno fa del 3,9%, con aumenti sia della domanda nazionale, pari a 27,4 milioni di MWh (+2,3%), che delle esportazioni (acquisti sulle zone estere), pari a 0,7 milioni di MWh (+181,8%). La domanda di febbraio è stata coperta soprattutto dalla produzione interna (vendite sulle zone nazionali), pari a 23,9 milioni di MWh, in crescita tendenziale del 6,2%. Le importazioni (vendite sulle zone estere),

pari a 4,2 milioni di MWh, hanno invece segnato una flessione del 7,5% (Tabella 4). Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE), le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a febbraio, sono state 13,1 milioni di MWh ed hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 10,8 milioni di MWh. Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 9,9 milioni di MWh; nei conti in prelievo 9,2 milioni di MWh (Tabella 5).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO / FEBBRAIO 2008

[CONTINUA]

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	19.707.250	28.315	+11,5%	12.993.409	18.669	+8,2%	15.291.713	21.971	+2,9%
MzSud	13.983.208	20.091	+8,6%	8.124.835	11.674	+3,8%	9.314.569	13.383	+1,0%
MzSicilia	2.667.951	3.833	+11,0%	1.733.960	2.491	+5,5%	1.744.012	2.506	+6,7%
MzSardegna	1.533.223	2.203	+3,8%	1.022.152	1.469	+2,9%	1.008.805	1.449	-0,3%
Totale nazionale	37.891.632	54.442	+10,1%	23.874.357	34.302	+6,2%	27.359.098	39.309	+2,3%
MzEstero	4.605.387	6.617	-7,9%	4.163.111	5.981	-7,5%	678.370	975	+181,8%
Sistema Italia	42.497.019	61.059	+7,8%	28.037.468	40.284	+3,9%	28.037.468	40.284	+3,9%

Tabella 5: PCE, transazioni registrate e programmi

Fonte: GME

Transazioni registrate				Programmi	Immissione		Prelievo	
Profilo	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Struttura	MWh	Struttura
Baseload	2.511.368	0,6%	19,1%	Richiesti	9.943.737	100,0%	9.155.856	100,0%
Off Peak	861.540	-26,3%	6,6%	di cui con indicazione di prezzo	169.960	1,7%	0	0,0%
Peak	914.028	-10,6%	7,0%	Registrati	9.906.310	99,6%	9.155.638	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	151.759	1,5%	0	0,0%
Totale Standard	4.286.936	-8,6%	32,6%	Rifiutati	37.427	0,4%	219	0,0%
Totale Non standard	8.855.560	12,5%	67,4%	di cui con indicazione di prezzo	18.200	0,2%	0	0,0%
Totale	13.142.496	4,6%	100,0%					
Posizione netta	10.837.933	6,5%	82,5%	Saldo programmi	750.673		0	

Fonte: GME

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE / FEBBRAIO 2008

A cura del GME

Petrolio e Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters

A febbraio si rafforza il trend di crescita del Brent, che si attesta a 95,70 \$/bbl, con un incremento del 3,3% su gennaio e del 66,2% rispetto a un anno fa. Il favorevole tasso di cambio, stabile a 1,47 €/€, ha ridotto il rincaro a +3,2% rispetto a gennaio e a +47,6% su base annua. Di segno opposto, invece, la variazione delle principali quotazioni dell'energia in Europa, in calo su gennaio di entità comprese tra -2,7% di Omel e -15,9% di NordPool, con la sola eccezione di EEX (+6,2%). Stabile il ranking delle borse, con IpeX che si conferma la borsa col prezzo più alto (81,49 €/MWh), seguita da Omel (68,53 €/MWh) e Powernext (62,17 €/MWh). Si conferma quindi lo scenario di prezzi elevati ed incrementi in

doppia cifra rispetto a un anno fa, con rialzi su IpeX (+16,8%) e NordPool (+33,7%) sensibilmente inferiori a quelli registrati sulle restanti borse, compresi tra il +87,9% di EEX e il +104,6% di Powernext. Tali variazioni spingono al ribasso il differenziale tra Prezzo Unico Nazionale (PUN) e Prezzo Medio Europeo (PME)¹, attestato a 21,3 €/MWh (-6,8 €/MWh) e risultato inferiore rispetto a un anno fa di oltre 17 €/MWh. E' interessante rilevare il trend convergente, nel corso del mese, dei prezzi su IpeX e EEX, che ha prodotto un differenziale PUN-PME calante e inferiore a 20 €/MWh nel 59% dei giorni.

Il mese di febbraio, infine, conferma la fase di crescita dei volumi scambiati che ha caratterizzato nel 2007 tutte le borse europee, con aumenti tendenziali compresi tra il 2,2% di NordPool e il 45,5% di Powernext. Un discorso a parte merita il poderoso incremento di Omel (+137,4%), in gran parte riconducibile a variazioni di contesto regolatorio che hanno favorito il rientro in borsa dei volumi fuoriusciti tra il marzo 2006 e il marzo 2007. In questo panorama le borse più grandi si confermano NordPool (28 TWh), Omel (20 TWh) e IpeX (19 TWh), seguite dalle altre borse continentali con volumi sempre inferiori a 13 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.

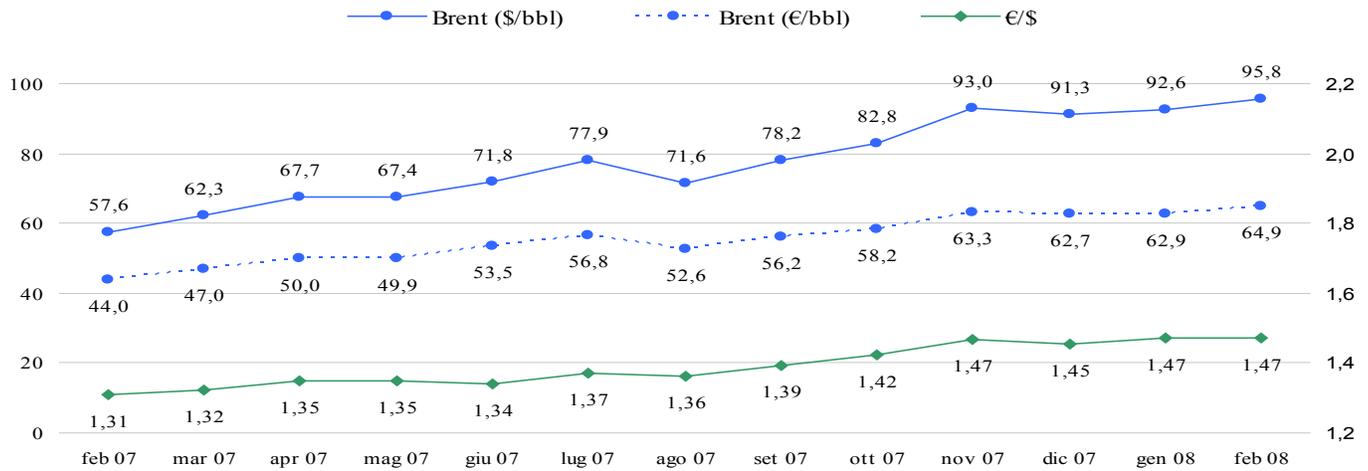
		Prezzi			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
Brent (\$/bbl)		95,70	3,3%	66,2%		
Brent (€/bbl)		64,95	3,2%	47,6%	-	-
Tasso di cambio €/€		1,47	-0,1%	12,3%		
IPEX (€/MWh)	Base	81,49	-5,5%	16,8%	18,9	12,3%
	<i>Peak</i>	105,27	-10,9%	-1,8%		
	<i>Off peak</i>	81,49	29,2%	92,7%		
	<i>Festivo</i>	74,93	-0,8%	30,8%		
EEX (€/MWh)	Base	59,47	6,2%	87,9%	12,7	25,4%
	<i>Peak</i>	74,00	-3,3%	73,3%		
	<i>Off peak</i>	59,47	23,1%	122,3%		
	<i>Festivo</i>	49,86	23,5%	108,3%		
Powernext (€/MWh)	Base	62,17	-4,6%	104,6%	4,9	45,5%
	<i>Peak</i>	74,71	-12,5%	86,2%		
	<i>Off peak</i>	62,17	12,0%	136,9%		
	<i>Festivo</i>	54,10	3,4%	131,4%		
OMEL (€/MWh)	Base	68,53	-2,7%	90,6%	20,1	137,4%
	<i>Peak</i>	77,65	-3,6%	81,7%		
	<i>Off peak</i>	68,53	9,1%	112,4%		
	<i>Festivo</i>	65,39	-2,8%	103,8%		
NordPool (€/MWh)	Base	38,54	-15,9%	33,7%	27,7	2,2%
	<i>Peak</i>	40,75	-16,2%	22,3%		
	<i>Off peak</i>	38,54	-12,7%	43,8%		
	<i>Festivo</i>	37,48	-15,8%	45,8%		
PME (€/MWh)	Base	60,20	3,6%	92,0%	-	-
	<i>Peak</i>	74,18	-5,4%	76,2%		
	<i>Off peak</i>	60,20	20,2%	126,0%		
	<i>Festivo</i>	51,06	18,4%	114,5%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE / FEBBRAIO 2008

[CONTINUA]

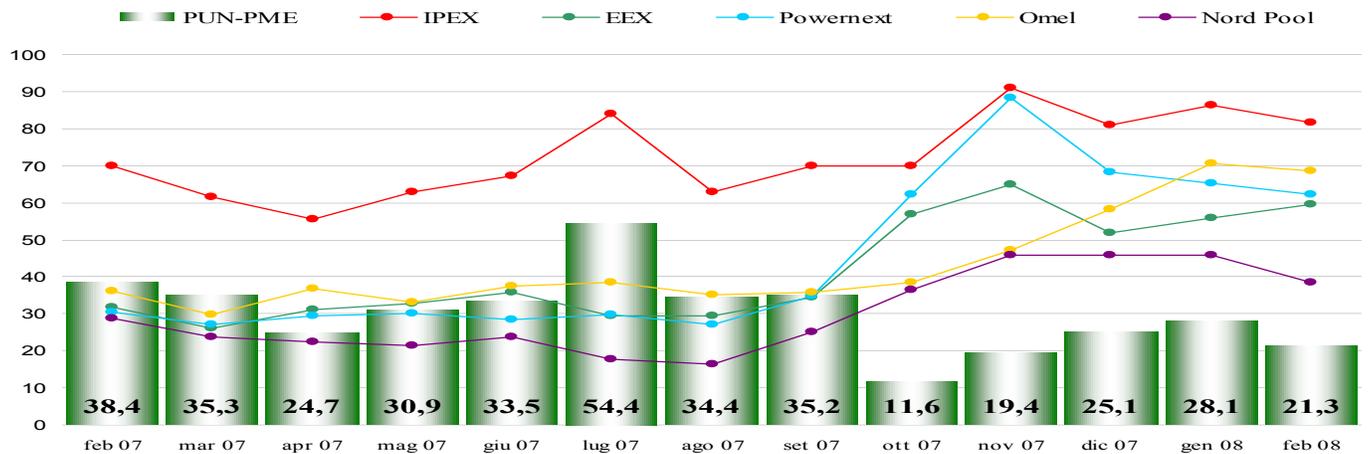
Brent e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati GME e Reuters



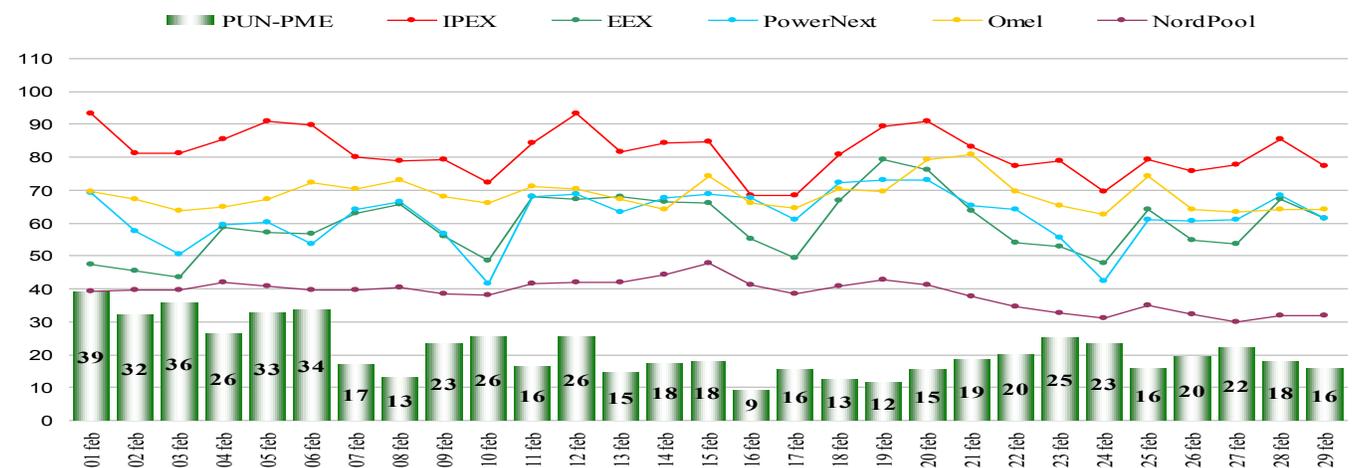
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati GME e Reuters



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

Fonte: elaborazione GME su dati GME e Reuters



GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA FEBBRAIO 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) a febbraio 2008 sono stati scambiati 24.585 TEE, con una riduzione di circa il 33% rispetto ai 36.631 TEE scambiati nel mese di gennaio. Dei 24.585 TEE scambiati, 22.254 sono stati di Tipo I, con una riduzione di circa il 26% rispetto ai 30.261 scambiati in gennaio, 2.204 di Tipo II, in netto decremento rispetto ai 6.370 del mese precedente, e 127 di Tipo III (nel mese di gennaio non ne sono stati scambiati).

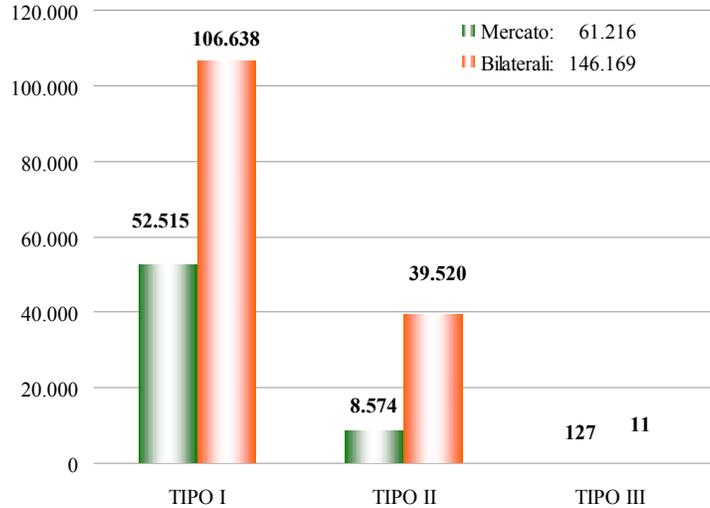
Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I scambiati a febbraio è stato di € 62,59, con un aumento del 45% circa rispetto al prezzo medio ponderato di gennaio (€ 42,99), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di € 63,68, con un decremento di circa il 19% rispetto al prezzo medio ponderato di gennaio (€ 78,97).

Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III scambiati è stato di € 37,99.

Come già anticipato (cfr. Newsletter del GME, n. 2 – febbraio 2008), l'indifferenza tra titoli di tipo I e titoli di tipo II ai fini dell'adempimento degli obblighi dei distributori, introdotta dal Decreto 21 dicembre 2007 del Ministero dello Sviluppo Economico, ha portato ad una convergenza dei prezzi delle due tipologie di TEE.

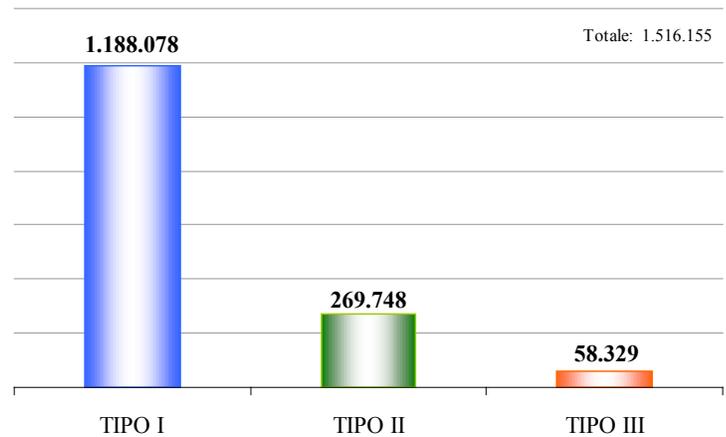
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2008 al 29 febbraio 2008

Fonte: GME

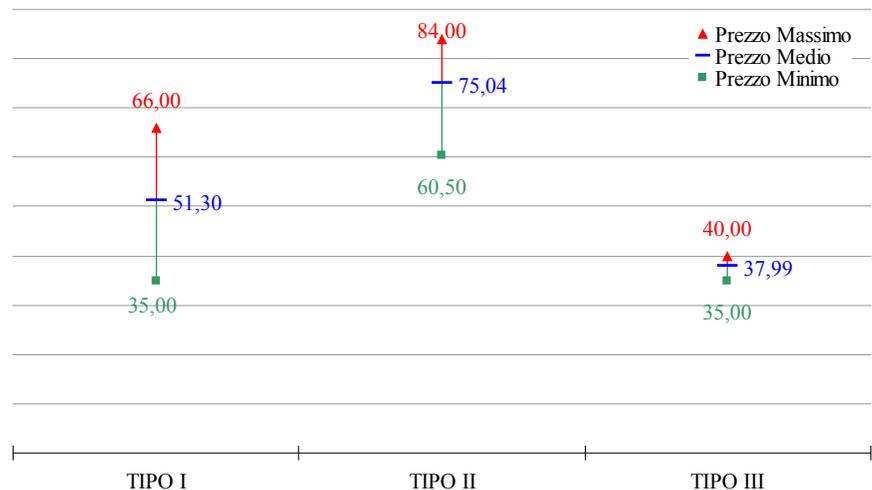


TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



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



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI / FEBBRAIO 2008

A cura del GME

A febbraio 2008 sul Mercato dei Certificati Verdi (CV) sono stati scambiati 56.321 CV¹, in aumento rispetto ai 41.400 scambiati nel mese di gennaio. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 51.279, in aumento rispetto ai 38.450 scambiati nel mese di gennaio. Nel mese di febbraio sono stati scambiati anche 5.050 CV con anno di riferimento 2006, anch'essi in aumento rispetto ai 2.950 scambiati nel mese di gennaio.

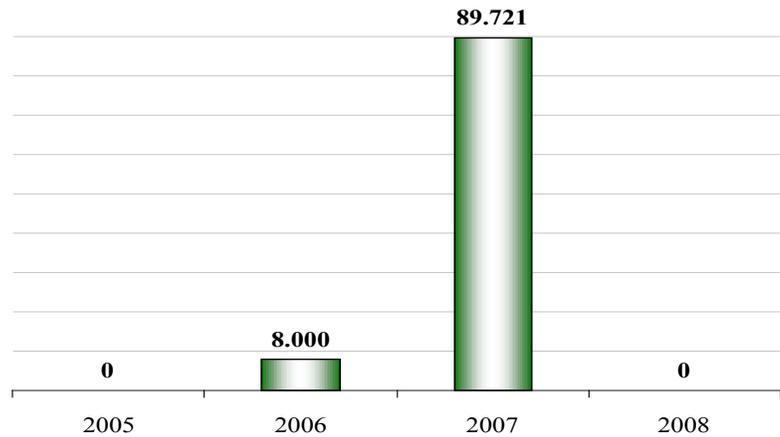
Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di € 103,30, con una riduzione di circa il 9% rispetto agli € 114,09 del mese precedente. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2006 è stato invece di € 100,00, anch'esso in riduzione rispetto agli € 113,81 del mese di gennaio.

La motivazione della riduzione dei prezzi è da imputarsi all'eccesso di offerta già riscontrato nei mesi precedenti (cfr. Newsletter del GME, n. 2 – febbraio 2008). L'incremento dei volumi è dovuto, invece, all'approssimarsi della scadenza dell'obbligo prevista per il 31 marzo 2008.

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. Per rendere confrontabili i dati, ciascun CV scambiato nel mese di gennaio 2008 è stato trasformato in 50 CV da 1 MWh.

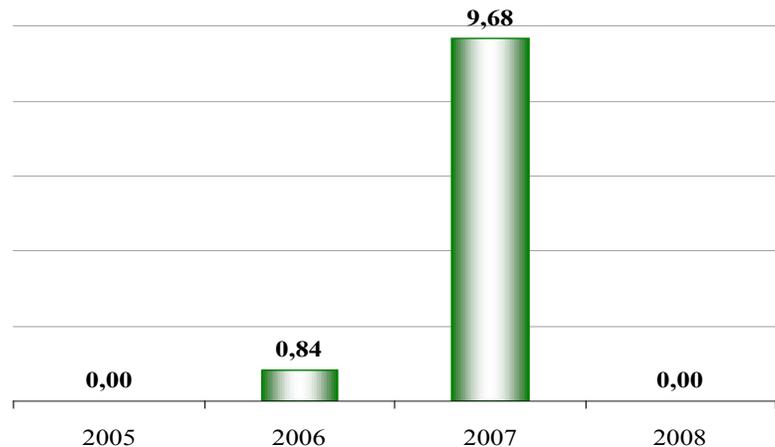
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2008 al 29 febbraio 2008)

Fonte: GME



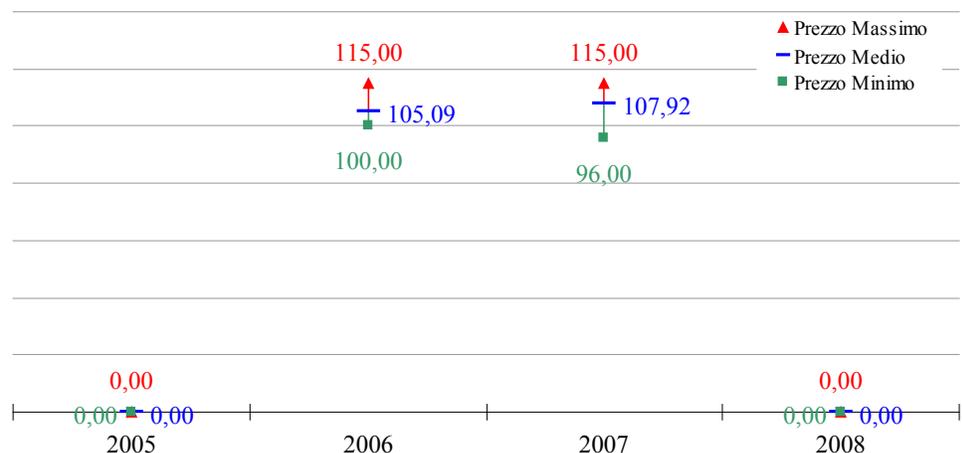
CV, controvalore delle transazioni (sessioni 2008). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA / FEBBRAIO 2008

A cura del GME

Il mese di febbraio ha visto i prezzi nei mercati forward delle EUAs (European Union Allowances) oscillare nel range €19.00-22.00, con il valore del contratto EUA 2008 che ha chiuso il mese a €21.43 t/CO₂. Il mese ha quindi registrato un'inversione di tendenza rispetto a gennaio, quando il contratto EUA 2008 era rimasto stabilmente sotto il livello dei €19.00, dando inizio ad un trend sostanzialmente rialzista, che, secondo gli analisti, è da correlare al generale aumento dei prezzi nei mercati dell'energia in Europa, in particolare petrolio e gas, che hanno spinto la domanda di EUAs da parte delle utilities. Tuttavia, il contratto EUA 2008 è riuscito ad infrangere il livello dei €22.00 soltanto per un momento a metà mese, prima che operazioni di profit-taking da parte degli operatori finanziari lo riconducessero sotto la soglia dei €22.00. Al di là delle correlazioni tra prezzi CO₂ e prezzi dell'energia, il mercato

CO₂ conferma ancora una volta la stretta dipendenza da fattori legati al rispetto delle regole (e delle scadenze) previste dall'EU ETS (European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme).

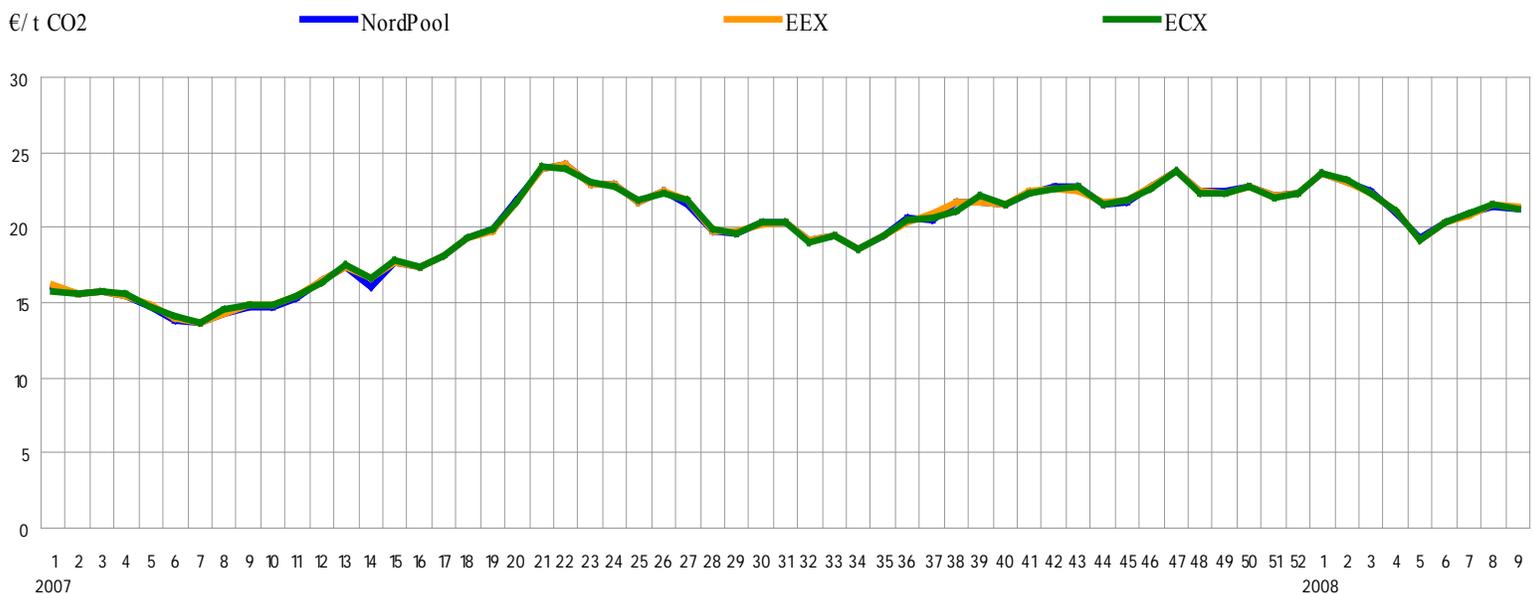
La fine del mese di febbraio 2008 rappresentava, infatti, una data molto attesa da parte degli operatori del mercato, poiché, in base a quanto previsto dalla Direttiva 2003/87/CE, il 28 febbraio avrebbe dovuto rappresentare la data per il rilascio, da parte degli Stati membri, delle EUAs relative al secondo periodo (2008-2012) sui conti degli impianti soggetti all'obbligo. Ad oggi, invece, soltanto Austria e Danimarca hanno rispettato detta scadenza, rilasciando EUAs pari a soltanto il 2,5% del totale europeo per il 2008. Altri Stati invece, come nel caso di Regno Unito e Germania, hanno già affermato che non intendono rilasciare EUAs se non viene prima finalizzata la connessione tra i Registri Europei e l'ITL (International Transaction Log), operazione

ritenuta necessaria per la conversione di quote governative (le cosiddette AAU - Assigned Amount Unit) in EUAs. Queste posizioni divergenti tra i vari Stati stanno creando incertezza sui mercati relativi al secondo periodo, con gli operatori di mercato in attesa di saperne di più riguardo la possibile data di connessione tra i registri dell'UE e quelli dell'UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change), anche, e soprattutto, per vedere i CERs (Certified Emission Reductions) generati dagli investitori effettivamente consegnati nei propri conti.

Ciò che è certo, per ora, è il fatto che, finché non verranno rilasciate le EUAs sui registri nazionali, non sarà possibile contrattare le unità con consegna "a pronti", prolungando per un periodo ancora incerto l'assenza di attività nelle borse spot europee del CO₂, che confidano da tempo nella seconda fase dell'EU ETS per rivedere un po' di liquidità nelle loro piattaforme di scambio.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters



IL PROCESSO DI INTEGRAZIONE DEI MERCATI ELETTRICI EUROPEI

di Guido Cervigni

LECG e IEFE - Università Bocconi

L'Italia è il maggiore Paese importatore di energia elettrica d'Europa. Nell'anno 2006 sono stati importati circa 46 TWh, pari approssimativamente al 14% del consumo nazionale. In alcune occasioni l'Italia ha assunto la posizione di esportatore di energia elettrica, ancorché per quantità limitate. Questa tendenza potrebbe accentuarsi in corrispondenza della progressiva riduzione del differenziale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso in Italia e nel Centro Europa.

L'integrazione dei mercati elettrici nazionali è uno degli obiettivi principali nell'agenda della Commissione Europea. Nel Novembre 2003 la Commissione ha istituito il Gruppo dei Regolatori Europei per l'Elettricità e il Gas (ERGEG), un gruppo di consultazione sulle materie energetiche. Al fine di promuovere l'integrazione dei mercati elettrici europei, nel febbraio 2006 ERGEG ha avviato le cosiddette Iniziative Regionali nel settore Elettrico (ERI). L'approccio dell'ERI è basato su due fasi. Nella prima i mercati nazionali dell'energia elettrica (e del gas) sono integrati in un insieme di mercati "regionali"; nella seconda fase i mercati regionali sono integrati tra loro, a formare il mercato unico europeo.

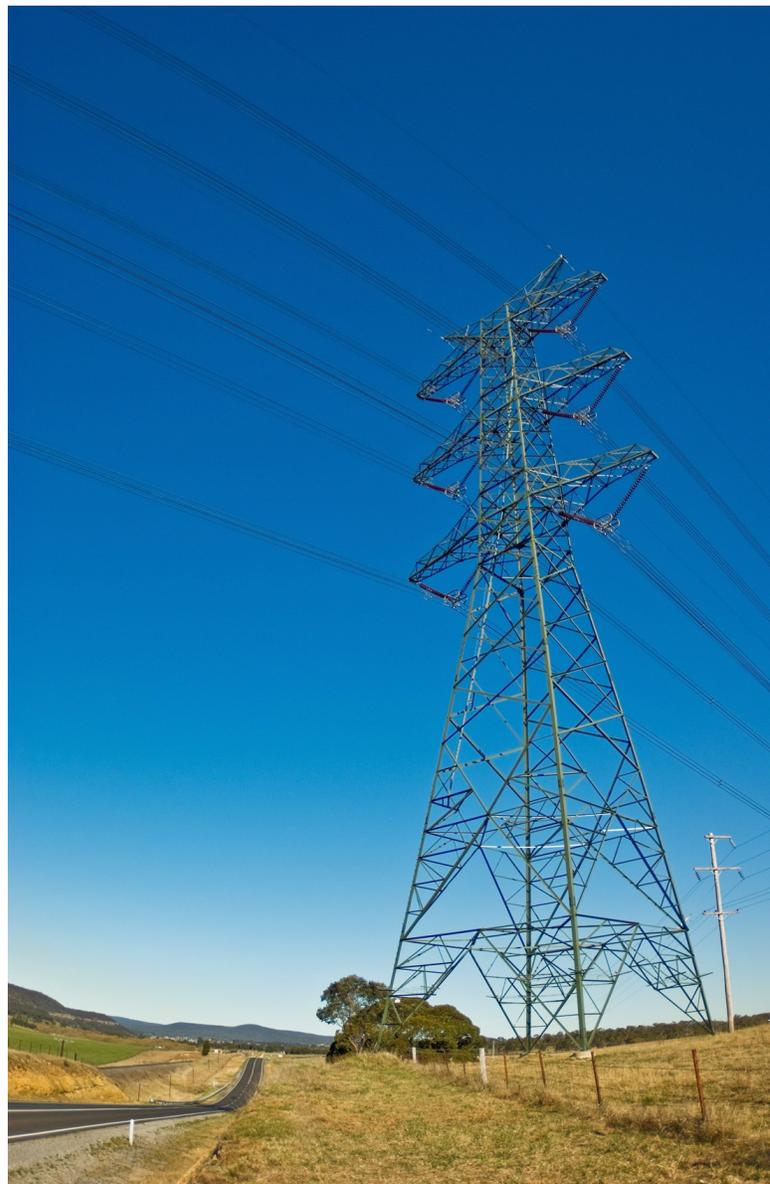
Nell'ambito delle ERI i regolatori, gli operatori dei sistemi di trasmissione, i gestori dei mercati elettrici e gli altri portatori di interesse, appartenenti alla stessa Regione, stanno discutendo il disegno e le modalità di attuazione di meccanismi per l'assegnazione del diritto di utilizzare la capacità di trasmissione trans-frontaliera, che costituisce una risorsa scarsa nelle generalità dei confini europei. Tradizionalmente i diritti di utilizzo della capacità di interconnessione sono stati definiti ed assegnati nella forma di diritti cosiddetti "fisici". Il diritto fisico conferisce al titolare la facoltà di immettere un certo ammontare di energia elettrica in un Paese e, contemporaneamente, prelevare la stessa quantità di energia nel Paese di

destinazione. Nel gergo del settore tali diritti sono allocati in forma "esplicita", in quanto la loro assegnazione avviene indipendentemente dal processo che stabilisce quali generatori produrranno e quali consumatori preleveranno l'energia elettrica trasportata in forza di tali diritti.

I meccanismi di allocazione esplicita della capacità di interconnessione possono determinare inefficienze potenzialmente rilevanti. In situazioni di elevata volatilità dei prezzi dell'energia elettrica nei Paesi confinanti, il titolare del diritto di trasmissione può trovare impossibile stipulare accordi con generatori o consumatori ai due lati della frontiera che gli consentano di utilizzare efficientemente, ora per ora, la capacità di cui dispone. Di conseguenza, alcune opportunità di produrre energia elettrica a costo inferiore in un Paese e trasferirla in quello confinante potrebbero non essere colte; in alternativa potrebbe talora essere importata in un Paese energia elettrica più costosa di quella che potrebbe essere generata internamente. Evidenze in questo senso emergono anche da un'analisi sommaria

dei flussi di energia elettrica attraverso i confini Nord dell'Italia negli anni recenti. I limiti dei meccanismi di allocazione esplicita dei diritti di trasporto trans-frontaliero stanno alimentando il consenso circa l'opportunità

di attuare meccanismi cosiddetti di "asta implicita". La caratteristica principale dei meccanismi di asta implicita è che essi determinano simultaneamente l'insieme dei generatori (consumatori) che immettono (prelevano) energia elettrica in ciascun Paese, i prezzi di equilibrio del mercato in ciascun Paese e i flussi di importazione o esportazione



efficienti, data la capacità di trasmissione disponibile. Gli operatori del mercato elettrico Italiano hanno familiarità con l'asta implicita, in quanto tale meccanismo è stato utilizzato sin dall'avvio dell'IPEX per determinare l'utilizzo

IL PROCESSO DI INTEGRAZIONE DEI MERCATI ELETTRICI EUROPEI

[CONTINUA]

della capacità di trasmissione tra le sette zone di mercato in cui l'Italia è suddivisa. In un sistema basato su asta implicita possono essere definiti diritti finanziari di trasmissione, che producono per i titolari effetti economici identici o superiori a quelli dei diritti fisici. Tali diritti, relativi alla capacità di trasporto tra le zone di mercato Italiane, sono definiti Coperture dei Costi di Congestione (o CCC). Rispetto all'allocazione esplicita, il meccanismo di asta implicita è radicalmente più efficiente, in quanto abbate i costi di transazione necessari al coordinamento tra i titolari dei diritti di trasporto, i generatori e i consumatori. Un meccanismo di asta implicita analogo a quello Italiano è impiegato, su scala multinazionale, nel NordPool, per l'integrazione dei mercati di Norvegia, Finlandia, Svezia e Danimarca.

Il "market coupling" è un insieme di accordi e procedure che consentono di realizzare l'allocazione attraverso asta implicita della

capacità di interconnessione tra Paesi, coordinando mercati spot nazionali. Si tratta di una modalità di integrazione tra uno o più mercati che permette di ottenere l'utilizzo efficiente della capacità di trasmissione disponibile preservando le specificità dei disegni dei mercati elettrici nazionali. Varie soluzioni di market coupling sono in discussione sui diversi tavoli delle ERI. Il primo esempio di market coupling realizzato nell'ambito dell'ERI è quello che coinvolge Powernext (Francia), Belpex (Belgio) e APX (Olanda). Data la rilevanza economica dei flussi di energia che interessano l'Italia va valutato assai positivamente l'impegno delle istituzioni italiane – e in particolare dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha assunto il ruolo di "leading regulator" dell'ERI Centro-Sud – nelle attività finalizzate all'integrazione del mercato elettrico Italiano con quelli confinanti. I progressi sino ad

ora ottenuti riguardano eminentemente il miglioramento del tradizionale meccanismo di allocazione esplicita di diritti fisici di trasmissione trans-frontaliera. I diritti di utilizzo della capacità di interconnessione per il 2008 attraverso tutte le frontiere Italiane sono stati per la prima volta assegnati attraverso aste gestite congiuntamente da Terna e dal gestore di rete di ciascuno dei Paesi confinanti. Inoltre le regole di allocazione della capacità sulle diverse frontiere sono state sottoposte ad armonizzazione. E' infine in fase di sviluppo un meccanismo per rendere possibile il trasferimento tra operatori dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione di cui sono titolari in prossimità al tempo reale. Per quanto riguarda il futuro, i regolatori della Regione hanno raggiunto un accordo sull'adozione di un meccanismo basato su asta implicita per l'integrazione dei mercati dell'energia elettrica del giorno prima.



RINNOVABILI 2020: RECIPROCIÀ E STABILITÀ NORMATIVA PER FAR FRONTE ALLA NUOVA POLITICA ENERGETICA UE

[CONTINUA DALLA PRIMA PAGINA]

elettrica, qualora si considerasse il “costo pieno” (o costo opportunità) della tonnellata di CO₂ emessa da un ciclo combinato a gas naturale unitamente all’obbligo ai sensi della normativa vigente in tema di immissione in rete di energia da fonte rinnovabile (cosiddetto obbligo dei Certificati Verdi) saremmo già attorno ad un costo aggiuntivo di oltre 12 €/MWh (8 €/MWh, con un valore della tonnellata di CO₂ pari a 22 €/ton, + 4 €/MWh per il CV). In definitiva oltre il 15% dell’attuale prezzo all’ingrosso dell’elettricità sarebbe già determinato dai costi ambientali! Qualcuno ha detto che le fonti rinnovabili possono essere considerate una valida alternativa alle fonti convenzionali: da tecnici sappiamo che non è possibile sia in termini di affidabilità che in termini di costo (per la fine di quest’anno alcune stime danno a 200 MW la potenza fotovoltaica installata in Italia per effetto dell’impulso derivante dal “Conto Energia” che prevede oltre 400 € di tariffa incentivante per MWh ceduto, pari a più di 5 volte l’attuale prezzo all’ingrosso dell’energia elettrica). Se bisogna condividere la bontà degli obiettivi ed i benefici ‘ambientali’ connessi occorre però anche essere MOLTO trasparenti sui costi che il consumatore finale dovrà sopportare per le iniziative del “pacchetto 20-20-20”! Come ho già avuto occasione di accennare, l’unica diversificazione seria è quella che valuta il sistema-energia del paese non escludendo l’energia nucleare, che è un modo per produrre energia elettrica senza emissioni e con vantaggi rilevanti in termini di costo.

Pari opportunità per tutti: la reciprocità

La proposta UE per le rinnovabili introduce il contestato sistema dello scambio tra Paesi ed aziende delle Garanzie d’Origine che sarà tuttavia utilizzato solo dagli Stati Membri che decideranno di farne ricorso. Questo nella corretta ottica del raggiungere gli obiettivi in modo efficiente a livello europeo, ovvero ridurre laddove costa meno. Le Autorità nazionali potranno, tuttavia, condizionare lo scambio/trasferimento delle garanzie ad un’autorizzazione qualora siano messi a rischio i sistemi di incentivazione locali.

Nell’ambito del meccanismo dei Certificati Verdi, creato in Italia per lo sviluppo della produzione nazionale di energia da NUOVI impianti alimentati a fonti rinnovabili e che non godevano di altre incentivazioni, le Garanzie

d’Origine provenienti dai paesi limitrofi sono servite a certificare importazioni di energia elettrica da impianti ESISTENTI seppure alimentati a fonti rinnovabili ma magari già ammessi ad altri tipi di incentivi statale/locale, contribuendo a determinare, sia pur solo in parte, l’eccesso di offerta di certificati registrato negli ultimi periodi. Questo non è stato propriamente un esempio di reciprocità. E qui l’attenzione è per i nostri rappresentanti in Europa affinché non si corra il rischio che il nostro Paese si trovi ad acquistare Garanzie d’Origine provenienti da “impianti qualsiasi” per raggiungere l’obiettivo interno determinato dal meccanismo dei Certificati Verdi ma non valide ai fini del conseguimento dell’obiettivo del 20-20-20. Bisogna quindi porre attenzione all’implementazione dei meccanismi di mercato: se gli obiettivi non sono ben tarati si rischia che si trasformino in un trasferimento di risorse all’estero, laddove sono più bravi a prendere decisioni per tempo.

Trading: la via del mercato

Va sottolineato che in Italia, tra luci ed ombre, già da tempo è stata intrapresa una “via di mercato” con l’introduzione di meccanismi di mercato per i Certificati Bianchi (dal 2005), per i Certificati Verdi (dal 2002) e per le quote di CO₂ (dal 2005). Ciò nell’ottica che quando non è possibile “realizzare in proprio facendo investimenti” si comprano certificati da chi l’ha fatto a costi inferiori. A2A, coerentemente con tale scenario, ha costituito all’interno della società AEM Trading un’apposita unità che si occupa dei “mercati ambientali” non solo dal punto di vista della compliance degli obblighi imposti dalla normativa nazionale ed europea alle varie società del Gruppo A2A ma anche per il trading dei certificati sottostanti. Siamo iscritti ormai da tempo alle principali borse europee in cui si negoziano spot e future i permessi di emissione, nonché partecipiamo alle sessioni del mercato per i certificati tipicamente italiani, come quelli bianchi e quelli verdi. Abbiamo provveduto anche ad aderire a certificazioni volontarie per valorizzare al meglio il nostro patrimonio idroelettrico in Valtellina che non beneficia di altre incentivazioni, promuovendo la diffusione del green pricing sull’onda della crescente sensibilità ambientale dei consumatori. Il passo verso la maturità dei mercati ambientali - e di cui il sistema sente l’esigenza - è quello di avere mercati a termine delle

certificazioni sempre nel rispetto della reciprocità tra Paesi Membri come detto. Lo stesso vale per l’energia elettrica di cui aspettiamo lo sviluppo di mercati a termine fisici e finanziari. Si parla molto del ruolo della finanza e delle banche come motore dello sviluppo: noi crediamo al ruolo delle banche non solo come finanziatori, ma anche come elemento di stabilità degli investimenti attraverso i mercati a termine. Nonostante l’enorme mercato dei titoli ambientali (quote di CO₂ in prevalenza) a termine a livello europeo/mondiale - con circa 10 miliardi di euro/anno negoziati sulla borsa londinese ECX - nessuna banca italiana è iscritta ad un mercato organizzato, mentre i nostri partner quotidiani sono banche inglesi, francesi, tedesche...

Avere una borsa a termine in cui si possano scambiare Certificati Bianchi, Verdi ed in futuro Garanzie d’Origine ed in cui siano attive banche - anche italiane - oltre a portare liquidità potrebbe consentire ai produttori da fonti rinnovabili di fissare i ricavi e ai produttori da fonti convenzionali di bloccare i costi.

Il raggiungimento degli obiettivi

Alla base di tutto questo chiediamo un quadro normativo stabile: ormai è evidente a tutti che un meccanismo è più efficiente quanto più è certo l’incentivo, piuttosto che quanto più è ampio. Ma quali sono i meccanismi che porteranno l’Italia a conseguire gli ambiziosi obiettivi ambientali richiesti dall’Europa? E’ opportuno inoltre che le idee siano chiare a breve, prima che la bozza della direttiva diventi operativa per potersi muovere in tempo.

Lo spirito della direttiva è anche quello di “mettere in moto” un settore capital-intensive e dare impulso a tecnologie che possano rendere l’UE leader a casa propria nel raggiungimento degli obiettivi di sicurezza energetica in un ambiente migliore per tutti con una leadership nel mondo delle tecnologie.

Questa è la via perseguita anche da A2A attraverso interventi sul territorio, recuperi ambientali, installazione di centrali fotovoltaiche, sviluppo del teleriscaldamento urbano nelle nostre città, incremento dell’efficienza delle reti di distribuzione e delle nostre centrali, ma anche attraverso la nostra attività in Europa: con ECODECO, che grazie a tecnologie esclusive trasforma i rifiuti in combustibile solido per produrre energia e calore, siamo già lì.

PIANO ASSEGNAZIONE CO₂, GLI ERRORI DEL PASSATO SI RIPETONO

di Francesco De Luca

Direttore Generale Assoelettrica

Nei giorni scorsi è stato varato il nuovo Piano di assegnazione delle quote di emissione di CO₂ per il periodo 2008–2012.

E, purtroppo, nonostante le numerose segnalazioni inviate dagli operatori del settore elettrico, il documento non mostra alcuna significativa novità rispetto al testo a suo tempo sottoposto alla consultazione pubblica. Le imprese elettriche saranno così chiamate ad accollarsi quasi integralmente la riduzione delle quote di emissioni di anidride carbonica che la Commissione Europea ha imposto al nostro Paese. Ciò, nonostante nel triennio 2005-2007 il settore elettrico abbia evidenziato un significativo deficit di assegnazioni (nell'ordine di circa 30 milioni di tonnellate) a fronte delle significative eccedenze fatte registrare da buona



parte degli altri settori industriali soggetti alla applicazione della direttiva sull'emissions trading. Tutto questo assume un peso ancora più rilevante se si considera il fatto che le emissioni rilasciate dal settore elettrico risultano sostanzialmente stabili in termini assoluti, anzi, sono sensibilmente diminuite in termini relativi, passando dai 615 grammi di CO₂ per KWh del 2004, agli attuali 575. Insomma, non si è tenuto conto né dei progressi compiuti né, soprattutto, del previsto incremento della domanda di energia elettrica e quindi dell'inevitabile aumento dei livelli emissivi che ne deriverà, dal momento che sarà assai difficile garantire il fabbisogno addizionale di elettricità solamente con produzione da fonti rinnovabili.

Ma vi sono almeno altri tre elementi del Piano che meritano di essere sottolineati. Anzitutto, il fatto che siano stati confermati i criteri adottati nelle

bozze precedenti, differenziati in funzione delle distinte tecnologie termoelettriche e delle diverse categorie impiantistiche che creano una discutibile discriminazione tra operatori. In secondo luogo, il modo in cui è stato distribuito il diritto ad utilizzare i meccanismi flessibili (CER ed ERU), attribuendo al settore elettrico un limite del 19 per cento. Il risultato è che i crediti disponibili per il settore termoelettrico, che ammonteranno a circa 20 milioni di tonnellate all'anno, riusciranno a coprire a mala pena il 70 per cento del deficit ad oggi prevedibile con la conseguenza di un ampio ricorso al mercato delle quote di emissione europee, che faranno registrare prezzi sicuramente più elevati di quelli dei crediti internazionali. Infine, ed in terzo luogo, la riserva di quote destinate ai cosiddetti nuovi entranti, necessaria per coprire le esigenze connesse alla nuova capacità di generazione, appare del tutto insufficiente. Essa potrebbe giungere ad esaurimento già alla fine del 2008, una volta effettuate le assegnazioni ai nuovi impianti in procinto di entrare in servizio, negando in questo modo il basilare principio di garantire le medesime condizioni e un'effettiva parità di trattamento a tutti gli operatori.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Decisione di Assegnazione delle quote di CO₂ 2008-2012 | 29 febbraio 2008 | Download

Il 29 febbraio 2008 il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministro dello Sviluppo Economico hanno approvato, a conclusione del processo di consultazione avviato l'11 dicembre 2007, la Decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012. La Decisione è stata notificata alla Commissione Europea per un controllo di conformità con la Decisione della Commissione del 15/05/2007.

Decreto Legislativo | 27 febbraio 2008 | Modifiche e integrazioni al DLG 4 aprile 2006, n. 216, recante attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.

Il Consiglio dei Ministri n. 94 del 27 febbraio 2008 ha adottato, su proposta del Ministro per le politiche europee e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il Decreto Legislativo che modifica la normativa nazionale di recepimento delle direttive 2003/87 e 2004/101 (D. Lgs. n. 216/2006) in materia di scambio di quote di emissioni dei gas ad effetto serra. Le modifiche sono state adottate per completare il recepimento della Direttiva 2003/87 in relazione al ricorso ai crediti derivanti dai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto, per consentire all'Italia di partecipare pienamente al primo quinquennio di scambio dei diritti di emissione e per superare le

problematiche emerse nel corso del primo anno di applicazione del D. Lgs. n. 216/2006, con particolare riferimento alle attività del Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE. Il nuovo Decreto, in particolare, ricomprende tra i crediti di emissione le unità del monte-emissioni assegnato (AAU) e le unità di rimozione delle emissioni (RMU), assegna all'Apat (Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici) l'amministrazione del Registro nazionale delle emissioni e delle quote d'emissioni, nel quale sarà annotato il valore complessivo delle emissioni dichiarato annualmente da ogni impianto, istituisce il "Sistema nazionale per la realizzazione dell'Inventario Nazionale dei Gas Serra" ed attribuisce sempre all'Apat la responsabilità della realizzazione, della gestione e dell'archiviazione dei dati dell'Inventario Nazionale dei Gas Serra, della raccolta dei dati di base e della realizzazione di un programma di controllo e di garanzia della qualità. Il Decreto incrementa di 100 euro la sanzione per ogni tonnellata di biossido di carbonio equivalente emessa in mancanza di autorizzazione e prevede l'assegnazione delle quote agli impianti nuovi entranti entro 60 giorni dall'avvio dell'impianto o dell'esercizio commerciale per gli impianti del settore termoelettrico. Attribuisce, ancora, nuove funzioni al Comitato nazionale per la gestione della Direttiva 2003/87/CE, tra le quali la predisposizione, sotto forma di apposito capitolo del PNA, del regolamento per l'eventuale assegnazione di quote a titolo oneroso, la definizione dei criteri per la gestione del Registro nazionale delle emissioni e delle quote di emissione e la partecipazione, attraverso rappresentanti scelti fra i propri

componenti e all'uopo delegati, alle riunioni del Climate Change Committee ed alle altre riunioni in sede comunitaria o internazionale.

Delibera AEEG – EEN 01/08 | 26 febbraio 2008 | Download

Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2008 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007
L'AEEG, con la Delibera EEN 01/08, ha definito gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori di energia elettrica e gas naturale obbligati nell'anno 2008.

Delibera AEEG – ARG/elt 24 | 26 febbraio 2008 | Download

Criteri per la definizione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi di cui all'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07. Quantificazione del valore medio del medesimo prezzo di cessione per l'anno 2007
L'AEEG, con la Delibera ARG/elt 24, ha stabilito che ai fini della definizione del valore dei certificati verdi per l'anno 2008 (ai sensi dell'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07) il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica è pari a 67,12 €/MWh.

3 APRILE, GME-ASSOLAMBARDA, CONVEGNO “FONTI RINNOVABILI, EFFICIENZA ENERGETICA E CO₂: GLI STRUMENTI DI MERCATO PER INCENTIVARE GLI INVESTIMENTI E L’INNOVAZIONE”

AGENDA GME

11-13 marzo 2008

Carbon Insights 2008

Bella Center, Stand 5-6, Copenhagen

Il GME partecipa a Carbon Insight 2008, uno dei principali appuntamenti annuali per gli operatori del mercato delle emissioni di CO₂.

[link](#) » vai alla pagina informativa

3 aprile 2008

Fonti rinnovabili, Efficienza energetica e CO₂: gli strumenti di mercato per incentivare gli investimenti e l’innovazione Assolombarda, Via Pantano 9, Milano, ore 9.00

Il GME e Assolombarda organizzano il convegno “Fonti rinnovabili, Efficienza energetica e CO₂: gli strumenti di mercato per incentivare gli investimenti e l’innovazione”. Alle due sessioni previste dal programma dell’evento, “Strumenti di incentivazione per le fonti rinnovabili e l’efficienza energetica” (Sessione I) e “La gestione del rischio nei mercati ambientali” (Sessione II), seguirà una tavola rotonda sul tema “Il futuro dei mercati ambientali alla luce dei recenti sviluppi delle politiche comunitarie”.

11-13 marzo

Transmission & Distribution Europe 2008

PTA Amsterdam

Programma e informazioni:

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

11-13 marzo

Energetica 2008

Milano

Palazzo Turati

Via Meravigli, 9/b

Programma e informazioni:

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



11-15 marzo

Next Energy Award

Milano

Fiera di Milano

Programma e informazioni:

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

12-13 marzo

Punti di forza e di debolezza dell’energia da biomasse: dibattito e proposte concrete

Milano

Centro Congressi, Fiera di Milano

Programma e informazioni:

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

13-14 marzo

Coal Properties & Investment

Fort Lauderdale, FL, Usa

Harbor Beach Marriott Resort and Spa

Programma e informazioni:

[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)

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.