

newsletter

del

GME

Gestore
Mercati
Energetici

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico/ 2009
pagine 2, 3, 4 e 5

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse elettriche europee/ 2009
pagine 6, 7 e 8

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei combustibili/2009
pagine 9 e 10

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di efficienza energetica/ 2009
pagina 11

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati verdi/ 2009
pagina 12 e 13

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle emissioni in Europa/ 2009
pagina 14

FOCUS

Il lungo transitorio della distribuzione gas
di Clara Poletti e Antonio Sileo Iefe -
Università Bocconi
pagine 1 e 15

NOVITÀ NORMATIVE

pagine 16, 17 e 18

APPUNTAMENTI

pagina 19, 20 e 21

IN BREVE

pagina 22

GLOSSARIO

pagine 23 e 24

IL LUNGO TRANSITORIO DELLA DISTRIBUZIONE GAS

di Clara Poletti e Antonio Sileo Iefe - Università Bocconi

Il 2010 tra le varie ricorrenze annovererà i dieci anni dall'avvio della liberalizzazione del mercato del gas. Il 23 maggio del 2000, con il D.lgs. n. 164/2000, noto anche come Decreto Letta, veniva infatti recepita la prima direttiva UE (98/30/CE) sul mercato del gas naturale, con la conseguente separazione delle diverse fasi della filiera. Tra queste la distribuzione di gas si è assistito ad un marcato processo di concentrazione, realizzato attraverso acquisizioni e fusioni, con la conseguente riduzione del numero di esercenti da circa 800 a meno di 300. L'aggregazione è stata stimolata tra l'altro dal Decreto Letta, attraverso un sistema di incentivi appositamente definiti.

Più di recente il dibattito si è invece concentrato sull'intricata questione dell'affidamento del servizio. Lo stesso Decreto Letta prevedeva, date le caratteristiche di monopolio naturale di tale attività, la cosiddetta concorrenza "per il mercato", con l'affidamento del servizio tramite procedura competitiva, la gara, per un periodo non superiore ai dodici anni. Ai Comuni veniva affidato il compito di effettuare l'assegnazione ed il diritto a percepire un corrispettivo. L'attuazione della norma si è tuttavia rivelata particolarmente difficoltosa. Negli

anni modifiche, correzioni e chiarimenti si sono succeduti ripetutamente, con l'effetto pratico di prolungare la transizione al sistema delle gare e di tenere in vita lo *status quo*.

Dopo la Legge n. 239 del 2004, cosiddetta Legge Marzano, circolari interpretative, decreti millenproroghe, pronunce del TAR, del Consiglio di Stato e anche della Corte europea hanno caratterizzato un quadro normativo ad un tempo incerto ed instabile. Un po' di chiarezza sembrava fosse giunta a fine 2007. Nel Collegato alla Finanziaria 2008, l'art. 46-bis assegnava infatti al Ministero dello Sviluppo Economico il ruolo di "regista" nella definizione delle regole di un bando di gara "tipo" e nuovi confini territoriali (ambiti) per l'affidamento del servizio. Questi ultimi dovranno aggregare più reti; perimetri maggiori quindi per operatori di dimensioni maggiori. La scelta della modalità di individuazione del

soggetto esercente il servizio si è dunque intersecata con quella della dimensione ottima dell'area di distribuzione.

La razionalizzazione della distribuzione del gas è condizione importante per un'effettiva concorrenza nella vendita. Anche tralasciando le possibili economie di scala, avere un numero ragionevolmente basso di distributori di dimensioni adeguate con cui interfacciarsi facilita l'accesso al mercato per i venditori, favorendo la concorrenza.



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/2009

A cura del GME

La grave crisi finanziaria internazionale, iniziata nell'estate del 2008, e la crisi economica che ne è derivata hanno avuto pesanti ripercussioni anche sulle attività produttive del nostro Paese e di conseguenza sulla domanda di energia elettrica. Nel 2009 gli acquisti nazionali hanno infatti segnato una flessione del 6,0% rispetto all'anno precedente; ancor più marcato il calo delle vendite delle unità di produzione dislocate sul territorio nazionale (-8,8%). In un solo anno gli acquisti e le vendite nazionali di energia elettrica sono regrediti ad un livello più basso di quello registrato nel 2005. Nel 2009 nel Sistema Italia sono stati scambiati 313,4 TWh (-6,7%), di questi 213,0 TWh (-8,2%) sono transitati nella borsa dell'energia elettrica. La liquidità del nostro mercato si è pertanto attestata al 68,0%, in calo di un punto percentuale rispetto al 2008. Il segno positivo si è registrato soltanto nell'offerta di energia elettrica, in costante crescita nell'ultimo quinquennio (+1,1% nel 2009), e nell'energia importata dai paesi confinanti (+5,6%). Dallo scenario recessivo emerge però un ultimo, ma non per importanza, segnale: il prezzo medio di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (PUN), pari a 63,72 €/MWh, ha messo a segno una flessione del 26,8% rispetto all'anno precedente, da collegare alla bassa domanda ed al calo delle quotazioni internazionali del greggio (Brent dated: -32 % circa). Il differenziale tra il PUN ed il prezzo di acquisto delle altre borse europee, che nel 2008 era di circa 20 €/MWh, nel 2009, ha tuttavia subito un ulteriore aumento di poco più di 3 €/MWh.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel 2009 è stato pari a 63,72 €/MWh con una flessione di 23,27 €/MWh (-26,8%) rispetto all'anno precedente (Tabella 1 e Grafico 1). Il calo del PUN è stato di 31,33 €/MWh nelle ore di picco, attestatesi a

83,05 €/MWh, ed inferiore ai 20 €/MWh nelle ore fuori picco.

Sul fronte dei prezzi medi di vendita, per la prima volta dall'avvio della borsa, il prezzo più basso, pari a 59,49 €/MWh, è stato registrato dalla zona Sud; quello delle altre

zone continentali si è allineato poco sopra i 60 €/MWh. Più alto il prezzo di vendita nelle due isole: 82,01 €/MWh la Sardegna, 88,09 €/MWh la Sicilia; quest'ultima ha tuttavia parzialmente ridotto il differenziale di prezzo con le altre zone rispetto al 2008 (Grafico 2).

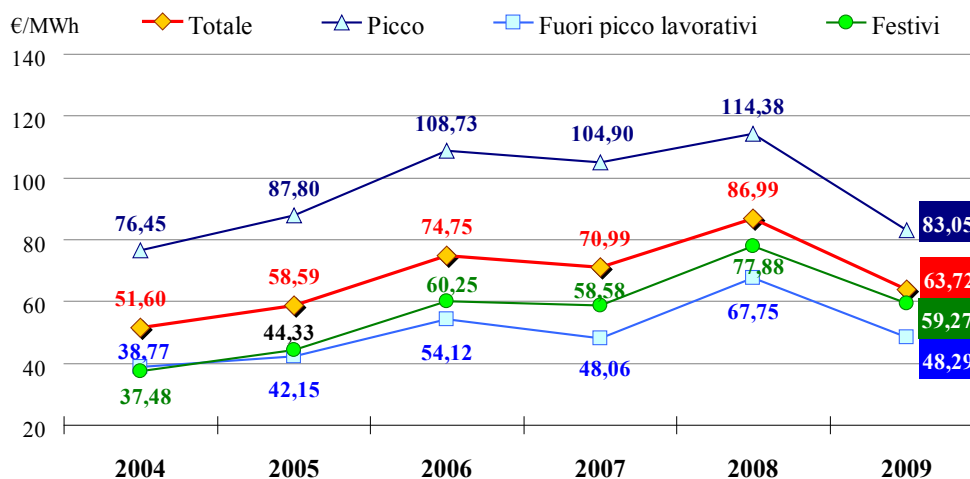
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2009	2008	Var vs 2008		Borsa		Sistema Italia		2009	2008
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2008	MWh	Var vs 2008		
Totale	63,72	86,99	-23,27	-26,8%	24.319	-8,2%	35.779	-6,7%	68,0%	69,0%
<i>Giorno lavorativo</i>	65,67	91,06	-25,39	-27,9%	25.785	-9,1%	38.208	-7,1%	67,5%	69,0%
<i>ore di picco</i>	83,05	114,38	-31,33	-27,4%	29.413	-7,7%	43.663	-5,7%	67,4%	68,8%
<i>ore fuori picco</i>	48,29	67,75	-19,46	-28,7%	22.158	-11,0%	32.753	-8,9%	67,7%	69,3%
<i>Giorno festivo</i>	59,27	77,88	-18,62	-23,9%	20.964	-5,8%	30.222	-6,1%	69,4%	69,2%
<i>Minimo orario</i>	9,07	21,54			13.759		20.953		59,0%	59,0%
<i>Massimo orario</i>	172,25	211,99			37.988		52.590		77,2%	77,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

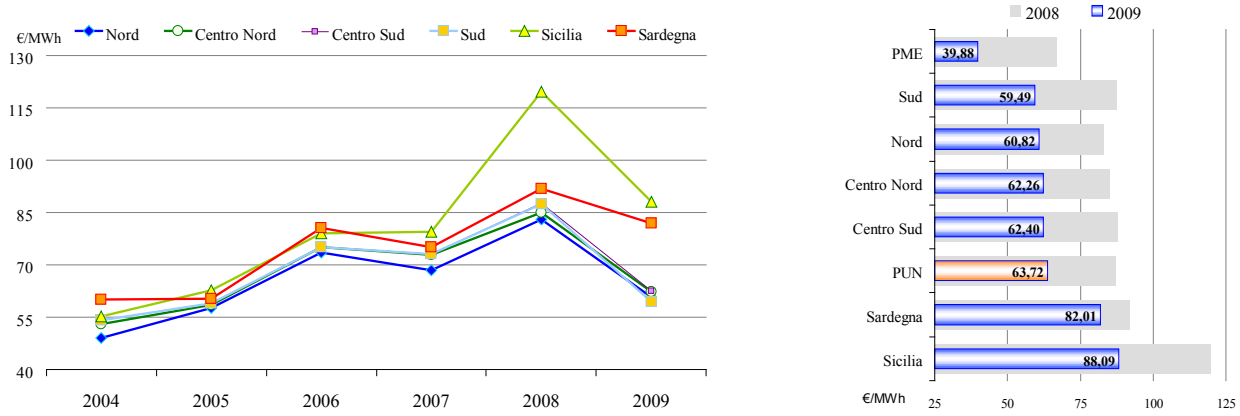


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/2009

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Nel 2009 nel Sistema Italia sono stati scambiati 313,4 milioni di MWh, con una flessione del 6,7% rispetto al 2008; di questi 213,0 milioni di MWh sono transitati nella borsa dell'energia elettrica, in

calo su base annua dell'8,2%. Tale riduzione non ha però interessato le operazioni di acquisto/vendita nelle zone estere (l'import netto in borsa è aumentato dell'82,0%).

L'energia scambiata attraverso contratti bilaterali ha segnato una diminuzione su base annua del 3,5%; la liquidità del mercato ha perso 1,0 punti percentuali portandosi al 68,0% (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	Totale volumi	Variazione	Struttura
	MWh	%	%
Borsa	213.034.688	-8,2%	68,0%
Operatori	131.158.116	-10,8%	41,8%
GSE	45.353.277	-4,9%	14,5%
Zone estere	31.215.502	43,7%	10,0%
Saldo programmi PCE	5.307.793	-33,4%	1,7%
Contratti bilaterali	100.390.479	-3,5%	32,0%
Zone estere	19.108.051	-26,3%	6,1%
Zone nazionali	86.590.221	0,6%	27,6%
Saldo programmi PCE	-5.307.793		
VOLUMI VENDUTI	313.425.166	-6,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	185.806.695	17,6%	
OFFERTA TOTALE	499.231.861	1,1%	

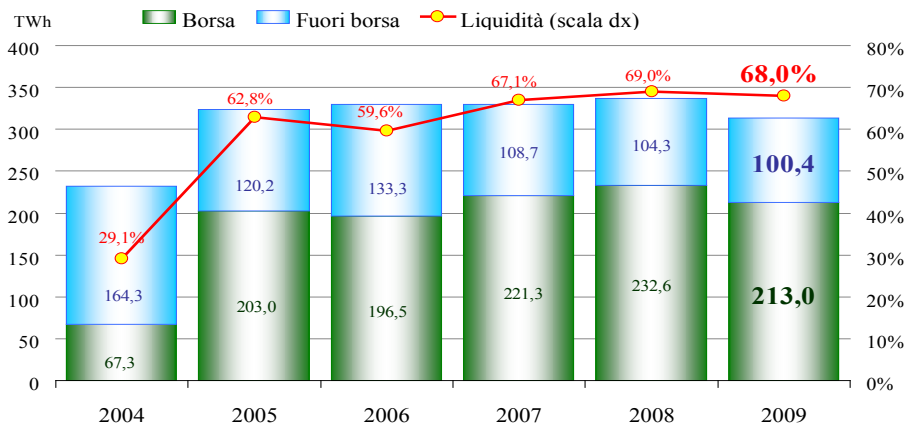
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	Totale volumi	Variazione	Struttura
	MWh	%	%
Borsa	213.034.688	-8,2%	68,0%
Acquirente Unico	70.700.952	-10,8%	22,6%
Altri operatori	134.481.029	-2,2%	42,9%
Pompaggi	2.891.281	-43,2%	0,9%
Zone estere	3.825.739	-42,7%	1,2%
Saldo programmi PCE	1.135.686	1137,9%	0,4%
Contratti bilaterali	100.390.479	-3,5%	32,0%
Zone estere	436.389	-21,8%	0,1%
Zone nazionali AU	24.246.640	24,7%	7,7%
Zone nazionali altri operatori	76.843.137	-8,6%	24,5%
Saldo programmi PCE	-1.135.686		
VOLUMI ACQUISTATI	313.425.166	-6,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	25.790.543	49,0%	
DOMANDA TOTALE	339.215.709	-4,0%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/2009

[CONTINUA]

Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 309,2 milioni di MWh, hanno registrato una flessione del 6,0%; a livello territoriale il calo è stato più consistente sul continente (-6,9% nella MzNord e -5,2% nella MzSud). Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 4,3 milioni di MWh, sono diminuiti su base annua del 41,1% dopo il forte rialzo dell'anno precedente (+91,3%) (Tabella 4). Le vendite nazionali di energia elettrica, pari a 263,1 milioni di MWh,

hanno segnato una consistente riduzione (-8,8%) distribuita su tutto il territorio nazionale, con una punta della macrozona Nord (-11,5%). Unica voce dal segno positivo (+5,6%) sono le vendite sulle zone estere (importazioni), ammontate a 50,3 milioni di MWh, concentrate come detto in borsa (Tabella 4). L'analisi delle vendite nazionali per tecnologia di produzione rivela il netto calo delle vendite degli impianti a ciclo combinato (-12,1%), in particolare quelli

localizzati nella MzNord (-14,7%) e MzSud (-11,1%) e degli impianti di pompaggio (-16,0%). In forte aumento le vendite degli impianti a fonti rinnovabili: idroelettrici da apporto naturale (+22,3%) ed eolici (+20,8%) (Tabella 5). Pertanto è scesa la quota sul totale delle vendite degli impianti a ciclo combinato (dal 51,8% del 2008 al 48,7%) mentre è aumentata quella degli idroelettrici da apporto naturale (dal 11,8% al 15,4%) e degli eolici (dall'1,8% al 2,3%).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

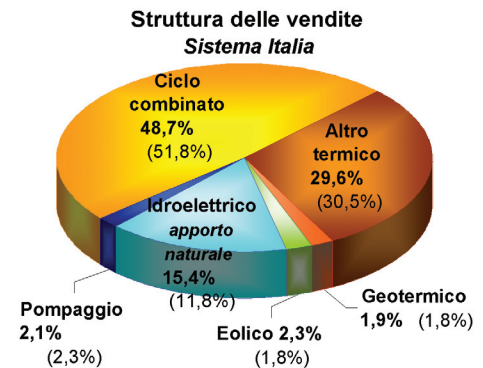
Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
MzNord	226.743.066	25.884	-1,1%	136.187.563	15.547	-11,5%	168.005.227	19.179	-6,9%
MzSud	171.005.448	19.521	+3,8%	96.461.744	11.012	-6,0%	109.597.468	12.511	-5,2%
MzSicilia	29.231.299	3.337	-1,3%	19.011.427	2.170	-5,2%	19.717.045	2.251	-3,6%
MzSardegna	17.222.096	1.966	-4,7%	11.440.879	1.306	-3,3%	11.843.298	1.352	-3,6%
Totale nazionale	444.201.908	50.708	+0,6%	263.101.613	30.034	-8,8%	309.163.039	35.293	-6,0%
MzEstero	55.029.952	6.282	+5,0%	50.323.553	5.745	+5,6%	4.262.128	487	-41,1%
Sistema Italia	499.231.861	56.990	+1,1%	313.425.166	35.779	-6,7%	313.425.166	35.779	-6,7%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto. Media oraria

Fonte: GME

Impianto	MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	11.441	-15,2%	9.535	-7,7%	1.961	-3,1%	1.151	-3,1%	24.088	-10,9%
Ciclo combinato	7.470	-14,7%	5.228	-11,1%	1.464	-4,0%	470	-4,8%	14.633	-12,1%
Geotermico	-	-	578	-2,7%	-	-	-	-	578	-2,7%
Altro termico	3.971	-16,2%	3.729	-3,4%	497	-0,3%	681	-1,9%	8.878	-9,3%
Idroelettrico	4.102	+11,4%	1.002	+40,7%	69	-9,8%	76	+54,6%	5.249	+16,1%
Apporto naturale	3.685	+15,7%	885	+56,9%	18	+34,7%	44	+82,3%	4.632	+22,3%
Pompaggio	417	-16,4%	117	-21,1%	51	-19,3%	32	+28,0%	617	-16,0%
Eolico	3,77	-	475	+16,9%	140	+29,0%	78	+25,3%	697	+20,8%
Totale Impianti	15.547	-9,5%	11.012	-3,8%	2.170	-1,7%	1.306	+0,5%	30.034	-6,5%



Tra parentesi i valori dell'anno precedente

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/2009

[CONTINUA]

Nel Mercato di Aggiustamento (MA), fino al 31 ottobre del 2009, e nel Mercato Infragiornaliero (MI), negli ultimi due mesi dello stesso anno, sono stati scambiati complessivamente 11,9 milioni di MWh, con un aumento del 2,7% rispetto allo scorso anno. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti

è stato pari a 66,44 €/MWh su MA, è pari rispettivamente a 54,66 €/MWh e 55,69 €/MWh nelle due sessioni (MI1 e MI2) di MI. Nel 2008 il prezzo medio ponderato per gli acquisti su MA era stato pari a 84,95 €/MWh (Grafico 4). Sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ex-ante si rileva

un aumento dei volumi di energia elettrica acquistati da Terna, ammontati a 12,5 milioni di MWh (+8,4%), ma soprattutto di quelli venduti da Terna, pari a 14,6 milioni di MWh (+30,4%), che evidenziano una decisa inversione rispetto al trend calante dei due anni precedenti (Grafico 5).

Grafico 4: MI, prezzi e volumi

Fonte: GME

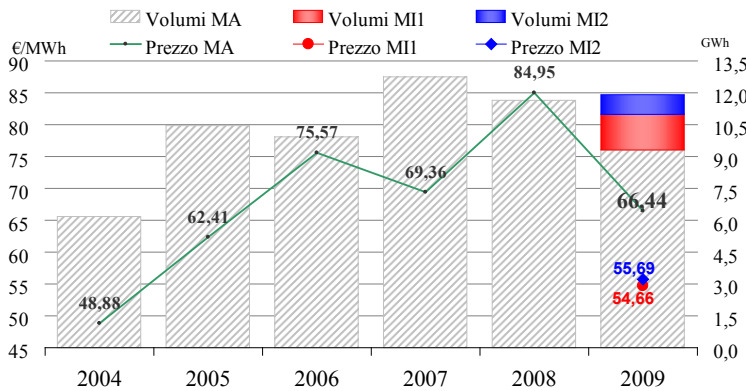
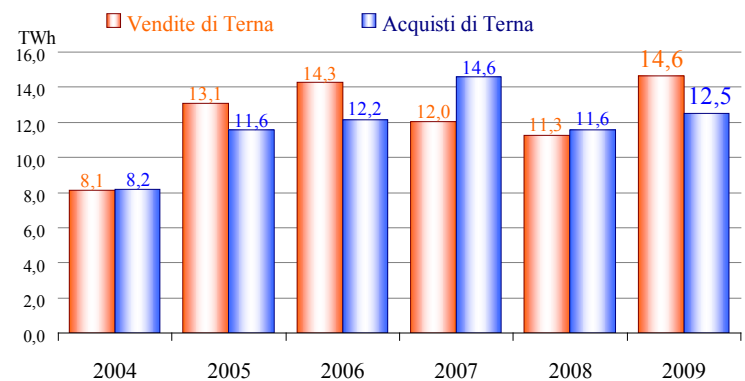


Grafico 5: MSD ex-ante, volumi

Fonte: GME



Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2009, sono state 173,0 milioni di MWh (+13,8%), di cui solo 81 mila MWh originate da contratti conclusi nel Mercato a Termine dell'Energia (MTE). Gli operatori

hanno registrato prevalentemente contratti non-standard (67,8% del totale), in aumento del 15,9%. Tra i contratti standard il profilo baseload è stato il più utilizzato (21,0% del totale), con una crescita del 18,5%; in calo il profilo Peak (-7,7%). Le transazioni registrate hanno

determinato una posizione netta dei conti energia di 132,1 milioni di MWh in aumento tendenziale del 7,8%. Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 105,7 milioni di MWh (-5,6%); nei conti in prelievo 101,5 milioni di MWh (-2,5%) (Tabella 6).

Tabella 6: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2009 e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI		Immissione			Prelievo		
PCE bilaterali	MWh	Variazione	Struttura			MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	36.257.105	18,5%	21,0%	Richiesti	107.766.696	-4,4%	100,0%		101.546.580	-2,5%	100,0%
Off Peak	9.010.700	1,0%	5,2%	di cui con indicazione di prezzo	7.906.845	166,8%	7,3%		2.282	-	0,0%
Peak	10.297.008	-7,7%	6,0%	Registrati	105.698.272	-5,6%	98,1%	101.526.165	-2,5%	100,0%	
Week-end	12.960	-1,5%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	5.872.256	155,6%	5,4%		1.965	-	0,0%
Totale Standard	55.577.773	9,6%	32,1%	Rifiutati	2.068.424	179,1%	1,9%		20.415	-26,6%	0,0%
Totale Non standard	117.347.359	15,9%	67,8%	di cui con indicazione di prezzo	2.034.589	205,5%	1,9%		317	-	0,0%
Totale	172.925.132	13,8%	100,0%	Saldo programmi	5.307.793	-33,4%			1.135.686	1137,9%	
MTE	80.999	41,0%	0,0%								
Totale PCE	173.006.131	13,8%	100,0%								
POSIZIONE NETTA	132.088.821	7,8%	76,3%								

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/2009

A cura del GME

Con il mese di dicembre si chiude un anno di forte discesa dei prezzi delle borse elettriche europee, tornati su livelli analoghi o inferiori al 2007, dopo l'exploit del 2008.

La repentina inversione di tendenza trova la sua origine nella drastica contrazione della domanda, figlia della fase di profonda recessione economica, e nella contemporanea vistosa riduzione dei costi variabili di generazione, indotta dal ridimensionamento delle quotazioni dei combustibili. Il calo si attesta ovunque tra il 21% e il 43%, risultando più cospicuo in Spagna e in Europa centrale, dove lo scorso anno si erano registrati gli incrementi di maggior rilievo.

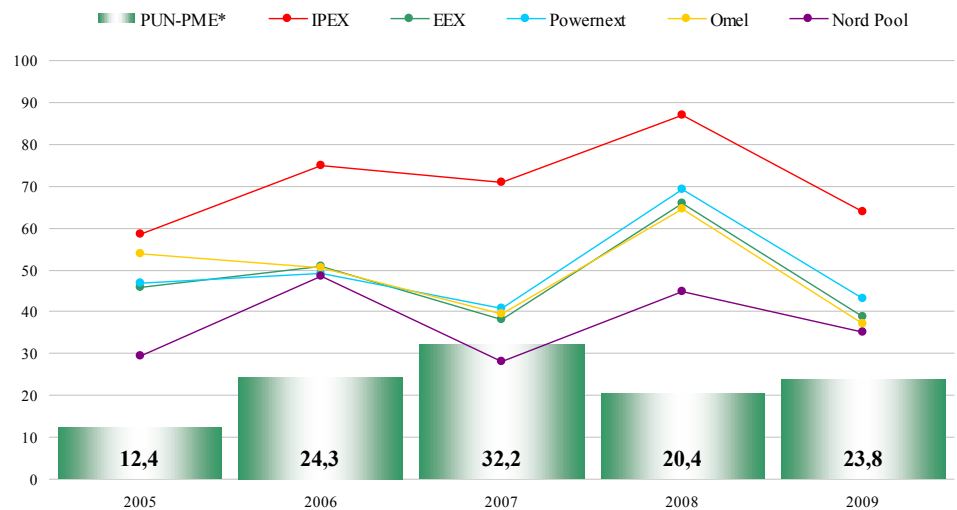
Per effetto di tali dinamiche le quotazioni di Omel (36,96 €/MWh), EEX (38,85 €/MWh) e Powernext (43,01 €/MWh) tornano a convergere sui valori di NordPool (35,02 €/MWh), mantenendo comunque inalterate le rispettive posizioni nel ranking europeo, in cui Ipelex rimane la piazza con quotazioni più elevate (63,72 €/MWh), accrescendo il proprio divario dagli altri exchange (23,8 €/MWh, +3,4 €/MWh).

Questo dato non deve tuttavia far passare in secondo piano l'inversione di tendenza manifestata dal prezzo italiano che, ancorché superiore ai livelli del 2005, scende al valore minimo degli ultimi 4 anni, determinando un'ulteriore erosione dei margini degli operatori, attestati ai minimi storici e particolarmente ridotti nell'ultimo trimestre del 2009. In effetti, nonostante una costante risalita del Brent, tornato nella seconda parte dell'anno sui valori precedenti al boom del 2008, l'analisi degli andamenti relativi agli ultimi mesi del 2009 non lascia trasparire segnali di ripresa dei prezzi - mai così bassi a dicembre nel corso degli ultimi 4 anni - sulle cui dinamiche in chiave prospettica continuano a pesare significativamente le incertezze derivanti dal protrarsi della stagnazione dei consumi. Stagnazione, i cui effetti nel 2009 emergono con evidenza anche sulla liquidità, che nel 2009 risulta per la prima volta in calo generalizzato su tutti i mercati elettrici europei (-4%/-9%), con la sola eccezione di Powernext, rafforzata nel suo debole trend crescente (+2%).

La contrazione sostanzialmente omogenea degli scambi non modifica il ranking delle borse, in cui Nordpool si conferma in prima

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



posizione (286,4 TWh), seguita da Ipelex (213,0 TWh), Omel (201,2 TWh) e, a maggior distanza, dai power exchange centro-europei (52,6/135,6 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.

Borse europee, prezzi medi e volumi - anno 2009

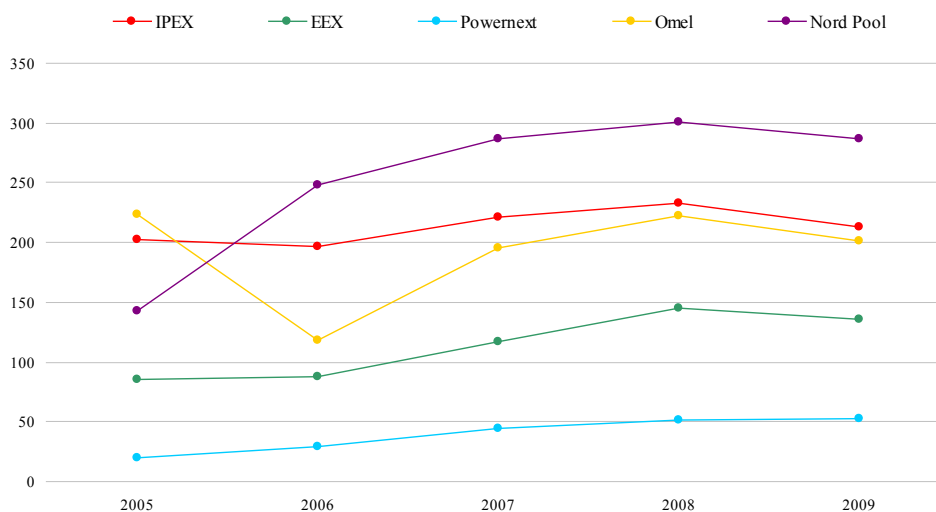
		Prezzi		Volumi (TWh)	
		Media	Var. tend.	Totale	Var. tei
IPEX (€/MWh)	2009	63,72	-26,8%	213,03	-8,4%
	2008	86,99	22,5%	232,6	5,1%
	2007	70,99	-5,0%	221,3	12,6%
	2006	74,75	27,6%	196,5	-3,2%
	2005	58,59		203,0	
EEX (€/MWh)	2009	38,85	-40,9%	135,6	-6,9%
	2008	65,76	73,1%	145,6	24,1%
	2007	37,99	-25,2%	117,3	33,9%
	2006	50,79	10,5%	87,6	2,7%
	2005	45,98		85,3	
Powernext (€/MWh)	2009	43,01	-37,8%	52,6	2,0%
	2008	69,15	69,2%	51,6	16,8%
	2007	40,88	-17,1%	44,2	49,4%
	2006	49,29	5,6%	29,6	50,5%
	2005	46,67		19,7	
OMEL (€/MWh)	2009	36,96	-42,6%	201,2	-9,4%
	2008	64,44	63,8%	222,1	13,8%
	2007	39,35	-22,1%	195,2	65,7%
	2006	50,53	-5,9%	117,8	-47,2%
	2005	53,68		223,3	
Nord Pool (€/MWh)	2009	35,02	-21,7%	286,4	-4,8%
	2008	44,73	60,2%	300,9	4,8%
	2007	27,93	-42,5%	287,2	15,9%
	2006	48,59	65,7%	247,8	72,9%
	2005	29,33		143,3	
PME (€/MWh)	2009	39,88	-40,1%	-	-
	2008	66,61	71,9%	-	-
	2007	38,75	-23,2%	-	-
	2006	50,47	9,4%	-	-
	2005	46,15		-	-

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/2009

[CONTINUA]

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Borse europee, prezzi medi e volumi mensili - dicembre 2009

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	57,39	6,4%	-32,4%	18,7	-4,8%
	Peak	73,02	4,0%	-31,0%		
	Off peak	44,79	10,7%	-28,6%		
	Festivo	54,19	7,0%	-37,0%		
EEX	Base	35,69	-0,7%	-34,6%	12,1	-6,1%
	Peak	50,05	3,2%	-35,0%		
	Off peak	32,15	15,1%	-28,3%		
	Festivo	24,34	-20,6%	-43,3%		
Powernext	Base	44,20	9,2%	-28,3%	5,2	1,9%
	Peak	57,02	2,2%	-31,1%		
	Off peak	36,90	14,0%	-29,0%		
	Festivo	38,39	19,8%	-25,2%		
OMEL	Base	30,43	-6,1%	-46,7%	17,6	-2,4%
	Peak	34,10	-10,0%	-46,9%		
	Off peak	25,89	-11,0%	-50,7%		
	Festivo	31,35	5,1%	-42,9%		
NordPool	Base	39,60	8,9%	-11,1%	28,8	1,5%
	Peak	45,14	13,6%	-9,7%		
	Off peak	36,98	7,3%	-13,4%		
	Festivo	36,55	5,4%	-11,3%		
PME ¹	Base	38,09	2,4%	-32,7%	-	-
	Peak	52,10	3,3%	-33,7%		
	Off peak	33,40	14,5%	-28,8%		
	Festivo	28,33	-8,7%	-37,5%		

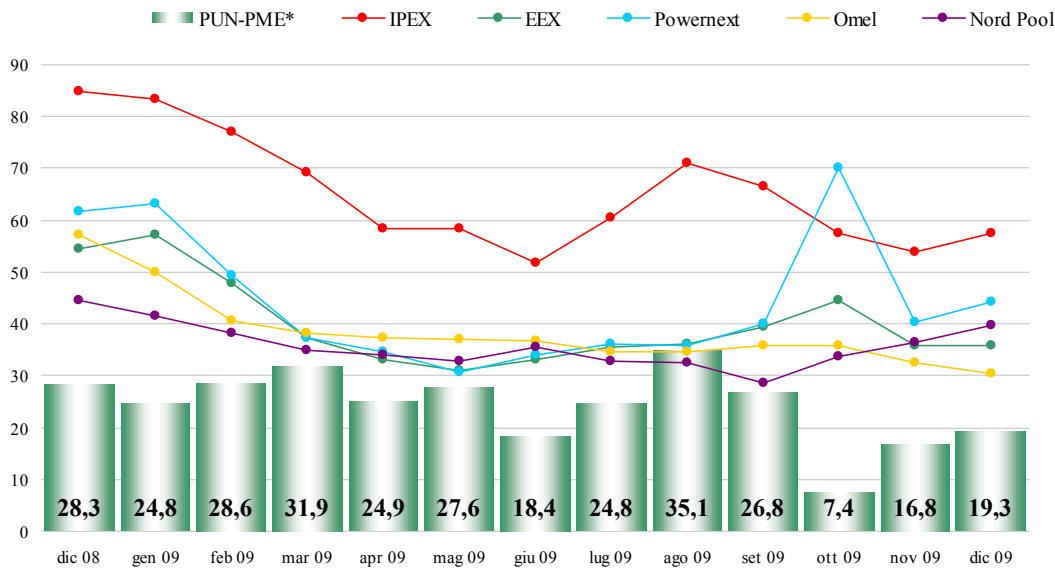
* cfr nota 1 pagina precedente

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/2009

[CONTINUA]

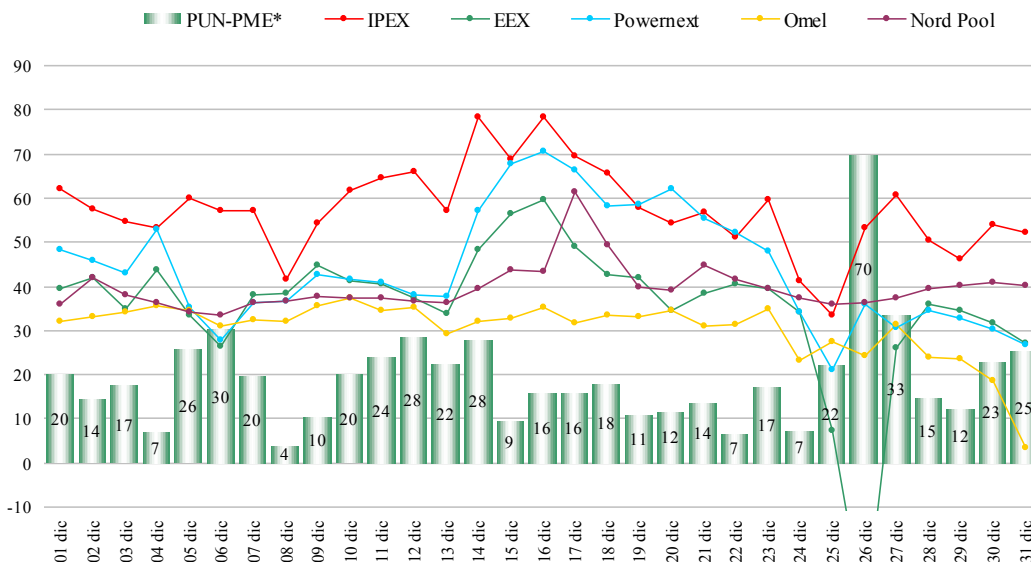
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

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 6

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/2009

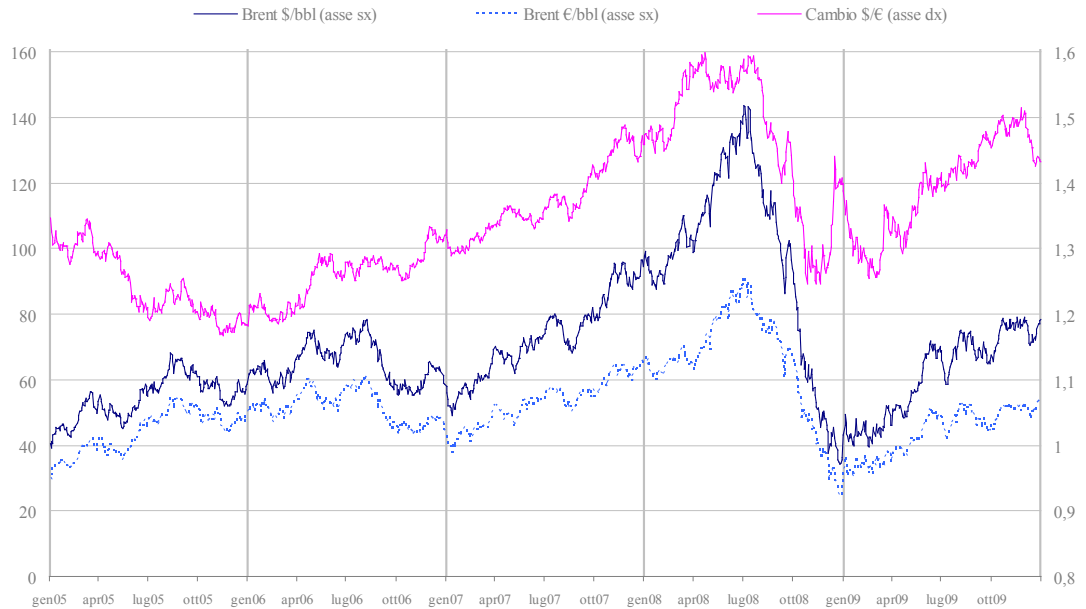
A cura del GME

Il mercato internazionale dei combustibili nel 2009, dopo il brusco crollo delle quotazioni registrato nel terzo quadrimestre 2008, si è caratterizzato per il ritorno ad un trend di crescita costante e sostenuto, con quotazioni del Brent passate dai 40 \$/bbl di gennaio ai quasi 75 \$/bbl di fine dicembre. Cionostante su base annua la quotazione si è attestata a 61,90 \$/bbl, in vigoroso calo rispetto ai livelli record dell'anno precedente (-36%), interrompendo un trend di continua ascesa delle quotazioni annuali iniziato nel 2005.

Come già negli anni precedenti, l'andamento del greggio è stato in parte compensato da un andamento fortemente correlato del tasso di cambio euro-dollaro (se si fa eccezione per le prime settimane del 2009), attestatosi a 1,39 \$/€ in media annua, in calo sensibile sul 2008 (-5%) ma ancora ai livelli massimi rispetto al 2005. L'effetto netto sul Brent è un ridimensionamento tendenziale del 33% sul 2009 ed un ritorno ai livelli registrati nel 2005. Le dinamiche di caduta rispetto al 2008 e di lenta ripresa per tutto il 2009 registrate sui greggi si sono riflesse sui diversi derivati petroliferi. Nel dettaglio, le quotazioni degli oli combustibili al netto del tasso di cambio hanno registrato ribassi tendenziali di -26/28%, attestandosi su valori annuali compresi tra 255-267 €/MT, a fronte di cali più marcati per i gasoli scesi del 41% circa e attestatisi attorno ai 362-

Andamento giornaliero delle quotazioni del Brent in \$ e in € e del tasso di cambio

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters



373 €/MT. Dinamiche analoghe e semmai ancor più marcate si sono registrate per il carbone, che ha confermato i forti differenziali tra mercati. In particolare a fronte di cali molto forti sulle piazze europee (-49%) e sudafricana (-44%), attestate rispettivamente a 51-46 €/MT, il carbone cinese ha registrato un calo più modesto (-36%) confermando le quotazioni più elevate (63 €/MT) ed evidenziando una dinamica di divaricazione crescente nel corso dell'anno. Un discorso a parte merita il gas che, colpito più

fortemente dalla crisi di domanda proveniente sia dal settore elettrico che industriale, ha mostrato i primi segnali di ripresa solo nell'autunno 2009. In particolare le quotazioni olandese e belga si sono ridotte del -51/53% attestandosi sui 12 €/MWh, a fronte della quotazione italiana che ha registrato un calo del -37% portandosi a 18,35 €/MWh, registrando un aumento del differenziale di prezzo con le altre quotazioni a partire da luglio 2009.

Combustibili e tasso di cambio. Medie annuali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Prodotto	Unità di Misura	Quotazione media (*)					Unità di Misura	Quotazione media (*)					Diff tendenziali (quot. in €)					
		2005	2006	2007	2008	2009		2005	2006	2007	2008	2009	2006	2007	2008	2009		
Tasso di cambio	\$/€						-											
	\$/€	1,24	1,26	1,37	1,47	1,39	-	-	-	-	-	-	1%	9%	7%	-5%		
Crude Oil	Iran Lt Crk NB \$/bbl	55,86	65,48	74,73	96,55	63,23	€/bbl	44,90	52,12	54,52	65,63	45,34	16%	5%	20%	-31%		
	WTI Crk NB \$/bbl	61,33	71,86	81,50	102,39	67,23	€/bbl	49,29	57,19	59,46	69,60	48,21	16%	4%	17%	-31%		
	Brent \$ \$/bbl	54,41	64,91	72,86	97,24	61,90	€/bbl	43,73	51,66	53,15	66,10	44,39	18%	3%	24%	-33%		
Fuel Oil	1% Rot Brge \$/MT	249,48	289,83	340,15	523,96	355,89	€/MT	200,50	230,67	248,15	356,16	255,21	15%	8%	44%	-28%		
	1% CIF NW Eur \$/MT	268,34	307,88	360,43	518,17	364,40	€/MT	215,66	245,03	262,94	352,22	261,31	14%	7%	34%	-26%		
	1% CIF Med \$/MT	273,85	313,99	370,86	530,52	371,74	€/MT	220,09	249,90	270,55	360,62	266,58	14%	8%	33%	-26%		
Gas Oil	FOB ARA Brge \$/MT	503,78	577,61	633,93	916,77	515,86	€/MT	404,88	459,71	462,48	623,17	369,93	14%	1%	35%	-41%		
	CIF Med Cargo \$/MT	518,73	597,13	661,70	922,30	519,56	€/MT	416,90	475,25	482,73	626,93	372,58	14%	2%	30%	-41%		
	FOB Med Cargo \$/MT	497,14	574,96	640,17	898,29	505,24	€/MT	399,55	457,60	467,03	610,60	362,31	15%	2%	31%	-41%		
Coal	CIM CIF ARA \$/MT	57,16	63,80	88,75	147,49	70,73	€/MT	45,94	50,78	64,75	100,26	50,72	11%	28%	55%	-49%		
	CIM FOB RichBay \$/MT	-	-	71,43	121,10	64,23	€/MT	-	-	52,11	82,31	46,06	-	-	58%	-44%		
	Qinhdao Stm \$/MT	51,19	50,63	73,12	145,27	87,68	€/MT	41,14	40,30	53,34	98,75	62,88	-2%	32%	85%	-36%		
Gas	PSV DA €/MWh	-	-	21,27	29,10	18,35	€/MWh	-	-	21,27	29,10	18,35	-	-	37%	-37%		
	Zeebrugge €/MWh	20,14	21,62	15,03	25,29	11,92	€/MWh	20,14	21,62	15,03	25,29	11,92	7%	-30%	68%	-53%		
	Dutch TTF €/MWh	24,96	20,34	14,75	24,99	12,15	€/MWh	24,96	20,34	14,75	24,99	12,15	-19%	-27%	69%	-51%		

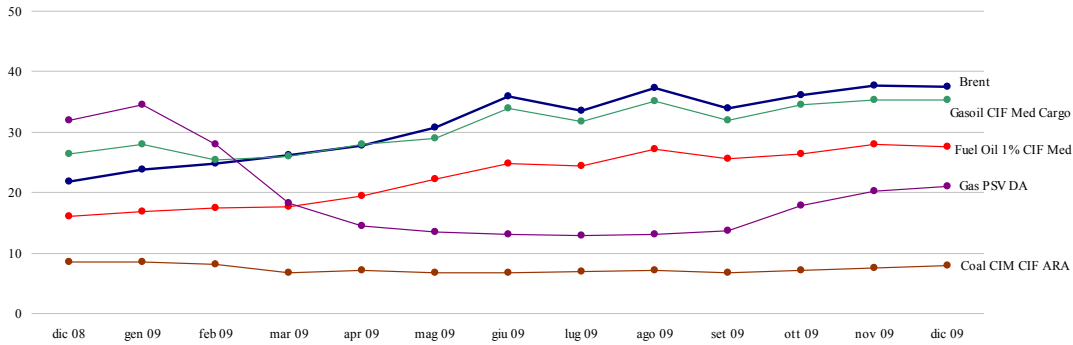
(*) I valori riportati si riferiscono a medie aritmetiche di quotazioni giornaliere

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/2009

[CONTINUA]

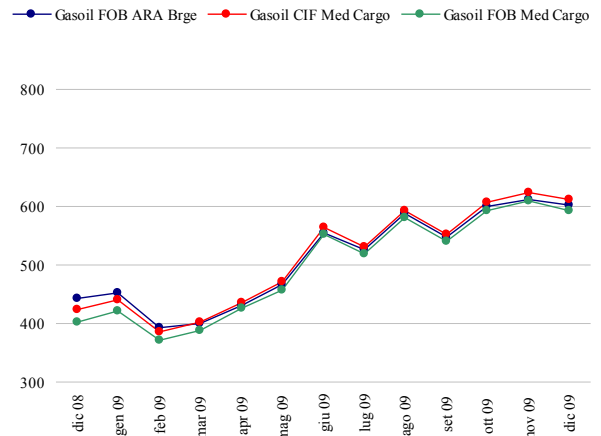
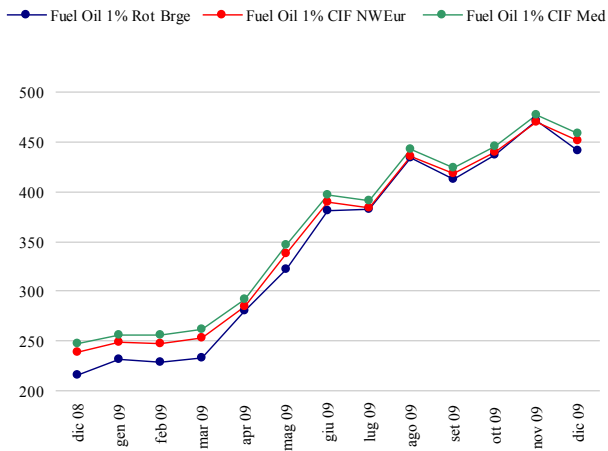
Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters



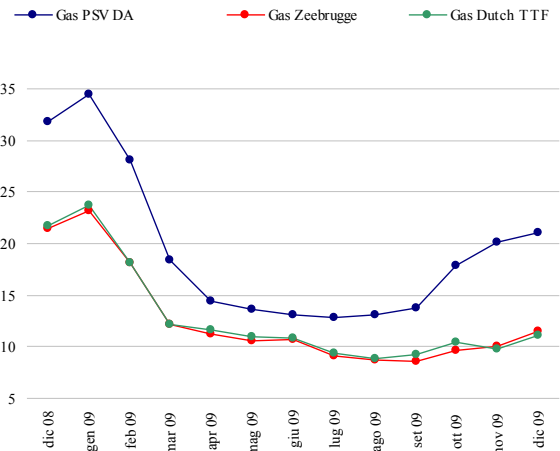
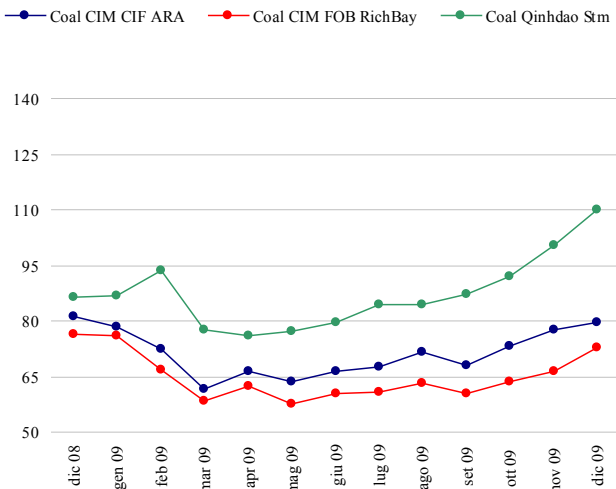
Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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



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

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



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/2009

A cura del GME

Nel 2009 gli operatori iscritti al Registro dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati 349, di questi 268 erano anche operatori del Mercato.

I Titoli emessi dal GME, previa autorizzazione da parte dell'AEEG, dall'inizio dell'operatività del Registro a fine 2009, sono stati 5.231.946 e, più in dettaglio, 3.882.623 del Tipo I, 1.121.683 del Tipo II e 227.640 del Tipo III.

I titoli complessivamente movimentati nel 2009 sono stati 2.335.314, dei quali 1.362.064 bilateralmente e 973.250 scambiati nel corso delle 47 sessioni di Mercato organizzate dal GME.

Dei 973.250 TEE scambiati sul Mercato,

638.324 sono stati di Tipo I, 285.615 di Tipo II e 49.311 di Tipo III.

I prezzi, nel corso del 2009, hanno mantenuto un andamento piuttosto stabile, muovendosi per quasi tutto il periodo all'interno del range 75-85 €.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di € 81,51, (€59,47 nel 2008). Per quanto riguarda i titoli di tipo II, il prezzo medio ponderato è stato pari a € 80,64 (nel 2008 è stato pari a € 76,71). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III, infine, è stato di € 79,83, (€ 57,63 nel 2008).

Con riferimento all'andamento dei volumi, all'inizio del 2009 si è registrata una discreta liquidità del mercato, in gran parte attribuibile all'attività legata all'adempimento all'obbligo

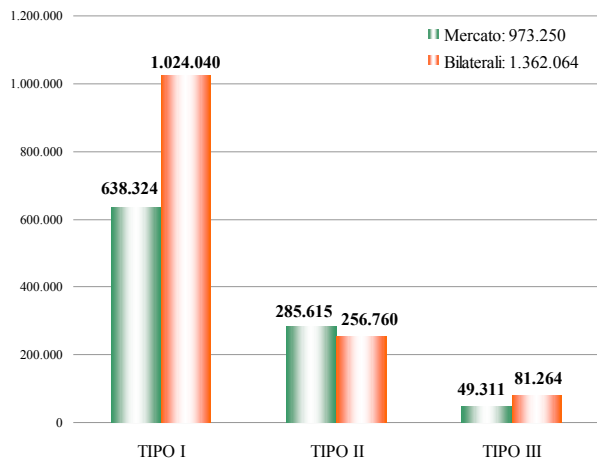
per i distributori. Nei mesi di febbraio e marzo gli scambi sul mercato hanno superato quelli effettuati bilateralmente.

Dal punto di vista dei prezzi, dopo la discesa di inizio anno, da febbraio a maggio si è verificata una risalita dei prezzi sostenuta dagli acquisti dei soggetti obbligati. Terminata la fase di adempimento dell'obbligo, i prezzi sono tornati nuovamente intorno ai 75€, per poi risalire in modo costante, dopo luglio, verso quota 85€.

In riferimento all'anno 2010, infine, si segnala la deliberazione AEEG EEN 21/09 del 24.11.2009 con la quale viene fissato il valore del rimborso tariffario che verrà riconosciuto (relativamente all'anno 2009) ai soggetti obbligati, che sarà pari a 92,22 €/tep.

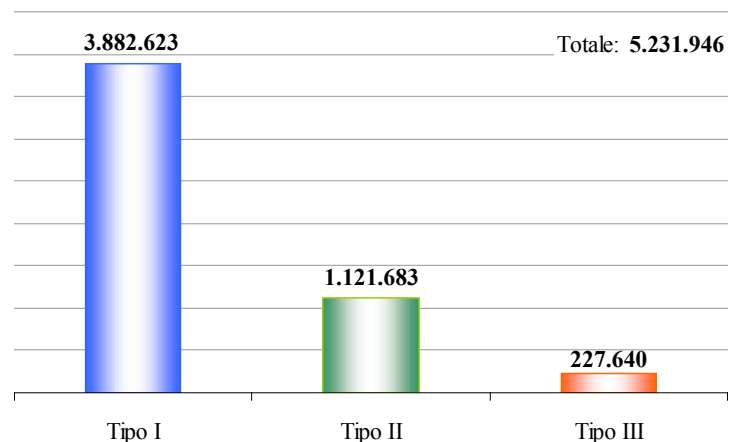
TEE, titoli scambiati nell'anno 2009

Fonte: GME

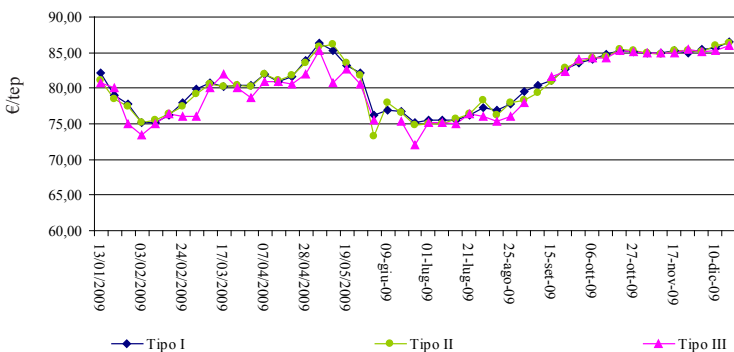


TEE, titoli emessi (dato cumulato 2006 - 2009)

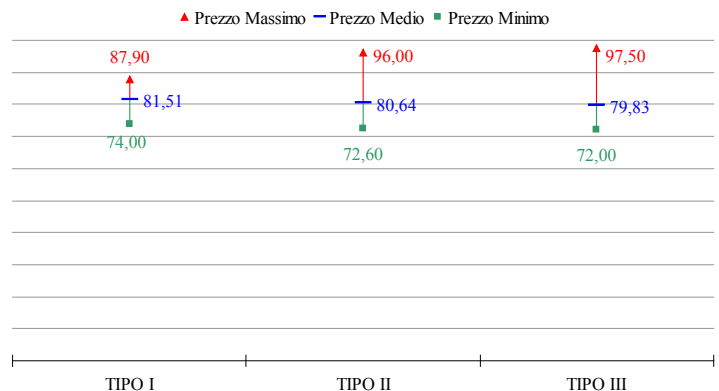
Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009)



TEE, prezzi dei titoli per tipologia (anno 2009) Media ponderata (€/tep)



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/2009

A cura del GME

Nel 2009 sono state organizzate 51 sessioni di mercato, ivi comprese 3 sessioni speciali nelle quali il GSE ha venduto i certificati verdi di sua proprietà per coprire la domanda residua dei soggetti obbligati.

Nelle sessioni di mercato sono stati scambiati complessivamente 6.071.112 certificati verdi, di cui 1.842.119 attraverso le 48 sessioni di mercato ordinarie e 4.228.993 attraverso le sessioni dedicate al GSE.

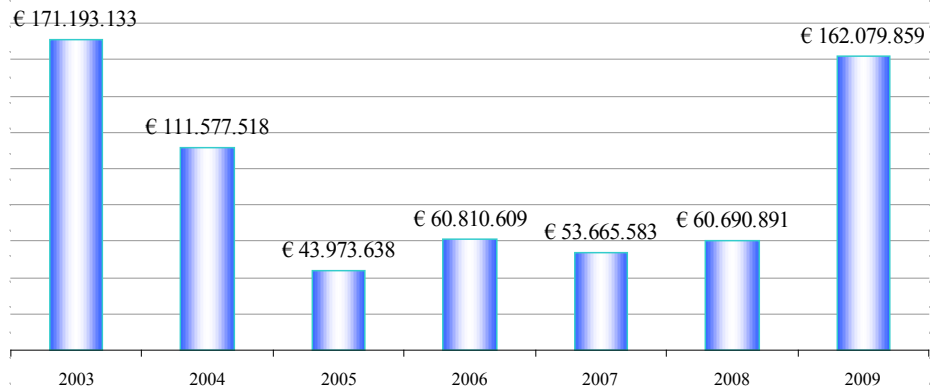
Il GME, nel medesimo periodo, ha anche gestito la piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi sulla quale sono stati scambiati complessivamente 21.547.856 certificati.

Pertanto nel 2009 il volume dei certificati verdi complessivamente scambiato è stato pari a 27.618.968.

(**) I grafici riportano i dati cumulati dall'avvio dell'operatività del Mercato dei Certificati verdi (26 marzo 2003) al 31 dicembre 2009 e non includono i dati delle sessioni speciali per il GSE.

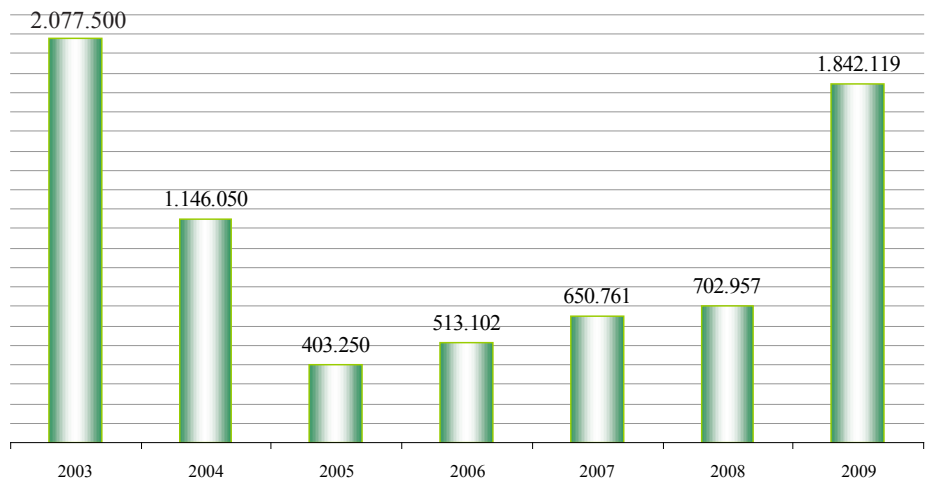
Controvalore delle transazioni IVA esclusa (dato cumulato) (**)

Fonte: GME



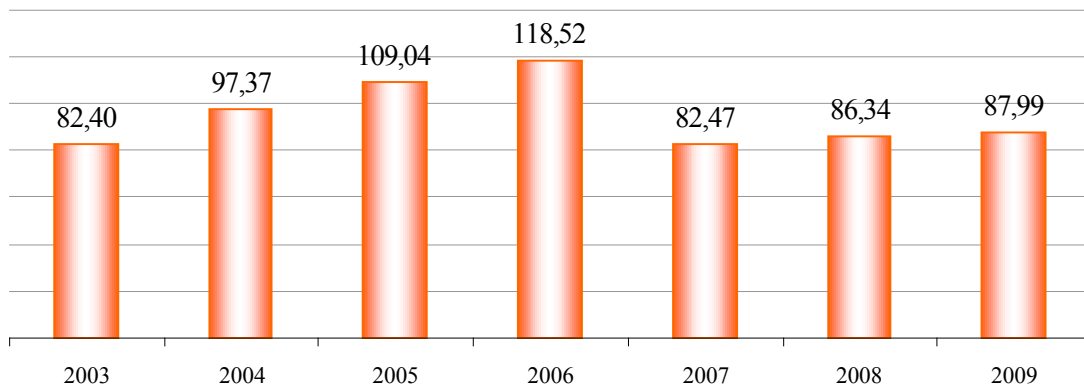
Numero dei certificati verdi scambiati sul mercato in MWh (dato cumulato) (**)

Fonte: GME



Prezzo medio ponderato IVA esclusa dei certificati verdi (dato cumulato) (**)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/2009

Quantità di certificati verdi scambiati sul mercato per tipologia

Fonte: GME

tipologia	n.
TRL* anno 2006	6.832
anno 2006	437
TRL anno 2007	16.857
anno 2007	112.203
TRL anno 2008	20.920
anno 2008	449.381
anno 2009	1.235.489
GSE (2008)	4.228.993

(*) I TRL sono i certificati verdi relativi alla produzione di energia da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

Controvalore delle transazioni di mercato CV (al netto di IVA) effettuate nel 2009 e prezzo medio ponderato* per tipologia di CV

Fonte: GME

Tipologia	Controvalore (€)	Prezzo medio ponderato (€)
TRL anno 2006	601.448,00	88,03
anno 2006	39.299,50	89,93
TRL anno 2007	1.457.732,30	86,48
anno 2007	10.150.664,30	90,47
TRL anno 2008	1.771.699,50	84,69
anno 2008	41.439.401,38	92,21
anno 2009	106.619.614,22	86,3
GSE (2008)	374.942.519,38	88,66

(*) Il Prezzo medio ponderato, ottenuto come media dei prezzi ponderata con le quantità, è calcolata al netto di IVA.

ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/2009

A cura del GME

Nell'anno 2009 il prezzo delle unità di emissione relative al contratto con scadenza *Dicembre 2010* ha registrato una media pari a € 13,78¹, con un range di oscillazione che è stato compreso tra 8,45 e 16,53 €.

Dopo il forte declino di febbraio, dovuto al palesarsi degli effetti della crisi economica che ha colpito l'intera economia mondiale, il prezzo è risalito raggiungendo i massimi dell'anno già in maggio. Successivamente le quotazioni si sono mantenute nella fascia

alta del range di oscillazione fino a tutto novembre.

Il sostanziale fallimento del vertice di Copenhagen, dal quale ci si aspettava un accordo vincolante tra i Paesi partecipanti, ha nuovamente depresso i prezzi nella parte finale dell'anno. A compromettere il raggiungimento dell'accordo è stata principalmente la mancata disponibilità da parte dei Paesi sviluppati a "finanziare" lo sforzo di riduzione delle emissioni dei paesi emergenti.

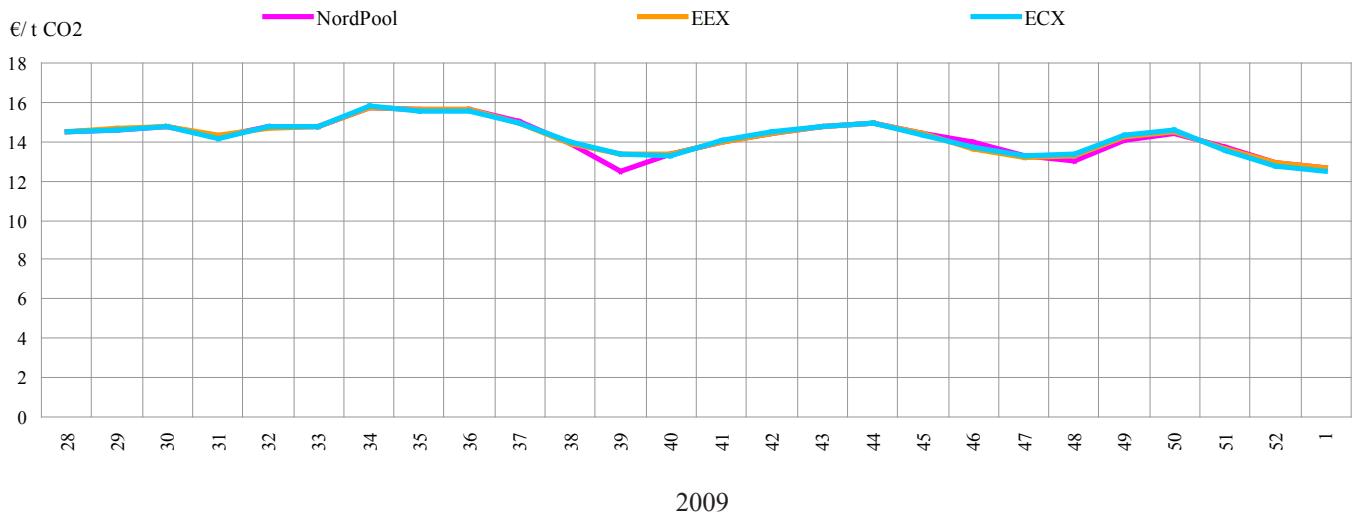
Seppur sia vero che la domanda proveniente

dagli impianti europei garantirà comunque un buon supporto al mercato, le prospettive di lungo termine, soprattutto per quanto riguarda i CERs, sono messe in discussione. Inoltre, a pesare sulle quotazioni di mercato sono anche le previsioni sulle emissioni totali degli impianti obbligati durante il 2009, le quali sono previste in diminuzione di oltre il 10% rispetto al livello del 2008.

Una crescita economica che confermasse la propria forza nel corso del 2010 potrebbe cambiare lo scenario e fornire nuovo impulso al mercato.

EUA, mercato a termine (dicembre 2009), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



¹ Dato fornito da Pointcarbon

IL LUNGO TRANSITORIO DELLA DISTRIBUZIONE GAS

di Clara Poletti e Antonio Sileo Iefe - Università Bocconi

[continua dalla prima]

Le poche gare svolte finora dai Comuni sollevano molti dubbi, sia sul piano dell'efficienza sia su quello dell'efficacia, dati anche i numerosi problemi organizzativi: migliaia di gare con difficoltà di partecipazione anche per imprese medio-grandi e duplicazione dei costi di partecipazione sono solo due esempi dei problemi registrati.

I dati disponibili risultanti dal Yellow Book '09 di Utilitatis e dalla Relazione annuale 2008-2009 di Anigas non sono confortanti: 6 mesi il tempo medio per l'aggiudicazione della gara, una media di clienti serviti per Comune inferiore a 5.000 e non pochi Comuni con meno di 500 di utenze (meno di 2.000 abitanti). I bandi di gara sono stati molto disomogenei nei requisiti di partecipazione. Tra i parametri di valutazione ha prevalso l'offerta economica, che ha pesato per oltre il 60%. Metà circa di tale voce è stata rappresentata dall'ammontare del canone. Sul piano dell'efficacia, infine, si rileva un elevato rischio di contenzioso: finora le gare svolte sono state impugnate nel 30% dei casi.

Parecchi sono i problemi sul tappeto e non pochi gli attori coinvolti. La razionalizzazione potrebbe comportare una drastica riduzione del numero di operatori. Risale al giugno 2008 una prima proposta (DCO 15/08) dell'Autorità per l'energia che prevedeva 44 ambiti. Fortemente criticata dalle imprese di dimensioni minori, tale proposta è stata di fatto abbandonata: il contributo dell'Autorità è stato "declassato" da proposta a semplice parere, a seguito di quanto previsto dalla Legge n. 99 del 2009.

Tutto ciò detto, come sempre davanti

a un mutamento, anche in questo caso in molti sono convinti che ci sia bisogno di ulteriori riflessioni. E' forse questo il senso



dell'inserimento nella Legge 166/09 di un nuovo termine, il 2012, per la definizione degli ambiti, benché i lavori dei ministeri competenti siano già in una fase di elaborazione molto avanzata, che potrebbe anche portare in tempi brevi all'approvazione del decreto. La prima data utile per l'invio alla Conferenza unificata per il necessario parere è il 28 gennaio. La nuova norma potrebbe quindi, nella migliore

delle ipotesi, essere firmata dal Ministro Scajola alla fine del mese.

Particolarmente incisiva sembra, poi, la resistenza dei Comuni, interessati a gestire gli affidamenti direttamente. Questi ritengono infatti di aver grave danno da un sistema che li forzerebbe a condividere la potestà di affidamento e implicherebbe una minore libertà nella fissazione dei canoni di concessione.

Non va inoltre dimenticato che ai Comuni appartiene per legge il diritto di affidare il servizio. I sindaci sono, perciò, in grado di ostacolare con ricorsi al Tar ogni procedura sovracomunale non condivisa, resta così insoluto il problema del soggetto banditore della gara. Le soluzioni possibili conducono a terreni inesplorati e a precedenti da evitare (è nota l'esperienza degli Ambiti Territoriali Ottimali del settore idrico). La gara per ambito richiede infatti forme tutte da definire di collaborazione tra Comuni, con il ricorso alla Provincia come soggetto banditore o alla delega. Certo che le alternative non abbondano, nè si intravedono escamotage o vie più brevi. Esautorare i Comuni con una legge appare cosa ardua non solo sul piano politico. Mentre il taglio all'ICI e patto di stabilità sono ormai realtà, il federalismo fiscale si intravede soltanto e i sindaci potrebbero essere costretti a inseguire altrove le possibili risorse derivanti dai canoni.

Una soluzione però è necessaria ed urgente, non fosse altro che per il grave quadro di incertezza da più parti lamentato, che rischia di minare anche gli investimenti.

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Comunicato agli operatori del GME | “Riforma MSD: Modifiche urgenti al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico” | pubblicato il 31 dicembre 2009 | Download

Con il comunicato in oggetto il GME pubblica il Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico adeguato in base alle modifiche al Codice di Rete predisposte da Terna in attuazione delle disposizioni normative contenute all'art. 5 del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, dettate in ordine alla necessità di conseguire una maggiore efficienza del mercato dei servizi di dispacciamento (nel seguito: MSD).

In conseguenza delle modifiche apportate da Terna al Codice di Rete e tenuto conto che le modalità di funzionamento del MSD sono disciplinate, tra l'altro, anche nell'ambito della Disciplina del mercato elettrico, il GME ha apportato i necessari adeguamenti alle relative disposizioni normative contenute nella Disciplina, conformandole alla rinnovata regolazione del MSD. A tal fine sono state modificate le disposizioni riguardanti le modalità tecniche di presentazione delle offerte, le tempistiche delle attività relative al MSD, oltre che quelle dettate in ordine al contenuto della pubblicazione degli esiti del MSD.

Trattandosi di modifiche apportate per effetto degli interventi di modifica al Codice di Rete, il GME ha predisposto i citati adeguamenti alla Disciplina ai sensi del disposto di cui all'art. 3, comma 3.5 della Disciplina medesima, ricorrendo, per lo scopo, allo strumento delle modifiche urgenti.

Le modifiche al Codice di Rete predisposte da TERNA sono state in precedenza sottoposte all'approvazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la relativa verifica di conformità. L'AEEG ha riscontrato positivamente le modifiche de quo mediante la deliberazione ARG/elt n. 181/09 del 25 novembre 2009.

Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2009 | “Determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2010, e direttive all'Acquirente unico

S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2010” | pubblicata il 18 dicembre 2009 | Download

Con la pubblicazione del Decreto in commento il Ministero dello sviluppo economico (nel seguito: MSE) rende note le disposizioni normative per l'anno 2010 in materia di gestione dei flussi di transito transfrontalieri di energia elettrica e delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero per le frontiere con la Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia.

Rispetto al precedente anno 2009, la capacità disponibile sulle interconnessioni con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia risulta complessivamente invariata e il suo valore cumulato, in import, è pari a 8.040 MW, mentre in export, risulta pari a 3.850 MW. Le disposizioni normative contenute nel decreto in oggetto, ai sensi del regolamento (CE) n.1228/2003 del 26 giugno 2003 e in analogia a quanto avvenuto nel corso dell'anno precedente, applicano modalità di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto per le interconnessioni con i paesi UE attraverso metodi di allocazione congiunta della capacità di trasporto effettuate secondo procedure concorsuali definite negli accordi stipulati tra Terna e i gestori di rete dei Paesi

interconnessi (documento Terna - Access Rules 2010 positivamente verificato dall'Autorità, con la deliberazione ARG/elt n. 194/09 del 21 dicembre 2009, recante disposizioni in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero).

Al contempo il MSE prevede, per l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla frontiera Italo-Svizzera, modalità di allocazione omogenee e speculari con quelle adottate per i paesi comunitari, fatte salve le disposizioni indicate all'art. 3, comma 2, riguardanti l'assegnazione di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso in Italia di energia elettrica sulla frontiera nord-ovest con la Svizzera.

Con riferimento ai proventi derivanti dalle procedure concorsuali di assegnazione, gli stessi (nella misura della quota totale spettante a Terna), sono destinati dal MSE, ai sensi dell'art. 2, comma 3, lettera b), “a salvaguardia dell'economicità delle forniture per i clienti finali attraverso la riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete”.

Inoltre, in continuità con il 2009, il decreto dispone (art. 5, comma 2) la cessione integrale all'AU, al prezzo di 59,5 euro/MWh, dell'energia elettrica importata dal titolare italiano del contratto pluriennale sulla frontiera



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

con la Svizzera (prezzo, inizialmente fissato dal MSE, ma da aggiornare trimestralmente da parte dell'Autorità sulla base dell'andamento dei prezzi in acquisto registrati sul mercato del giorno prima). Diversamente dal 2009, il medesimo comma prevede, inoltre, la facoltà per l'AU di rinunciare all'obbligo di ritiro qualora il prezzo non risulti coerente con le proprie previsioni sui costi totali di approvvigionamento effettuate dal medesimo AU per l'anno 2010.

Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009 | Determinazione delle modalità per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92 ai sensi dell'articolo 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99 | pubblicato sul sito del Ministero dello sviluppo il 3 dicembre 2009 | Download

Con il decreto in oggetto il Ministero dello Sviluppo Economico (nel seguito: MSE), al fine di promuovere l'uscita degli impianti di produzione dal regime CIP n. 6/92 "ritenuto scarsamente efficiente rispetto ad un assetto di mercato liberalizzato" e con lo scopo di ridurre gli oneri complessivi incidenti sul sistema elettrico nazionale, disciplina le modalità e le finalità di intervento per la risoluzione anticipata, espressa su base volontaria, delle convenzioni Cip n. 6/92 in attuazione dell'art. 30, comma 20, della legge 23 luglio 2009, n. 99. Tale articolo prevede che "l'Autorità per l'energia elettrica e il gas propone al Ministro dello sviluppo economico adeguati meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92, da disporre con decreti del medesimo Ministro, con i produttori che volontariamente aderiscono a detti meccanismi. Gli oneri derivanti dalla risoluzione anticipata da liquidare ai produttori aderenti devono essere inferiori a quelli che si realizzerebbero nei casi in cui non si risolvano le convenzioni". L'Autorità, con la delibera PAS n. 22/09 del 27 novembre 2009, ha formulato, ai sensi dell'articolo sopra riportato, le proprie proposte al MSE per la definizione dei meccanismi volti alla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92; il MSE esprimendo, in linea generale, nei considerati al presente decreto, condivisione in merito alla proposta avanzata dall'Autorità, nel Decreto de quo disciplina il dettaglio del meccanismo di risoluzione anticipata.

L'insieme delle convenzioni potenzialmente interessate dalle modalità di risoluzione volontaria definite dal decreto in commento - circa l'80% della capacità produttiva complessivamente incentivata mediante il provvedimento Cip n. 6/92 - sono relative ad impianti di produzione di energia elettrica alimentati:

1. da combustibili di processo o residui o recupero di energia (per es. gassificazione tar, gas siderurgici, ecc.);
2. da combustibili fossili (per esempio gas naturale).

Diversamente, le specifiche modalità per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP n. 6/92 aventi ad oggetto impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti (altra tipologia prevista dalla normativa in essere) non sono oggetto del presente decreto e sono rinviate dal MSE ad eventuale provvedimento successivo.

In particolare, il DM de quo affida al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) l'attuazione della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip n. 6/92 sulla base dei criteri definiti dal Ministro, considerando che lo stesso GSE risulta la controparte commerciale delle medesime convenzioni. A tal fine il GSE trasmette al MSE e all'Autorità l'elenco degli impianti interessati alla risoluzione anticipata; in seguito il Ministero, tramite decreto e su istruttoria del GSE, è chiamato a definire, relativamente ad ogni singola convenzione:

- i parametri necessari per la determinazione puntuale dei corrispettivi da riconoscere ai produttori per la risoluzione anticipata;
 - eventualmente, i criteri per la definizione delle modalità e tempistiche di erogazione dei corrispettivi.
- Infine, entro 30 giorni dall'emanazione del decreto del MSE relativo ai parametri, i produttori che hanno preliminarmente manifestato interesse al provvedimento, presentano la richiesta vincolante per la risoluzione effettiva della convenzione Cip n. 6/92 di cui risultano titolari.

Comunicato agli operatori AEEG | "Obbligo di comunicazione a GME degli acquisiti e delle vendite di contratti a termine: pubblicazione della lista degli operatori di mercato rilevanti e chiarimenti in merito ai contratti da comunicare a GME" | pubblicata il 4

dicembre 2009 | Download

Con il comunicato informativo in commento, l'AEEG, relativamente all'adempimento previsto dall'articolo 8, comma 4, della delibera ARG/elt n.115/08 (TIMM), pubblica la lista degli operatori di mercato rilevanti - soggetti all'obbligo di comunicazione al GME della dichiarazione delle vendite e degli acquisti di contratti a termine sull'energia negoziata nel mercato elettrico - identificati dalla medesima Autorità secondo i criteri di cui all'articolo 1, comma 1, e 8, comma 4, del TIMM.

Inoltre, l'Autorità, al fine di minimizzare gli oneri operativi a carico degli stessi operatori rilevanti, comunica che qualora entrambe le parti di un contratto a termine rivestano la qualifica di operatore di mercato rilevante, l'obbligo deve essere assolto convenzionalmente dal solo soggetto cedente. Tale criterio, sempre per ragioni di efficienza, non si applica nel caso in cui l'operatore rilevante cedente stipuli un contratto a termine con uno fra i soggetti istituzionali del sistema elettrico (Terna, Gestore dei Mercati Energetici, Gestore dei Servizi Energetici e Acquirente Unico); in tale circostanza, l'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 8, comma 4 del TIMM ricade comunque nella competenza dei predetti soggetti istituzionali.

Ad ulteriore chiarimento l'AEEG precisa che:

- gli operatori di mercato rilevanti non sono tenuti a comunicare i dati e le informazioni relative a contratti che



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

prevedano la somministrazione di energia elettrica al cliente finale sul punto di prelievo;

- gli operatori di mercato rilevanti non sono tenuti a comunicare i dati e le informazioni relative ai contratti stipulati con società appartenenti al medesimo gruppo. Tali contratti saranno eventualmente oggetto di specifiche richieste di informazioni qualora se ne ravvisi futura esigenza.

Con riferimento alla tempistica di avvio delle attività di comunicazione al GME sulla piattaforma dati esterni (PDE), la stessa è stata confermata al 15 gennaio 2010 per i contratti siglati dagli operatori rilevanti nel corso del mese di dicembre 2009, mentre è stata posticipata al 15 febbraio 2010 per tutti i contratti a termine dai medesimi stipulati durante il periodo 1 gennaio 2009 – 30 novembre 2009.

Delibera ARG/elt n.187/09 | “Integrazione nel sistema elettrico delle unità di produzione che cedono tutta o parte dell’energia elettrica prodotta al Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92” | pubblicata il 15 dicembre 2009 | Download

Con la delibera in oggetto l’AEEG ha disposto una razionalizzazione delle modalità di integrazione nel sistema elettrico delle unità di produzione che cedono al GSE tutta o parte dell’energia elettrica prodotta ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, senza tuttavia modificare la regolazione delle partite energetiche ed economiche attualmente in vigore tra produttori e GSE, né le modalità di vendita sul mercato elettrico dell’energia ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92.

In particolare, l’Autorità:

- conferma la validità delle disposizioni relative alle modalità per la programmazione e per la ripartizione dei corrispettivi di sbilanciamento delle unità di produzione CIP 6/92 - introdotte con la delibera n. 112 del 12 giugno 2006 che viene abrogata e sostituita dal presente provvedimento - adeguando opportunamente a tal fine i riferimenti normativi contenuti nelle delibere n.111/06 del 9 giugno 2006 e n.348/07 del 29 dicembre 2007 (Testo Integrato Trasporto);

- dispone che, anche nel caso delle unità di produzione CIP 6/92 miste, la cui potenza complessiva è in parte destinata al

GSE e in parte rimane nella disponibilità del soggetto titolare della medesima unità, il soggetto tenuto a stipulare il contratto di dispacciamento e il contratto di trasmissione/distribuzione deve risultare formalmente il medesimo (nello specifico il GSE), nel rispetto del principio generale posto dall’articolo 4, comma 4, della deliberazione n. 111 del 9 giugno 2006.

Le citate modifiche apportate al Testo Integrato Trasporto e, conseguentemente, alla gestione e regolazione del servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura per le unità CIP n.6/92 sono in vigore dal 1 gennaio 2010.

Delibera EEN 25/09 | “Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell’anno 2010 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” | pubblicata il 28 dicembre 2009 | Download

Il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 fissa all’articolo 2, comma 3, l’obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell’efficienza energetica degli usi finali a carico dei distributori di energia elettrica nell’anno 2010 pari a 2,4 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep), e, allo stesso modo, il medesimo articolo al comma 4, fissa l’obiettivo di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei distributori di gas naturale nell’anno 2010 pari a 1,9 milioni di tep.

In applicazione della citata normativa primaria, l’AEEG, con la presente delibera, quantifica e pubblica la ripartizione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei singoli distributori obbligati per l’anno 2010. In particolare attraverso l’Allegato al provvedimento in oggetto, l’AEEG comunica la lista, per l’anno 2010, dei distributori di energia elettrica (Tabella A) e dei distributori di gas naturale (Tabella B), chiamati a concorrere al raggiungimento del complessivo obiettivo nazionale annuale, dettagliando la ripartizione quantitativa vincolante per ogni singolo distributore obbligato.

Per completezza si rileva che il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 disciplina espressamente che, per ciascuno degli anni successivi al 2007, risultano soggetti e vincolati

al raggiungimento dell’obiettivo complessivo nazionale, tutti i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno di competenza – in questo caso per il 2010, al 31 dicembre 2008 – avevano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali.

La singola quota dell’obiettivo complessivo assegnata a ciascuna impresa di distribuzione obbligata è determinata pro quota secondo il rapporto tra l’energia elettrica o il gas naturale distribuito dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla propria rete e l’energia elettrica o il gas naturale complessivamente distribuito sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti chiamati all’obbligo di contribuzione.

Delibera ARG/elt n.195/09 | “Approvazione del regolamento disciplinante le aste per l’importazione virtuale e degli schemi di contratto tra TERNA e i soggetti selezionati e tra TERNA e gli shipper di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09 ” | pubblicata il 22 dicembre 2009 | Download

Con la delibera in oggetto l’AEEG, nel dare seguito alle previsioni di cui alla precedente deliberazione ARG/elt 179/09 (cfr. Newsletter GME n. 22), approva gli schemi di contratto ed il Regolamento disciplinante le aste per l’importazione virtuale trasmessi da Terna con comunicazione del 17 dicembre 2009.



AGENDA GME

2 febbraio
Rinnovabili verso il 2020
 Milano, Italia
 Organizzatore: REF
<http://www.ref-online.it>

24 – 25 febbraio
Riduzione delle Emissioni di CO2
 Milano, Italia
 Organizzatore: IIR
<http://www.iir-italy.it/a4373>

12-15 gennaio
Energy, Water and Climate Change in the Mediterranean & Middle East
 Nicosia, Cyprus
 Organizzatore: The Cyprus Institute
<http://www.cyi.ac.cy>

14 gennaio
China's Energy Management Policies and Measures and Their International Comparison
 Seminars
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei
<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=2637&sez=Events&padre=82>

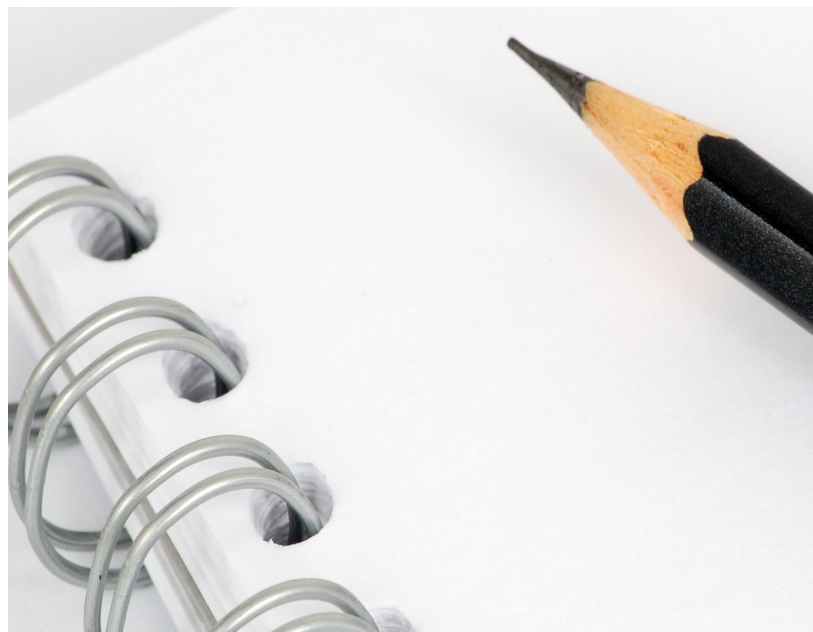
15 gennaio
Lo stoccaggio del gas naturale in Emilia Romagna: prospettive per il mercato nazionale ed europeo
 Modena, Italia
 Organizzatore: NE Nomisma Energia
www.nomismaenergia.it

18 gennaio 2010
Clearing, operation e marginazione dei prodotti derivati su energia
 Milano, Italia
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/>

18 - 19 gennaio
Il back office dei prodotti derivati su energia (IDEX): un percorso formativo
 Milano, Italia
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/>

19 gennaio
Corso base per l'utilizzo delle fonti rinnovabili nei Paesi in via di sviluppo
 Milano, Italia
 Organizzatore: Aper
www.aper.it

19 gennaio
Accounting dei prodotti derivati su energia
 Milano, Italia
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/>



20 – 21 gennaio
Asia Coal Power
 Jakarta, Indonesia
 Organizzatore: CMT Events
<http://www.cmtevents.com/aboutevent.aspx?ev=100107&>

21 – 22 gennaio
Platts 3rd annual Carbon Trading Conference
 Houston, Usa
 Organizzatore: Platts
<http://www.platts.com/Conference.aspx>

26 gennaio
GEA and the Smart Grid Development in Ontario
 Toronto, Canada
 Organizzatore: Incisivemedia
www.insightinfo.com

26 gennaio
EREG recommendations on the 10-year gas network development plan
 Bruxelles, Belgio
 Organizzatore: ERGEG
http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/CEER-EREG%20EVENTS/GAS/3suprdsup%20%20workshop%20on%2010%20year%20gas%20investment%20plan

27 gennaio
Evoluzione del progetto Gas Smart Meter
 Bologna, Italia
 Organizzatore: Quotidiano Energia
www.quotidianoenergia.it

27-29 gennaio
Il mercato del gas naturale: organizzazione e tecniche di trading e risk management
 Milano, Italia
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/>

28 gennaio
Energie rinnovabili: fonti di sviluppo e di vantaggio sociale. Un convegno per fare il punto della situazione
 Roma, Italia
 Organizzatore: MGP Cultura Immagine Comunicazione
www.mgpcomunicazione.it

28 gennaio
Il nuovo Fondo Rotativo per Kyoto. Question Time con gli esperti del Ministero per l'Ambiente e della Cassa Depositi e Prestiti
 Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2138&t=events>

28 gennaio
PPP e Project Finance per le energie rinnovabili
 Bari, Italia
<http://www.businessinternational.it>

28 - 29 gennaio
Gas trading e risk management
 Milano, Italia
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/>

28-29 gennaio
The European Gas Conference 2010, 3rd Annual Meeting
 Vienna, Austria
 Organizzatore: The Energy Exchange
<http://www.theenergyexchange.co.uk/3/13/articles/65.php>

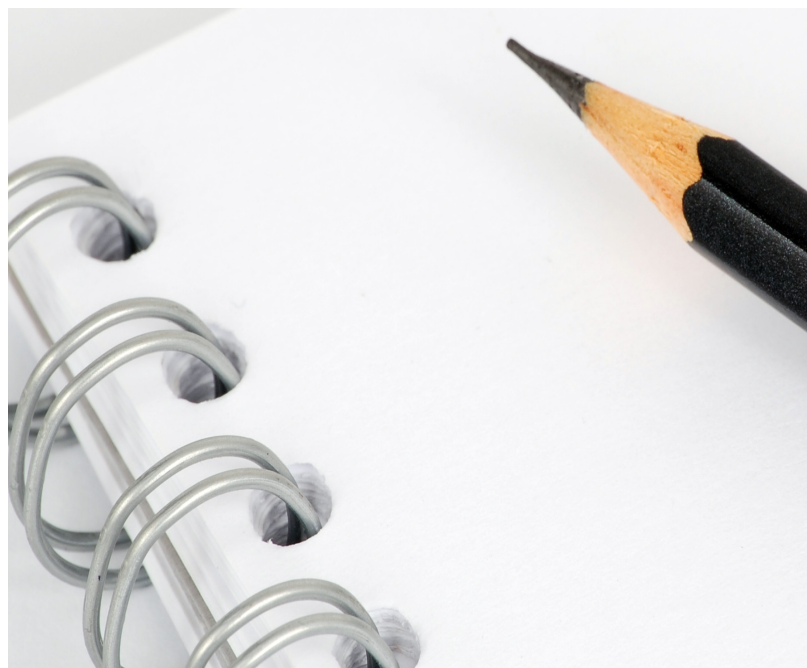
28-29 gennaio
The Economics of Energy Markets
 Toulouse, Francia
 Organizzatore: IDEI
<http://idei.fr/>

29 gennaio
Energy Management. Aziende a confronto su processi di analisi dei consumi energetici, modalità di acquisto dell'energia, interventi di efficientamento
 Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2153&t=events>

2-3 febbraio
2nd Downstream CO2 & Energy Efficiency Rotterdam, Netherlands
 Organizzatore: ACI
<http://www.acius.net/wiki.aspx/Conferences/Upcoming?view=overview&id=136>

2-3 febbraio
Platts 4th Annual Central and Eastern European Power Praga, Repubblica Ceca
 Organizzatore: Platts
<http://www.platts.com/ConferenceDetail.aspx?xmlpath=2010/pe043/index.xml>

2 febbraio
Rinnovabili verso il 2020
 Milano, Italia
 Organizzatore: REF
<http://www.ref-online.it>



4-7 febbraio
Bioenergy Expo
 Verona, Italia
 Organizzatore: Verona Fiere
www.bioenergyweb.it

4-10 febbraio
ENERGY FOR GREEN PORTS
 Venezia, Italia
 Organizzatore: VTP Events S.r.L.
www.energyforgreenports.it

9 febbraio
Platts 4th Annual European Gas Storage: Adding Security Through Flexibility
 Budapest, Ungheria
 Organizzatore: Platts
<http://www.platts.com/ConferenceDetail.aspx?xmlpath=2010/pc062/index.xml>

9 - 12 febbraio
23rd IDEA Annual Campus Energy Conference: Repowering the Future
 Usa
 Organizzatore: IDEA
www.districtenergy.org

10 febbraio
X Workshop annuale Osservatorio sulle Alleanze e le Strategie nel mercato Pan-Europeo delle Utilities
 Milano, Italia
 Organizzatore: Agici Finanza d'Impresa e Accenture
<http://www.agici.it/eventi.php>

10 - 11 - 12 febbraio
Il regolamento attuativo della riforma dei servizi pubblici locali
 Milano, Italia
 Organizzatore: PARADIGMA
<http://www.paradigma.it/home.html>

10 - 12 febbraio
11th Symposium Energy Innovation - "Old aims, New paths"
 Graz, Austria
 Organizzatore: IEE
www.iee.tugraz.at

11 febbraio
Challengers and Opportunities for 100% Renewable Power System by 2050
 Milano, Italia
 Organizzatore: IEFE – FEEM
<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=2584&sez=Events&padre=82>

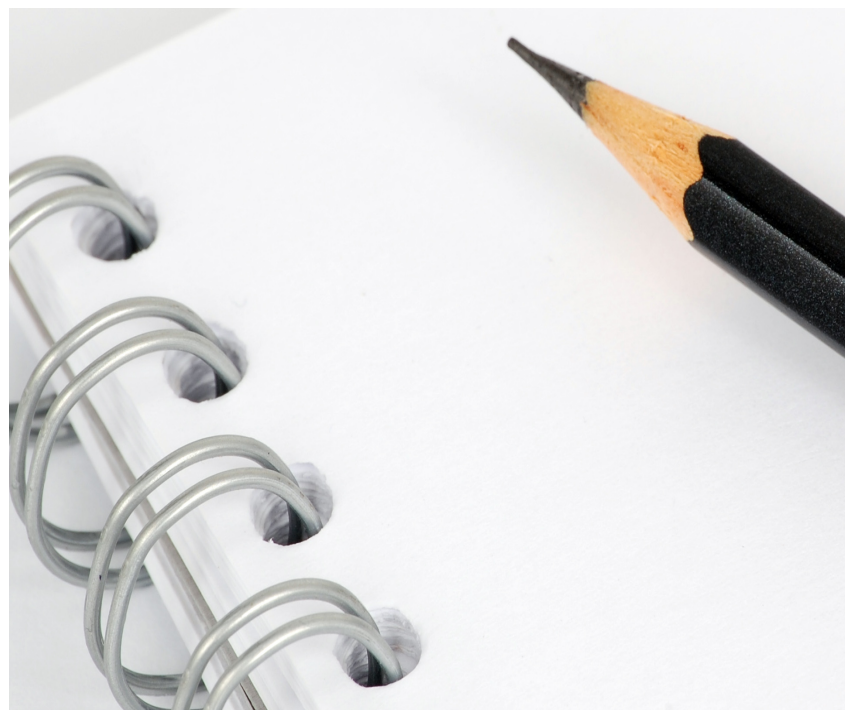
11 – 12 febbraio
Solar Future
 Istanbul, Turchia
www.solarfutureconference.com

11 – 12 febbraio
Conferenza dell'Industria Solare in Italia - CIS-IT 2010
 Roma, Italia
 Organizzatore: Solarpraxis
www.solarpraxis.de/conferences/italian/

12 febbraio
Dopo Copenhagen. Le sfide energetiche e ambientali del 2020
 Roma, Italia
 Organizzatore: Kyoto Club
<http://www.qualenergia.it/view.php?id=362&contenuto=Appuntamento>

15– 17 febbraio
Geo Power Americas 2010
 San Francisco, A
 Organizzatore: Green Power Conferences
www.geopowerseries.com

17 – 19 febbraio
Platts 6th Annual Nuclear Energy Conference
 Bethesda, Usa
 Organizzatore: Platts
<http://www.platts.com/Conference.aspx>



18 -19 febbraio
European Gas Forum 2010
 Madrid, Spagna
 Organizzatore: Jacob Fleming Confereneces
<http://www.jacobfleming.com/jacob-fleming-group/conferences/oil-gas/EuropeanGas2010>

24 – 25 febbraio
Riduzione delle Emissioni di CO2
 Milano, Italia
 Organizzatore: IIR
<http://www.iir-italy.it/a4373>

25 – 26 febbraio
Energy Derivatives: concetti chiave, utilizzo e aspetti critici
 Milano, Italia
 Organizzatore: IIR
<http://www.iir-italy.it/a4373>

IN BREVE

Interventi di efficienza energetica e utilizzo delle fonti rinnovabili, il Ministero dell'ambiente pubblica un bando per progetti di ricerca

Il Ministero dell'ambiente ha pubblicato un bando per il finanziamento di progetti di ricerca finalizzati ad interventi di efficienza energetica e all'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile in aree urbane. Il bando, pubblicato sul sito del ministero, è dedicato alle imprese associate - anche in forma temporanea - Enti pubblici di ricerca, associazioni di categoria, Agenzie energetiche locali, ESCO, agenzie, enti o istituti preposti alla comunicazione, informazione e formazione in materia ambientale ed enti pubblici.

www.minambiente.it

Ergeg, quattro consultazioni per avviare il confronto sulle priorità e sulle sfide regolatorie per sostenere lo sviluppo delle reti e assicurare i benefici ai clienti finali

L'associazione dei regolatori europei (Ergeg) ha pubblicato nuove consultazioni che percorrono quattro differenti direttrici: smart grid, piano di sviluppo delle reti elettriche, integrazione dell'energia eolica nei mercati e allocazione di capacità nei gasdotti. L'obiettivo è quello di avviare il dialogo con tutti gli stakeholder sulle priorità e sulle sfide regolatorie da affrontare per sostenere lo sviluppo delle reti e assicurare benefici ai clienti finali.

www.energy-regulators.eu

Riqualificazione energetica, entro il 31 marzo le prime comunicazioni per la detrazione del 55%

L'Agenzia delle entrate ha pubblicato il software e le procedure di controllo per la compilazione e l'invio delle comunicazioni dei lavori che danno diritto alla detrazione del 55%. La comunicazione potrà essere trasmessa in via telematica a partire dal 4 gennaio 2010.

www.agenziaentrate.it/ilwcm/connect/Nsi/Strumenti/Software/ComunicazioniDomande/Software+compilazione+comunicazione+riqualificazione+energetica

Prezzi biorari, la guida dell'AEEG

L'Autorità per l'energia ha pubblicato una guida sul nuovo sistema di prezzi biorari, che sarà progressivamente introdotto a partire dal prossimo 1 luglio.

Il nuovo sistema, che prevede prezzi dell'elettricità differenziati a seconda delle diverse ore della giornata e dei giorni della settimana, potrà offrire opportunità di risparmi in bolletta ai singoli clienti e favorirà una maggiore equità tra consumatori e promuoverà, a vantaggio di tutti, l'uso efficiente dell'energia e la tutela dell'ambiente.

www.autorita.energia.it

Convenzioni in conto energia, nuova procedura di formalizzazione e sottoscrizione

Il GSE ha predisposto una nuova procedura per la formalizzazione e sottoscrizione delle Convenzioni in Conto Energia. Per agevolare l'iter burocratico di concessione dell'incentivo - previsto ai sensi del D.M. 28 luglio 2005, D.M. 6 febbraio 2006 e D.M. 19 febbraio 2007. Sul sito del GSE le informazioni sulle attività che il Soggetto Responsabile (SR) dell'impianto è chiamato a compiere per la stipula della convenzione dall'11 gennaio 2010.

<http://www.gse.it/GSE%20Informa/pagine/NuovaProceduraConvenzioniContoEnergia.aspx>

Tariffa onnicomprensiva, istanze on line da gennaio 2010

Dal 18 gennaio si potrà presentare l'istanza per il ritiro dell'energia a tariffa onnicomprensiva attraverso il portale informatico del GSE, con modalità analoghe a quelle già in essere per il ritiro dedicato. A seguito dell'invio dell'istanza, e della relativa valutazione da parte del GSE, il produttore potrà stampare la copia della convenzione per il riconoscimento della tariffa onnicomprensiva.

<http://www.gse.it/GSE%20Informa/pagine/>

ARA: Amsterdam-Rotterdam-Anversa

Porto di consegna

Brge: Barge

Mezzo di trasporto utilizzato

Cargo

Mezzo di trasporto utilizzato

CIF: Cost Insurance Freight

Costo, Assicurazione e Nolo. È il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di assicurazione e il nolo fino alla destinazione convenuta, escluse le spese di imbarco.

CIM CIF ARA

Quotazione (CIF) del carbone dell'Europa centrale.

CIM FOB RichBay:

Quotazione (FOB) del carbone del Sud Africa

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)

È 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.

Dated Brent

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato petrolifero londinese.

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)

Fuel Oil

Olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ).

FOB (Free On Board)

Franco a bordo. Il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di trasporto e movimentazione fino al porto d'imbarco convenuto.

Gas Dutch TTF

Quotazione del gas metano Olandese.

Gas PSV DA

Quotazione del gas metano sul Punto di Scambio Virtuale per l'Italia.

Gas Zeebrugge

Quotazione del gas metano belga

HGB

Amburgo

Iran Lt Crk NB

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato medio orientale.

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 (incluso i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

MED: Mediterraneo

Abbreviazione comunemente usata nel trasporto per indicare il carico o lo scarico ad un porto situato sul Mediterraneo.

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).

NWE

Europa nord occidentale, in particolare ARA, HBG, FR, GB. Porto di consegna.

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)

Qinhdao Stm

Quotazione (FOB) del carbone cinese

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.

WTI Crk NB

West Texas Intermediate, greggio americano a basso contenuto di zolfo utilizzato come greggio nel mercato petrolifero americano.

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 dei Mercati Energetici 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 dei Mercati Energetici 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 dei Mercati Energetici 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 Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici – 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.