

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

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

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee / ottobre 2009
pagine 5 e 6

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei
combustibili / ottobre 2009
pagine 7 e 8

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica / ottobre 2009
pagina 9

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi / ottobre 2009
pagina 10

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: ottobre 2008
pagina 11

ANALISI

Prezzi biorari per i consumatori
domestici: sogno o realtà?
di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi
pagine 12

FOCUS

Un possibile strumento di intervento
trasparente dello stato nell'economia:
i mercati regolati.
Di Tullio Fanelli, Commissario
Autorità per l'energia elettrica e il gas
pagine 13

APPROFONDIMENTI

Certificati verdi: trasferimento
dell'obbligo e allocazione dei costi
Energy Advi sors
pagina 14

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 15, 16, 17

APPUNTAMENTI

pagine 18, 19, 20 e 21

GLOSSARIO

pagina 22 e 23

UN POSSIBILE STRUMENTO DI INTERVENTO TRASPARENTE DELLO STATO NELL'ECONOMIA: I MERCATI REGOLATI

Di Tullio Fanelli,

Commissario Autorità per l'energia elettrica e il gas

Ogni mercato è figlio di specifici obiettivi ed esigenze.

In Italia, anche su impulso dell'Europa, la riforma del settore elettrico scaturì dall'esigenza di realizzare urgentemente e con capitali privati le centrali elettriche necessarie a colmare il deficit di potenza che strutturalmente minava la sicurezza delle forniture; ma ebbe origine anche dall'obiettivo di incrementare l'efficienza, intesa non solo come rendimento degli impianti di produzione ma anche come utilizzo proficuo delle risorse umane e di capitale.

L'esigenza è stata superata e l'obiettivo è stato sostanzialmente conseguito (l'Italia dispone oggi del parco di generazione con il rendimento elettrico medio più elevato del mondo) grazie ad un incisivo riassetto del settore ed in particolare alla costruzione di un mercato regolato spot.

Questo mercato ha fornito agli operatori che realizzavano impianti più efficienti e meno costosi la certezza di poter vendere ad un mercato senza dover necessariamente contendere i singoli clienti all'operatore dominante. Esso dunque garantiva un'alternativa meno aleatoria rispetto alla ricerca di una base clienti, consentendo di costruire un piano finanziario in grado di superare le difficoltà e le esitazioni dei soggetti finanziatori.

Nei fatti, in seguito, gli operatori hanno potuto competere diffusamente e senza particolari criticità anche sul mercato dei bilaterali, ma la garanzia costituita dalla nascita del mercato regolato spot è stata decisiva in molti casi per l'effettivo avvio degli investimenti.

Il mercato spot non ha consentito tuttavia di conseguire altri importanti obiettivi, già chiari al momento della riforma, ma che, a fronte della priorità e dell'urgenza delle problematiche di capacità e di efficienza, vennero rinviate a successivi interventi normativi.

Il primo è quello di fornire un adeguato riferimento

ai clienti finali per i contratti bilaterali con i venditori.

Il mercato spot in effetti non può dare adeguate informazioni sul valore di una fornitura di durata tipicamente annuale; ciò ha portato il mercato allo sviluppo di altri riferimenti più o meno adeguati, basati sui costi dei combustibili o sui prezzi indicati dall'Autorità per il mercato tutelato. Va notato, inoltre, che il mercato spot non consente una confrontabilità significativa con altri mercati internazionali, come invece si è fatto copiosamente ed impropriamente in questi anni: di fatto gli altri mercati spot europei hanno funzioni e spessore differenti ed esprimono quindi prezzi di significato economico assai diverso dal mercato spot italiano; ancora meno significato ha evidentemente il confronto tra i prezzi del mercato spot italiano con i mercati a termine europei. A queste problematiche si è data risposta prima con la partenza dell>IDEX ed infine con il nuovo MTE che, attraverso la consegna fisica, può diventare un riferimento concreto e riconosciuto per il mercato e fornire quindi segnali di prezzo aderenti ai fondamentali sottostanti.

Un secondo obiettivo che il mercato spot non ha consentito di raggiungere è quello di assicurare la realizzazione di un adeguato mix tra punta e base, opportunamente allocato territorialmente in relazione alle effettive esigenze della domanda. Oggi infatti il mercato non offre strumenti in grado di indirizzare gli operatori verso investimenti che perseguano tali obiettivi.

Sia la realizzazione di impianti ad elevati costi fissi e bassi costi variabili sia, al contrario, di impianti di punta presentano per gli operatori un rischio di prezzo molto elevato connesso alla scarsa prevedibilità della situazione concorrenziale su un arco temporale ultradecennale. Riguardo la localizzazione, invece, fa premio la percorribilità autorizzativa rispetto ai segnali di prezzo zonali, percepiti come temporanei sulla base dell'impegno del gestore della rete nella risoluzione delle congestioni

L'Autorità ha già posto in consultazione alcune proposte che riguardano i mercati di lungo termine e

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/OTTOBRE 2009

A cura del GME

Ad ottobre il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) ha registrato una flessione record (-41,8%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, quando il PUN raggiunse il suo massimo storico a 99,07 €/MWh. Le tensioni sui prezzi delle altre borse europee, in particolare quella francese (Powernext), hanno ridotto il differenziale con il PUN a poco più di 7 €/MWh, il più basso da inizio anno, e favorito da un lato le esportazioni (aumentate di oltre cinque volte rispetto a settembre) e dall'altro frenato le importazioni in specie nella seconda parte del mese. I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia fanno ancora registrare una riduzione su base annua (-2,7%), ma trovano conferma i segnali del rallentamento nel ritmo della caduta che si protrae ormai da un anno. In flessione anche i volumi scambiati nella borsa elettrica ma non quelli della PCE (contratti bilaterali), che anche ad ottobre fanno registrare un aumento tendenziale (+2,5%).

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un calo di 8,87 €/MWh (-13,3%) su settembre e di 41,44 €/MWh (-41,8%) su ottobre 2008, si è portato a 57,63 €/MWh (Grafico 1). Prosegue, pertanto, la decisa flessione su base annua - questo mese al suo massimo storico - che ha interessato tutti i gruppi di ore: -51,23 €/MWh (-39,8%) nelle ore di picco, -34,44 €/MWh (-43,8%) nelle ore fuori picco dei giorni

lavorativi e -36,07 €/MWh (-42,1%) nei giorni festivi (Tabella 1). Nei primi dieci mesi del 2009 il PUN è diminuito del 25,0% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

I prezzi di vendita hanno registrato un calo tendenziale attorno al 40% in tutte le zone. La Sicilia, nonostante il più consistente ribasso in termini assoluti (-57,06 €/MWh), è tornata a segnare, dopo quattro mesi, il prezzo più alto,

pari a 75,47 €/MWh. Per la Sicilia però, come per la Sardegna - il cui prezzo è sceso a 63,63 €/MWh - si tratta del livello più basso degli ultimi due anni. Il Sud si conferma, anche ad ottobre, la zona dal prezzo più basso, pari a 53,61 €/MWh; nelle altre zone continentali il prezzo si è allineato appena sotto i 57 €/MWh (Grafico 2).

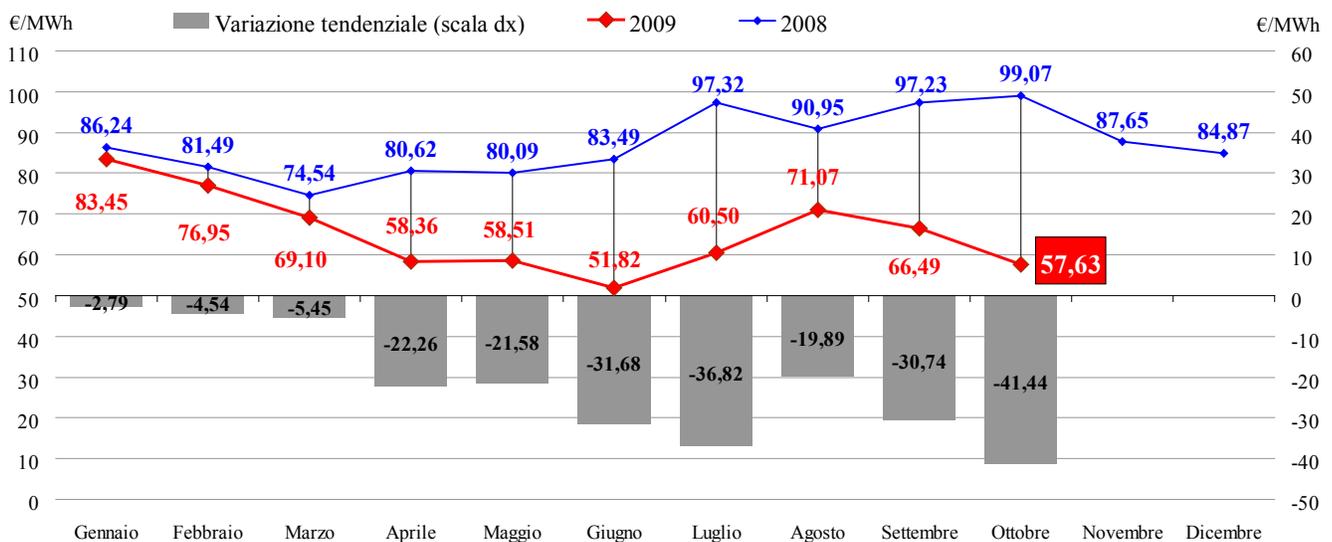
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2009	2008	Var vs 2008		Borsa		Sistema Italia		2009	2008
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Ottobre	57,63	99,07	-41,44	-41,8%	25.485	-5,0%	37.741	-2,7%	67,5%	69,2%
<i>Giorno lavorativo</i>	60,92	103,75	-42,83	-41,3%	27.085	-5,1%	40.370	-1,8%	67,1%	69,4%
<i>ore di picco</i>	77,61	128,84	-51,23	-39,8%	30.915	-2,7%	46.261	0,6%	66,8%	69,1%
<i>ore fuori picco</i>	44,22	78,66	-34,44	-43,8%	23.256	-8,1%	34.479	-4,8%	67,4%	69,8%
<i>Giorno festivo</i>	49,63	85,69	-36,07	-42,1%	21.592	-1,5%	31.344	-2,4%	68,9%	68,3%
<i>Minimo orario</i>	14,00	29,53			15.527		24.721		61,3%	62,9%
<i>Massimo orario</i>	139,36	173,58			33.386		49.341		74,4%	73,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

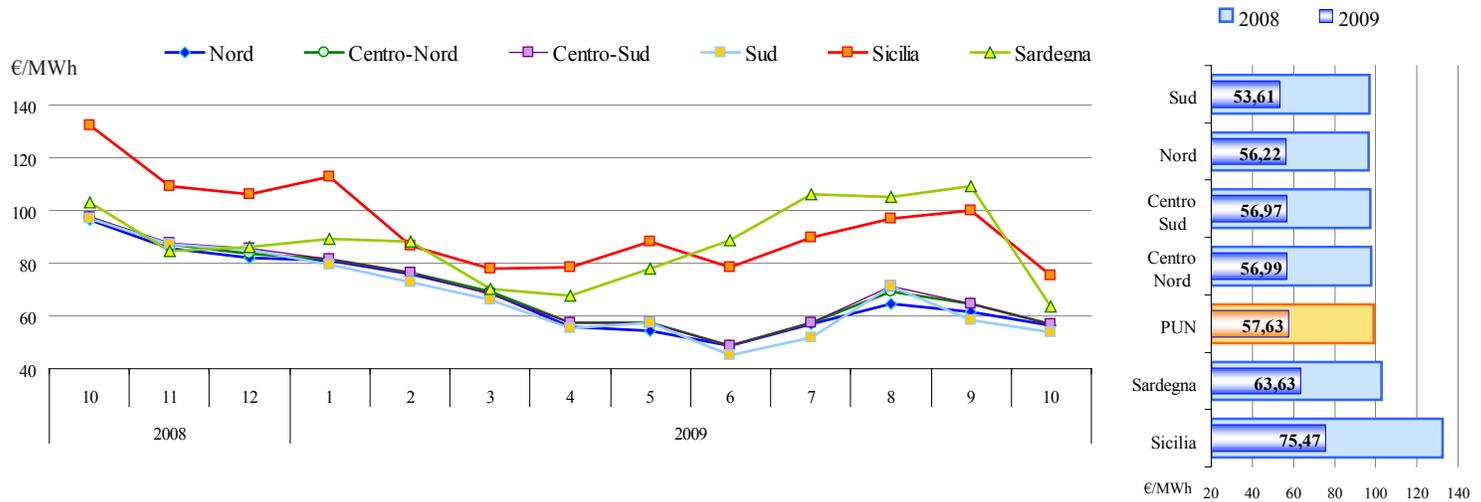


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/OTTOBRE 2009

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 28,1 milioni di MWh, hanno ancora segnato una flessione (-2,7%), la dodicesima consecutiva, ma anche la più esigua

rispetto alle precedenti. In calo anche gli scambi nella borsa elettrica, pari a 19,0 milioni di MWh (-5,0%); aumenta invece l'energia scambiata attraverso la PCE (contratti bilaterali), pari a 9,1

milioni di MWh (+2,5%), valore massimo nell'anno in corso (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto perso 1,7 punti percentuali su base annua, attestandosi al 67,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.986.405	-5,0%	67,5%
Operatori	11.600.347	-12,8%	41,3%
GSE	4.012.592	+2,1%	14,3%
Zone estere	2.467.786	+44,6%	8,8%
Saldo programmi PCE	905.679	+47,6%	3,2%
PCE (incluso MTE)	9.130.717	+2,5%	32,5%
Zone estere	1.676.366	-22,9%	6,0%
Zone nazionali	8.360.030	+13,7%	29,7%
Saldo programmi PCE	-905.679	-3,2%	
VOLUMI VENDUTI	28.117.122	-2,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.138.018	+27,2%	
OFFERTA TOTALE	43.255.140	+6,0%	

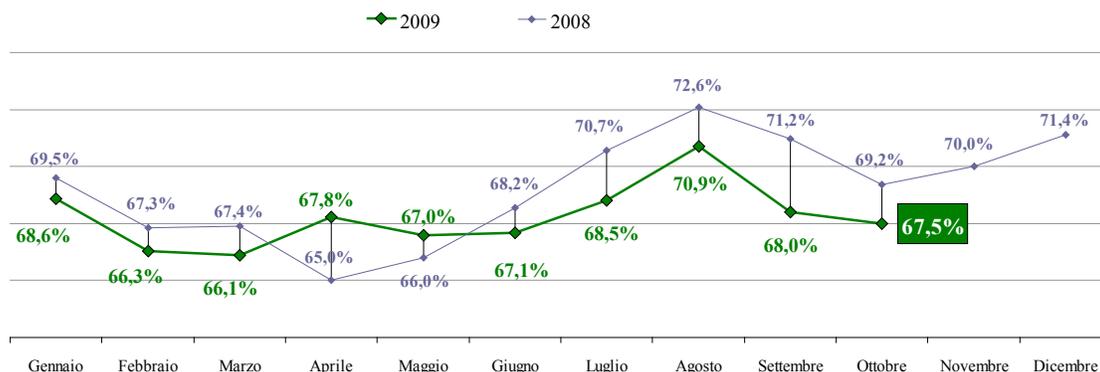
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.986.405	-5,0%	67,5%
Acquirente Unico	5.656.145	-9,3%	20,1%
Altri operatori	12.043.250	-0,1%	42,8%
Pompaggi	249.673	-56,2%	0,9%
Zone estere	1.037.316	+9,9%	3,7%
Saldo programmi PCE	20	-97,7%	0,0%
PCE (incluso MTE)	9.130.717	+2,5%	32,5%
Zone estere	37.700	-11,7%	0,1%
Zone nazionali AU	2.164.320	+23,3%	7,7%
Zone nazionali altri operatori	6.928.717	-2,6%	24,6%
Saldo programmi PCE	-20		
VOLUMI ACQUISTATI	28.117.122	-2,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.580.630	+40,3%	
DOMANDA TOTALE	30.697.752	-0,1%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/OTTOBRE 2009

[CONTINUA]

Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 27,0 milioni di MWh, hanno registrato una contrazione del 3,1% su base annua. Nella macrozona Nord il calo più accentuato (-4,7%), in controtendenza la Sicilia (+1,5%). In forte aumento, come detto, gli acquisti sulle zone estere, pari a 1,1 milioni di MWh (+9,0% su base annua e +409,9% su settembre) (Tabella 4). Le vendite delle unità di produzione

nazionali, pari a 24,0 milioni di MWh, sono diminuite del 4,2%, ancora in evidenza la macrozona Nord (-8,1%). Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,1 milioni di MWh, nonostante il rallentamento nella seconda metà del mese, hanno ancora messo a segno un sensibile aumento (+6,8%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela da un lato l'incremento tendenziale

degli impianti a ciclo combinato (+5,0%) – particolarmente sensibile nelle due macrozone insulari (+22,8% nella MzSicilia e +42,8% nella MzSardegna) – e delle fonti rinnovabili (+34,9% per gli impianti eolici, +20,0% per gli idroelettrici ad apporto naturale e +1,8% per i geotermici) e dall'altro la decisa riduzione delle vendite degli impianti di pompaggio (-49,7%) e degli impianti termoelettrici tradizionali (-19,7%) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

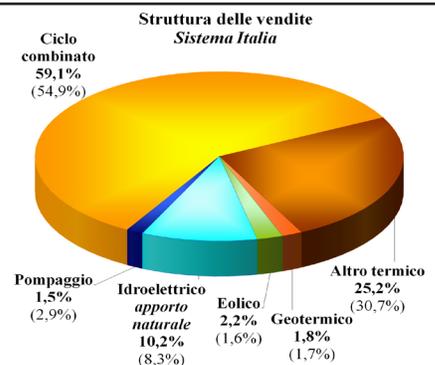
Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	18.937.585	25.420	+0,4%	12.377.124	16.614	-8,1%	14.949.128	20.066	-4,7%
MzSud	14.930.911	20.041	+10,5%	9.041.679	12.136	-0,2%	9.507.127	12.761	-1,4%
MzSicilia	2.641.656	3.546	+11,8%	1.593.333	2.139	+3,3%	1.619.860	2.174	+1,5%
MzSardegna	1.490.827	2.001	+3,0%	960.833	1.290	+1,7%	965.991	1.297	-2,0%
Totale nazionale	38.000.979	51.008	+5,0%	23.972.969	32.178	-4,2%	27.042.105	36.298	-3,1%
MzEstero	5.254.161	7.053	+13,9%	4.144.152	5.563	+6,8%	1.075.016	1.443	+9,0%
Sistema Italia	43.255.140	58.061	+6,0%	28.117.122	37.741	-2,7%	28.117.122	37.741	-2,7%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	13.491	-9,4%	11.089	+1,5%	1.951	+5,3%	1.177	+4,8%	27.708	-3,8%
Ciclo combinato	9.912	+2,3%	6.989	+3,4%	1.630	+22,8%	483	+42,8%	19.014	+5,0%
Geotermico	-	-	573	+1,8%	-	-	-	-	573	+1,8%
Altro termico	3.579	-31,1%	3.527	-2,2%	321	-38,9%	694	-11,6%	8.121	-19,7%
Idroelettrico	3.117	+3,0%	552	+3,7%	39	-43,8%	39	-16,6%	3.747	+2,0%
Apporto naturale	2.773	+17,2%	472	+40,8%	9	-13,7%	16	+12,2%	3.269	+20,0%
Pompaggio	345	-47,8%	79	-59,7%	30	-48,9%	23	-29,1%	477	-49,7%
Eolico	5	-	495	+28,5%	149	+50,4%	75	+44,5%	724	+34,9%
Totale Impianti	16.614	-7,3%	12.136	+2,4%	2.139	+5,9%	1.290	+5,6%	32.178	-2,5%



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre, sono state 15,4 milioni di MWh, con un aumento del 16,4% rispetto allo stesso mese del 2008. In crescita

tutti i contratti, in particolare gli Off Peak (+51,9%) ed i contratti Non standard (+16,8%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 12,0 milioni di MWh (+15,5%). In crescita sia i

programmi registrati nei conti in immissione, pari a 10,0 milioni di MWh (+5,4%) che quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 9,1 milioni di MWh (+2,5%) (Tabella 6).

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

Fonte: GME

Transazioni registrate				Programmi	Immissione			Prelievo		
PCE (netto MTE)	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	2.974.865	+10,0%	19,3%	Richiesti	10.217.982	+6,6%	100,0%	9.130.748	+2,5%	100,0%
Off Peak	856.921	+51,9%	5,6%	di cui con indicazione di prezzo	1.689.761	+413,4%	16,3%	-	-	-
Peak	1.031.880	+10,0%	6,7%	Registrati	10.036.396	+5,4%	98,2%	9.130.737	+2,5%	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.511.003	+454,6%	14,8%	-	-	-
Totale Standard	4.863.666	+15,6%	31,6%	Rifiutati	181.585	+202,2%	1,8%	11	-	-
Totale Non standard	10.526.521	+16,8%	68,4%	di cui con indicazione di prezzo	178.758	+215,2%	1,7%	-	-	-
Totale	15.390.187	+16,4%	100,0%							
Posizione netta	11.953.432	+15,5%	77,7%	Saldo programmi	905.679	+47,6%		19.658	+2095,8%	

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/OTTOBRE 2008

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

I prezzi registrati nel mese di ottobre confermano, pur con peculiarità locali, le dinamiche già evidenziate a settembre, mostrando ulteriori ribassi sulla borsa italiana, a fronte di una debole ripresa della domanda, e il consolidamento delle tendenze rialziste sui power exchange centro-europei, in linea con i tipici andamenti stagionali.

Detto del secondo calo consecutivo di IpeX (-13,3%), in un mese in cui nel passato difficilmente si sono apprezzati forti scostamenti dal valore di settembre, il dato che a livello europeo sembra emergere con maggiore evidenza è lo scollamento tra le borse tedesca e francese, determinato dai forti incrementi registrati su Powernext (+74,4% vs. +12,5%), concentrati nella giornata del 19 ottobre in cui il prezzo transalpino ha toccato in più ore i 3000 €/MWh. Nel resto d'Europa si osservano quotazioni in crescita su NordPool (+18,0%), tornata sui livelli di agosto dopo la flessione del mese scorso, e la stabilità di Omel, che rafforza il trend di ridotta volatilità in atto ormai da aprile.

In termini tendenziali il ribasso si conferma ovunque compreso tra il -40% e il -50%, con la sola eccezione di Powernext (-23,7%), di nuovo per effetto dei rialzi riscontrati nelle ore di picco.

Gli effetti degli spikes francesi e la contemporanea ulteriore contrazione del prezzo italiano determinano - per la prima volta dal 2006 - un avvicendamento al vertice nel ranking delle borse europee, in cui Powernext sale in prima posizione in virtù dei suoi 70,02 €/MWh, seguita da IpeX, in calo a 57,63 €/MWh, e dagli altri exchange, attestati sui 33-45 €/MWh.

Le stesse cause inducono una forte contrazione

del divario tra Pun e PME¹, sceso in media a ridosso dei minimi storici di 7,4 €/MWh (-19,4 €/MWh). L'andamento giornaliero dei prezzi evidenzia un periodo di forti tensioni su Powernext, compreso tra il 14 e il 23 ottobre e culminato nel picco di lunedì 19 a 612,77 €/MWh, responsabile di una brusca contrazione delle nostre importazioni nette e del conseguente aumento dei prezzi sul mercato italiano. Da segnalare inoltre la presenza di valori straordinariamente bassi rilevati su EEX il 4 ottobre (-11,59 €/MWh).

L'analisi della liquidità conferma da un lato l'eccentricità di Powernext - unico exchange ad invertire significativamente (+26,5%) la generale tendenza al ribasso in atto ovunque da inizio anno (-0,3/-9%) - e dall'altro il

primato di NordPool in termini di volumi scambiati, attestatisi ad ottobre attorno ai 25 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.

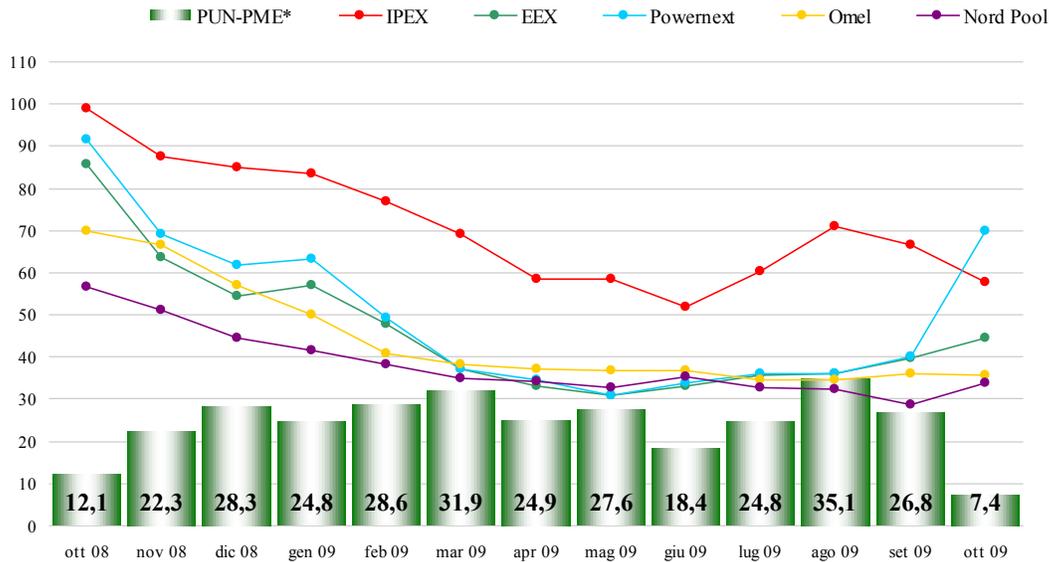
		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	57,63	-13,3%	-41,8%	19,0	-5,0%
	Peak	77,61	-12,4%	-39,8%		
	Off peak	44,22	-9,0%	-43,8%		
	Festivo	49,63	-18,4%	-42,1%		
EEX	Base	44,51	12,5%	-48,0%	11,6	-8,7%
	Peak	62,62	19,3%	-47,1%		
	Off peak	38,06	16,2%	-45,5%		
	Festivo	30,34	-2,7%	-50,4%		
Powernext	Base	70,02	74,4%	-23,7%	4,6	26,5%
	Peak	120,45	124,5%	-1,5%		
	Off peak	43,36	33,8%	-42,1%		
	Festivo	41,08	27,4%	-43,0%		
OMEL	Base	35,78	-0,3%	-48,7%	15,7	-0,5%
	Peak	38,75	-2,0%	-48,4%		
	Off peak	32,91	0,8%	-49,6%		
	Festivo	35,66	1,1%	-47,9%		
NordPool	Base	33,76	18,0%	-40,2%	24,6	-0,3%
	Peak	36,96	12,4%	-37,4%		
	Off peak	32,63	22,4%	-41,0%		
	Festivo	31,25	22,8%	-42,6%		
PME ¹	Base	50,20	26,6%	-42,3%	-	-
	Peak	74,45	41,2%	-37,5%		
	Off peak	39,47	21,2%	-44,4%		
	Festivo	33,76	7,4%	-47,0%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/OTTOBRE 2009

[CONTINUA]

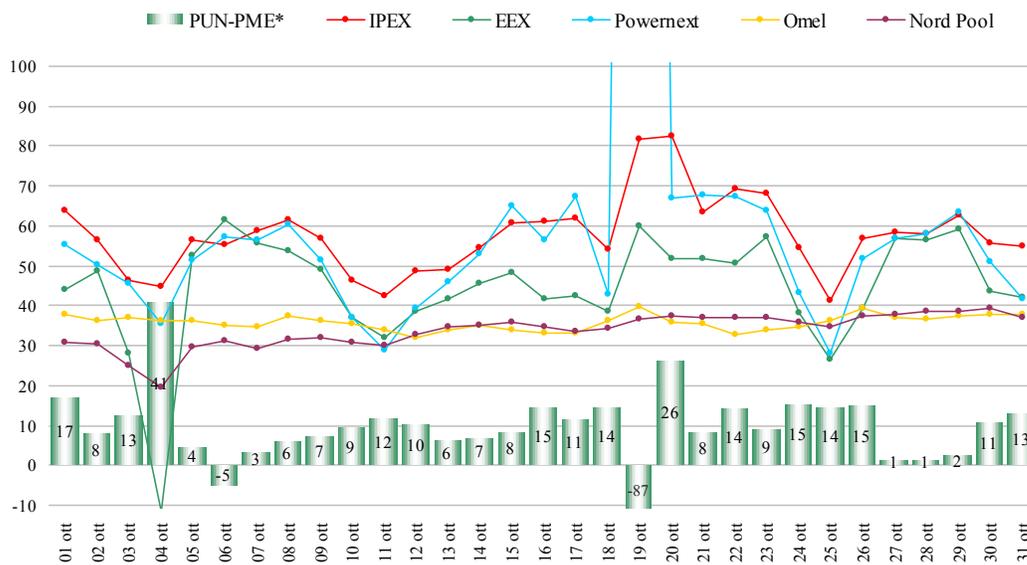
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

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 precedente

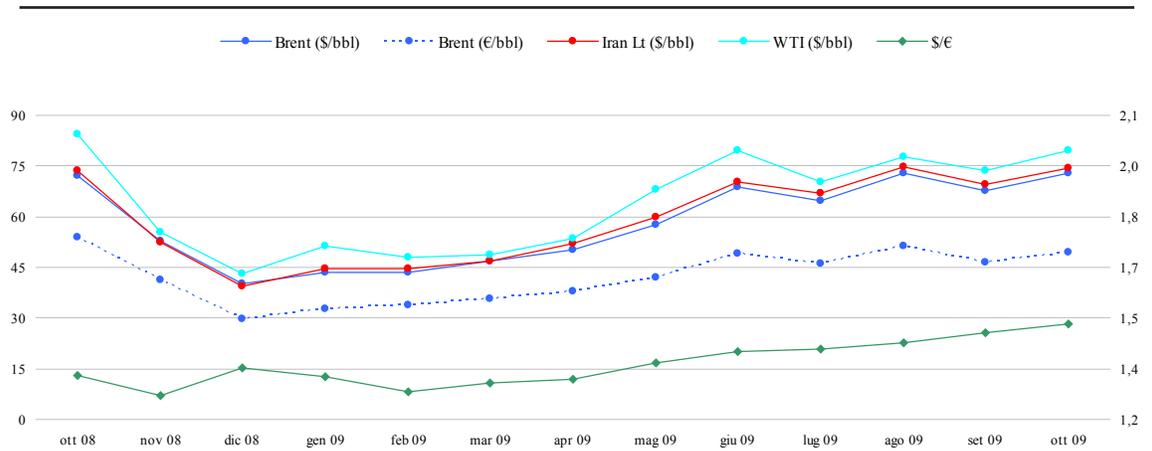
TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/OTTOBRE 2009

A cura del GME

Nel mese di ottobre i prezzi dei greggi registrano un nuovo aumento, confermando dinamiche oscillatorie intorno ad una tendenza al rialzo di lungo termine e tornando sui massimi annui registrati nei mesi di giugno e agosto. Nel dettaglio, il Brent sale a 73,07 \$/bbl (+8,0%) registrando, per la prima volta dopo dodici mesi, un incremento tendenziale (+1,5%). Dinamiche analoghe si osservano sia per il greggio mediorientale – che sale a 74,36 \$/bbl (+6,8%) – che per quello americano – che si porta a 79,54 \$/bbl (+8,0%) – registrando quest'ultimo una variazione tendenziale ancora negativa (-5,8%) e un differenziale di prezzo sostanzialmente stabile rispetto alle altre quotazioni dei greggi (5-6 \$/bbl). Il tasso di cambio mostra un ulteriore rialzo portandosi a 1,48 \$/€ (+1,7%), raggiungendo il massimo da agosto 2008 e consolidando un trend di crescita di lungo periodo, che se compensa solo in parte l'entità dei rialzi congiunturali dei greggi, ne ribalta l'effetto in termini tendenziali

Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



(-9/16%). Le dinamiche rialziste osservate sui greggi si riflettono in modo evidente su tutti i derivati petroliferi, soprattutto sul gasolio che sale a 34/35 €/MWh (+8%) ed in parte anche sull'olio combustibile che si attesta a 26 €/MWh (+3/4%). Tendenze analoghe si osservano anche per il carbone, che si attesta sui 6-9 €/MWh (+3/6%), confermando un differenziale di prezzo stabile della quotazione cinese rispetto alle altre. Il gas, dopo l'inversione di tendenza registrata il mese scorso, consolida un trend

positivo con forti aumenti sulle piazze belga e olandese (+12%), attestate attorno ai 10 €/MWh, e un brusco incremento della quotazione di riferimento italiana – salita a 17,79 €/MWh (+29,3%) – che segna il quarto aumento consecutivo del differenziale di prezzo con il resto dell'Europa. Da segnalare, infine, l'ulteriore riduzione delle differenze tendenziali sui prezzi di tutti i prodotti, con maggior evidenza per i greggi (-23/25 p.p.).

Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Prodotto	UM	Quotazioni Ufficiali (UM) *			Quotazioni espresse in €/MWh #			
		Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend	
Tassi di cambio	\$/€	-	1,48	1,7%	11,5%	-	-	-
Exchange Rates	£/€	-	0,91	2,5%	16,4%	-	-	-
Greggio								
Crude Oil								
Dated Brent	\$/bbl	73,07	8,0%	1,5%	36,05	6,1%	-9,0%	
Iran Lt Crk NB	\$/bbl	74,36	6,8%	0,8%	36,69	4,9%	-9,6%	
WTI Crk NB	\$/bbl	79,54	8,0%	-5,8%	39,25	6,2%	-15,6%	
Olio								
Combustibile								
Fuel Oil								
Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	437,43	5,9%	0,6%	25,91	4,1%	-9,8%	
Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	439,88	5,3%	7,5%	26,06	3,5%	-3,6%	
Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	445,51	5,2%	5,4%	26,39	3,4%	-5,5%	
Gasolio								
Gas Oil								
Gasoil FOB ARA Brge	\$/MT	600,20	9,8%	-17,6%	34,16	7,9%	-26,1%	
Gasoil CIF Med Cargo	\$/MT	606,84	9,7%	-15,0%	34,54	7,9%	-23,7%	
Gasoil FOB Med Cargo	\$/MT	594,05	9,9%	-13,7%	33,81	8,0%	-22,6%	
Carbone								
Coal								
Coal CIM CIF ARA	\$/MT	73,37	7,6%	-39,0%	7,10	5,7%	-45,3%	
Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	63,65	5,2%	-41,9%	6,16	3,4%	-47,9%	
Coal Qinhdao Stm	\$/MT	92,00	5,4%	-29,6%	8,90	3,6%	-36,8%	
Metano								
Gas								
Gas PSV DA	€/MWh	17,79	29,3%	-45,6%	17,79	29,3%	-45,6%	
Gas Zeebrugge	€/MWh	9,62	11,6%	-62,6%	9,62	11,6%	-62,6%	
Gas Dutch TTF	€/MWh	10,38	12,3%	-60,1%	10,38	12,3%	-60,1%	

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

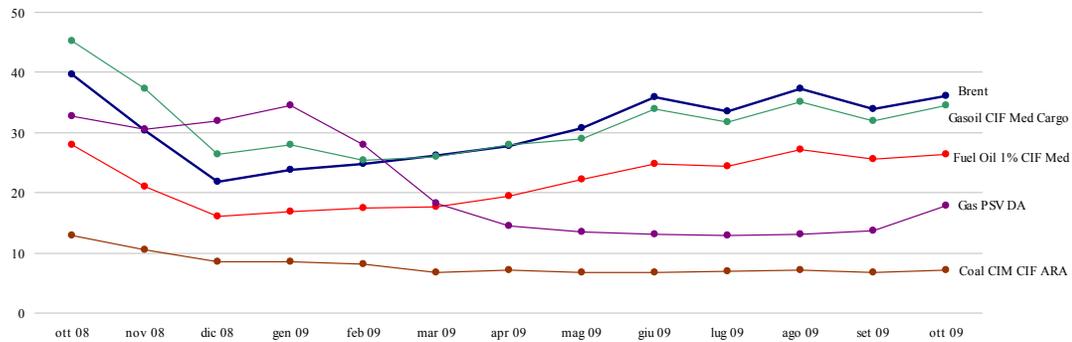
Le quotazioni ufficiali sono convertite in €/MWh utilizzando il tasso di cambio \$/€ e i PCI dei relativi combustibili

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/OTTOBRE 2009

[CONTINUA]

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

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

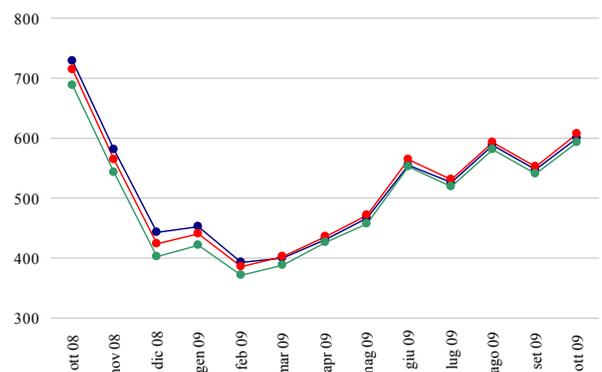
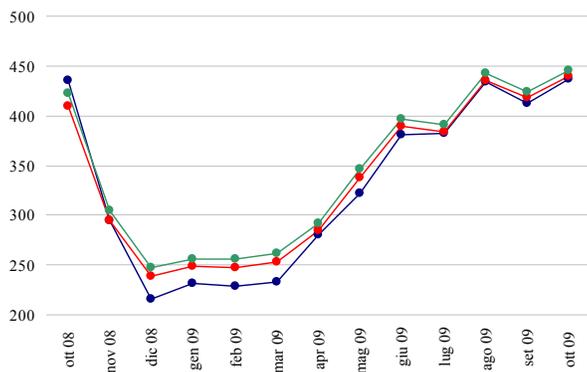


Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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

Fuel Oil 1% Rot Brge Fuel Oil 1% CIF NWEur Fuel Oil 1% CIF Med

Gasoil FOB ARA Brge Gasoil CIF Med Cargo Gasoil FOB Med Cargo

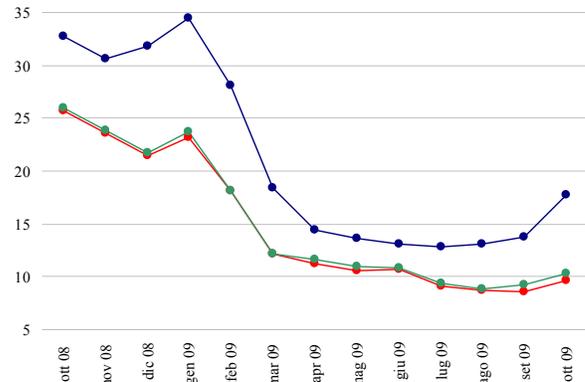
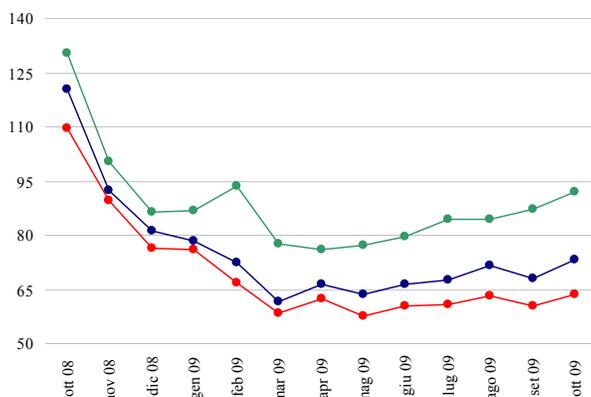


Carbone, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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

Coal CIM CIF ARA Coal CIM FOB RichBay Coal Qinhdao Stm

Gas PSV DA Gas Zeebrugge Gas Dutch TTF



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

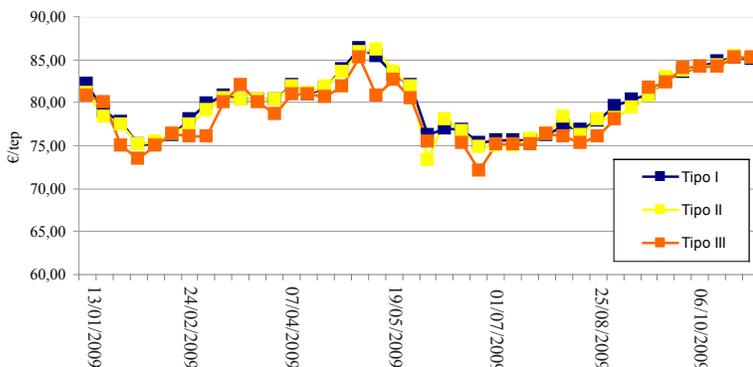
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ OTTOBRE 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 81.397 TEE nel mese di ottobre, quasi il doppio rispetto ai 47.014 TEE scambiati nel mese di settembre. Degli 81.397 TEE scambiati, 50.961 sono stati di Tipo I, 24.651 di tipo II e 5.785 di tipo III. I prezzi, durante le sessioni di ottobre, hanno subito poche variazioni, continuando a muoversi intorno al livello di € 85, a cui i TEE si sono avvicinati nella sessione di fine di settembre. In particolare il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di € 84,87, in aumento rispetto al prezzo medio ponderato di settembre (€ 81,86). Per quanto riguarda i titoli di tipo II, il prezzo medio ponderato è stato pari a € 84,73, con un incremento rispetto al prezzo medio ponderato del mese di settembre (€ 81,32). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III è infine stato di € 84,88, anch'esso in rialzo rispetto a settembre (€ 82,39).

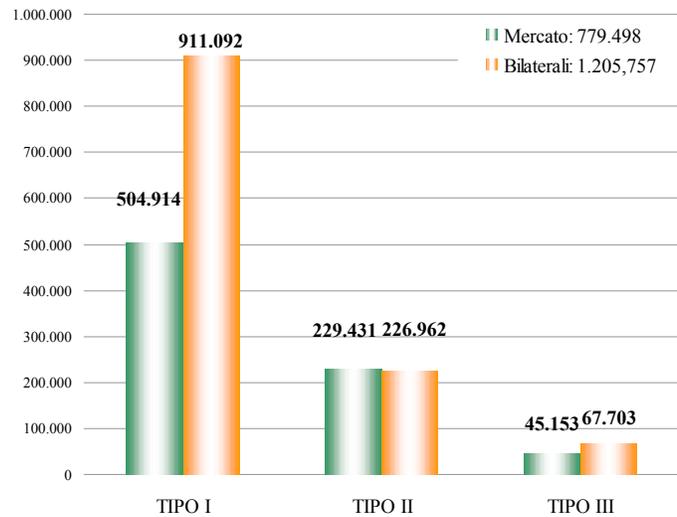
I prezzi dei TEE sembrano aver raggiunto il limite massimo di oscillazione compatibile con una politica dei distributori obbligati che non sono disposti a pagare più del rimborso tariffario, fissato, per il 2009, a 88,92€/tep. Non ci si attendono grandi variazioni dei prezzi da qui a fine anno.

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009)



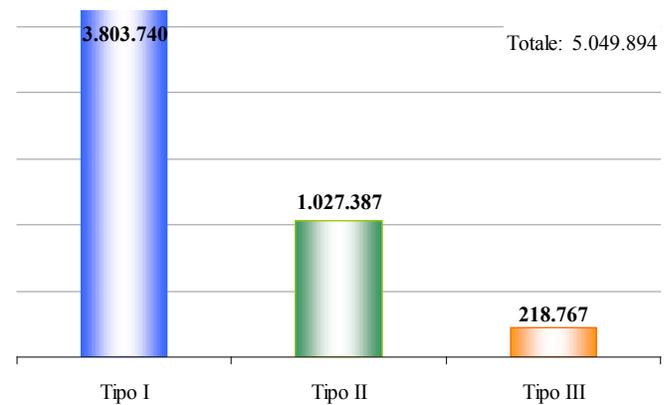
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2009 al 31 ottobre 2009

Fonte: GME

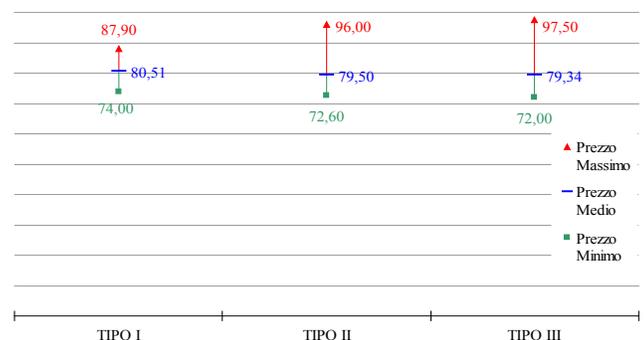


TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia (consuntivo sessioni 2009) Media ponderata (€/tep) Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/OTTOBRE 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di ottobre sono stati scambiati 105.348 CV¹, mentre nel mese di settembre sono stati scambiati 273.282 CV.

Anche nel mese di ottobre, così come in settembre, gli scambi si sono concentrati sui CV con anno di riferimento 2009, con 103.177 CV scambiati, in aumento rispetto ai 254.261 di settembre. I CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 1.509, in aumento rispetto ai 3.781 scambiati nel mese precedente. Il mese di ottobre ha fatto anche registrare qualche scambio sui CV con anno di riferimento 2007, con un volume pari a 662.

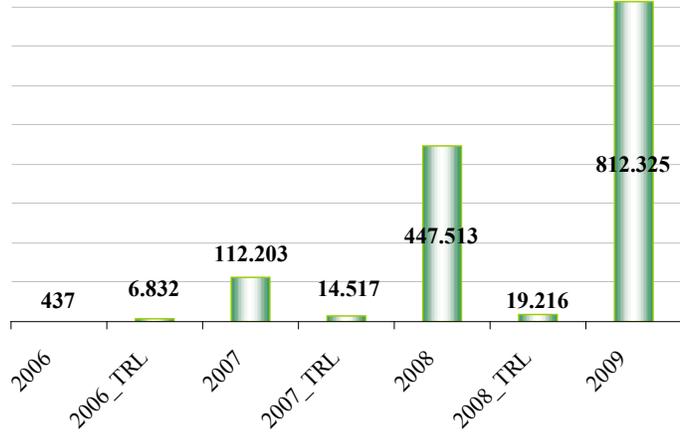
Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 è stato di € 88,05, in aumento rispetto al mese precedente (€ 86,69). E' proseguita la tendenza al rialzo dei prezzi dei CV anno 2009, anche se in modo lieve rispetto al mese precedente. Le aspettative circa il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE nel prossimo anno stanno dominando le contrattazioni in questa ultima parte dell'anno. Giova ricordare che tale prezzo di ritiro sarà noto solo alla fine dell'anno, quando sarà possibile calcolare il prezzo medio ponderato di tutti i CV scambiati attraverso il mercato del GME (sessioni organizzate + Piattaforma Bilaterali CV).

Da tale calcolo saranno esclusi sia i prezzi dei bilaterali, macroscopicamente lontani dai prezzi del mercato organizzato, sia i prezzi dei CV ritirati dal GSE nel 2009.

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

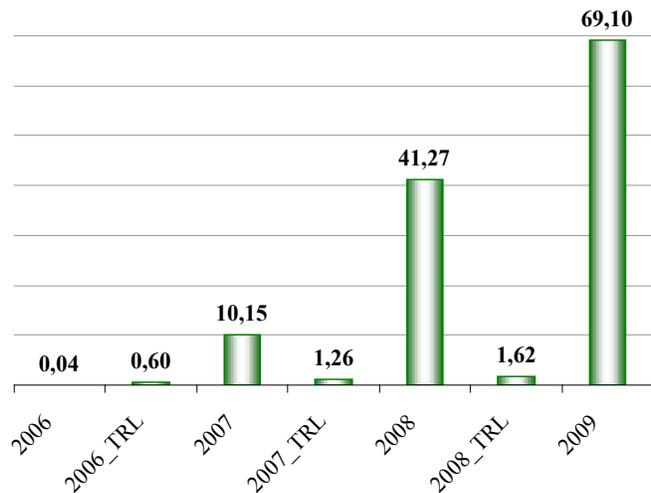
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2009 al 31 ottobre 2009)

Fonte: GME



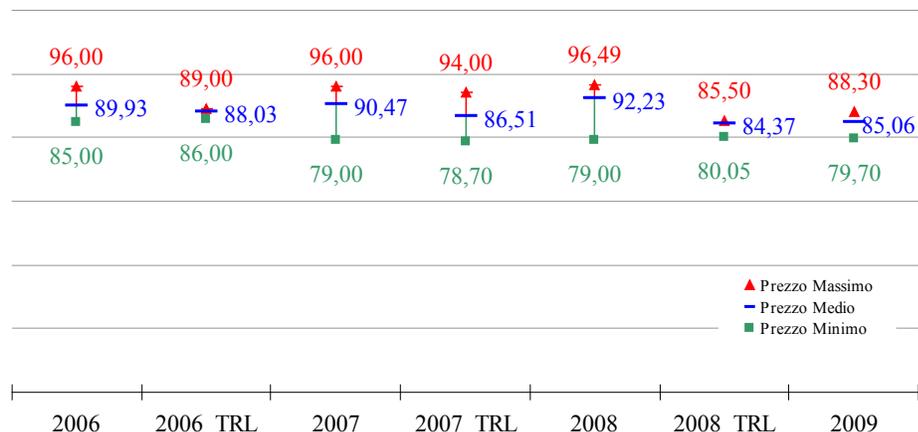
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni 2009). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (consuntivo sessioni 2009). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



▲ Prezzo Massimo
 - Prezzo Medio
 ■ Prezzo Minimo

ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/OTTOBRE 2009

A cura del GME

Nel mese di ottobre il prezzo delle unità di emissione relativamente al contratto Dicembre 09 ha registrato un incremento, passando dai 13,20 €/tonn di inizio mese ai 14,60 €/tonn di fine mese. La spinta verso l'alto è venuta fondamentalmente da alcuni dati economici positivi nell'economia statunitense che hanno innescato un rally nelle borse ed un'aspettativa

di crescita economica. Da sottolineare comunque come a fine mese alcuni dei dati pubblicati fossero in controtendenza rispetto al clima positivo che si era affermato solo qualche giorno prima, evidenziando ancora una volta come l'economia mondiale non sia del tutto uscita completamente dalla fase recessiva che ha caratterizzato lo scorso anno

e la prima parte dell'anno corrente. Nel corso del mese la media delle unità scambiate giornalmente è stata pari a 16,1 milioni di unità, in diminuzione rispetto ai 16,7 milioni di EUA dello scorso mese. Il totale dei volumi scambiati a ottobre ha superato di poco i 350 milioni di EUA, con un controvalore intorno ai 5 miliardi di €.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



PREZZI BIORARI PER I CONSUMATORI DOMESTICI: SOGNO O REALTÀ?

di Clara Poletti, IEFE - Università Bocconi

Correva il mese di dicembre dell'anno 2007 quando l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (l'Autorità) sottoponeva a consultazione il passaggio alle cosiddette "tariffe biorarie" per i clienti domestici serviti nell'ambito del servizio di maggior tutela, a condizioni regolate (doc. cons. n. 55/07). A valle della consultazione, nel maggio del 2008, la proposta veniva confermata (deliberazione n. 56/08). Dall'1 gennaio 2010 i prezzi dell'energia elettrica dei clienti domestici serviti in maggior tutela avrebbero, dunque, dovuto progressivamente convergere verso valori differenziati in base al periodo di consumo, ed in particolare in base all'ora (ore di punta F1 e ore di medio e basso carico F2,3) e al mese (mesi di alta stagione R1 e mesi di bassa stagione R2). La decisione era d'altronde coerente con la quasi contestuale riforma dei sistemi di profilazione convenzionale dei consumi non trattati su base oraria, verso il cosiddetto load profiling per fascia. Tutto lasciava supporre che l'Italia cominciasse a muoversi, in anticipo rispetto agli altri Paesi europei, verso un utilizzo su larga scala, sebbene ancora rudimentale, dei contatori elettronici. L'intervallo di tempo lasciato tra la decisione dell'Autorità e l'entrata in operatività della nuova struttura di prezzi doveva servire per preparare adeguatamente gli operatori (adeguamento sistemi informatici, necessaria riprogrammazione dei misuratori), ma anche i clienti finali (anche attraverso opportuni strumenti informativi), all'importante novità. I principali benefici attesi dall'intervento erano, da un lato, una più equa attribuzione dei costi ai consumatori sulla base del loro profilo di prelievo e, dall'altro, un miglioramento di efficienza nell'uso delle infrastrutture di rete e della capacità di generazione. Questo avrebbe dovuto, tra l'altro, favorire lo sviluppo della concorrenza anche nella vendita ai clienti domestici grazie a prezzi di tutela per quanto possibile allineati all'effettivo valore dell'energia nel mercato. Certo non tutti i consumatori avrebbero guadagnato dal passaggio alla nuova struttura tariffaria. Con corrispettivi di vendita non differenziati nel tempo (monorari) tutti i consumatori pagano un corrispettivo determinato sulla base del

profilo medio di consumo dei domestici. Con il passaggio a prezzi biorari i consumatori pagherebbero sulla base della propria distribuzione dei consumi tra ore di picco e ore fuori picco, alta stagione e bassa stagione. Dovrebbe quindi risparmiare chi già oggi ha consumi spostati verso ore/mesi meno costosi e sta oggi sussidiando i consumi di chi è invece spostato più verso ore/mesi più costosi, nonché chi riesce a cambiare il proprio profilo di prelievo verso periodi meno costosi. D'altronde, questo è il naturale ed auspicabile effetto di un migliorato segnale di prezzo. Come detto, l'applicazione di prezzi biorari può comportare per il cliente variazioni della spesa in aumento o in diminuzione, a seconda della distribuzione dei suoi consumi nelle fasce orarie e nei mesi. Data l'attuale metodologia di determinazione dei prezzi monorari ed il relativo profilo medio domestico utilizzato, l'Autorità ha dichiarato che il cliente avrà una riduzione di spesa se una quota non inferiore al 66% dei suoi consumi sarà distribuita nelle ore F2,3. Naturalmente il risparmio aumenta all'aumentare di questa percentuale, che tuttavia non è ragionevole possa superare l'80% di consumi concentrati nelle ore F2,3. Il numero di ore comprese nella fascia F2,3 è infatti circa il doppio di quelle F1 (ore F2,3 pari a 5966, ore in F1 pari a 2794). In questo caso estremo, dati gli attuali livelli dei corrispettivi, per un consumatore tipo con 3 kW di potenza impegnata e 2700 kWh di consumo nell'anno è ragionevole stimare un risparmio annuo dell'ordine dei 15 euro. Di segno opposto l'impatto per chi ha più del 34% dei consumi nelle ore di F1. Ad esempio, un consumatore con il 40% dei consumi in F1 potrebbe arrivare ad avere un aumento annuo attorno ai 30 euro.

Malgrado l'ampio preavviso, gli incontri con le associazioni dei consumatori, gli obblighi informativi imposti agli esercenti, la riforma ha subito un primo rinvio nell'agosto del 2009 (deliberazione ARG/elt 112/09), quando l'Autorità ha deciso di spostare al 1° aprile del 2010 l'entrata in operatività dei prezzi biorari per i domestici. Per migliorare ulteriormente il grado di consapevolezza dei clienti, con quella delibera l'Autorità ha disposto, tra l'altro, che gli esercenti la maggior tutela inserissero nei documenti di fatturazione una comunicazione circa la prevista applicazione di corrispettivi differenziati per fasce e per raggruppamenti di mesi e che questa comunicazione avvenisse tramite un testo approvato dall'Autorità (allegati A e B alla deliberazione ARG/elt 112/09). Non è trascorso molto tempo da allora ma già si parla di un ulteriore rinvio; sembra infatti che l'Autorità si appresti ad emanare un altro documento di consultazione, prorogando nuovamente il termine. Nel frattempo è stato sospeso l'invio del format di comunicazione deliberato ad agosto, disponendo la definizione di un nuovo format (deliberazione ARG/elt 149/09). Il dibattito in materia non vede comunque ancora un orientamento comune. Da un lato si discute della realizzazione delle cosiddette reti intelligenti rivolte a consumatori "smart", che aggiustano rapidamente i propri consumi al variare dei prezzi registrati ogni giorno nella borsa elettrica e, se conveniente, rivendono al mercato la propria energia. Dall'altro si ha paura degli effetti di un prezzo definito ex-ante e mediato su ampi sottoinsiemi di ore. Sarebbe urgente, invece, una ricomposizione della discussione su una linea unitaria.

Tabella 1 - Mesi di alta e bassa stagione

R1 – Mesi di alta stagione	Gennaio, febbraio, giugno, luglio, novembre, dicembre
R2 – Mesi di bassa stagione	Marzo, aprile, maggio, agosto, settembre, ottobre

Tabella 2 - Ore di punta e medio-basso carico

F1 – Ore di punta	Dalle 8 alle 19 dei giorni feriali (dal lunedì al venerdì)
F2,3 – Ore di medio e basso carico	Dalle 19 alle 8 dei giorni feriali, il sabato, la domenica e negli altri festivi

UN POSSIBILE STRUMENTO DI INTERVENTO TRASPARENTE DELLO STATO NELL'ECONOMIA: I MERCATI REGOLATI

[CONTINUA DALLA PRIMA]

la remunerazione della capacità che potrebbero contribuire a conseguire questi obiettivi.

Occorre tuttavia riflettere sul fatto che sebbene tali obiettivi abbiano un rilevante valore economico per la collettività, il mercato, inteso come insieme degli operatori privati, non può da solo risolvere i problemi che si frappongono al loro conseguimento.

Tali problemi riguardano principalmente la difficoltà di stipulare contratti di lungo termine a causa del costo delle garanzie di controparte. Sia nel caso di contratti OTC sia nel caso di un mercato regolato con una controparte centrale privata tali costi di fatto riducono, fino ad annullarla, la redditività di ogni investimento che fondi le sue motivazioni su logiche di lungo termine.

E' questo il motivo per cui non esistono mercati regolati di lungo termine non solo nel settore elettrico, ma anche nel settore energetico (si pensi ad esempio al mercato petrolifero, dove a livello mondiale, i prodotti, fisici o finanziari non superano i dieci anni) e in molti altri settori economici nei quali essi potrebbero conseguire importanti benefici per la collettività. La principale eccezione riguarda, non casualmente, prodotti finanziari di lungo termine emessi dagli Stati, ovvero dalla controparte che fornisce le massime garanzie.

La crisi ha posto gravi dubbi sull'efficienza dei mercati ed ha riproposto in modo vistoso il problema dell'intervento pubblico nell'economia.

Di fatto gli Stati hanno svolto un ruolo di garanzia ex post sul sistema finanziario, ruolo che tuttavia non era predefinito né nella misura, né nei tempi, né nei criteri selettivi.

Tali interventi, pure indispensabili nel contesto

che si era delineato, lasciano tuttavia grande incertezza sulla reale ripartizione dei ruoli e dei rischi tra Stati e operatori privati del mercato.

Per ripristinare la fiducia nell'economia di mercato è dunque necessario che tali ruoli vengano definiti ex ante attraverso strumenti che assicurino trasparenza e non discriminazione negli interventi degli Stati.

Uno strumento efficace in quest'ottica può essere rappresentato proprio dai mercati regolati gestiti da soggetti pubblici.

Se la controparte centrale è un soggetto pubblico di elevata autorevolezza, capacità finanziaria e stabilità istituzionale, possono essere creati mercati regolati nei quali il ruolo pubblico può essere svolto in modo trasparente.

A fronte di obiettivi pubblici ben definiti cui corrispondano evidenti benefici attesi per la collettività, la controparte centrale pubblica può assumersi una quota dei rischi di controparte, il cui valore sia commisurato ai benefici collettivi, promuovendo quegli investimenti, o più in generale quei comportamenti, che gli operatori privati non assumerebbero in assenza dell'intervento pubblico. Un primo esempio, sia pure limitato, di tale logica di intervento è stata attuata proprio con la partenza del nuovo mercato a termine nel settore elettrico. In tale ambito è stato infatti definito un meccanismo di mutualizzazione che, riducendo i rischi a carico del GME, consente allo stesso di ridurre l'onerosità della partecipazione a tale mercato. Tale meccanismo è applicabile proprio per la natura pubblica del GME, essendo in tal modo esclusa ogni forma di sussidio o di turbativa del mercato.

Questo modello è replicabile in molteplici

settori.

Ad esempio per il petrolio e per il metano è possibile la creazione a livello internazionale di nuovi mercati regolati di lungo termine per conseguire in modo efficiente obiettivi di adeguatezza dell'offerta e di stabilizzazione dei prezzi. Tali mercati dovrebbero essere basati su un sistema di garanzie che non sia solo un sistema finanziario quale quello attualmente gestito dai soggetti privati che controllano il NIMEX o l'ICE, ma un sistema al tempo stesso finanziario e politico, nel quale alcune garanzie vengano fornite dagli Stati attraverso l'Istituzione pubblica delegata a svolgere la funzione di controparte centrale.

Ma lo stesso modello può essere applicato anche in settori diversi da quello energetico: può essere un modello per rendere l'intervento pubblico trasparente e coerente con il mercato, consentendo agli Stati di svolgere la propria funzione strategica senza sacrificare l'economia di mercato.

In alcuni casi tale modello di intervento può avere un carattere transitorio, anche per sollecitare l'iniziativa privata a corrispondere con un'adeguata offerta ad una domanda di servizi che, per certi versi, presenta aspetti di carattere assicurativo.

In altri casi l'intervento pubblico può essere più adeguatamente ed efficacemente posto in atto attraverso una regolazione indipendente di tipo avanzato.

In tutti i casi è essenziale che l'intervento pubblico recuperi quelle caratteristiche di trasparenza ed imparzialità che lo rendano compatibile con il mercato e che consentano di continuare a guardare al mercato stesso come strumento insostituibile per incrementare l'efficienza ed il benessere collettivo.

CERTIFICATI VERDI: TRASFERIMENTO DELL'OBBLIGO E ALLOCAZIONE DEI COSTI

DI ENERGY ADVISORS

Da molte parti si è denunciata nelle scorse settimane la situazione di confusione che si è determinata sul mercato dei contratti bilaterali, per effetto delle innovazioni introdotte con la Legge Sviluppo del luglio scorso quanto al regime dei Certificati Verdi. Si vedano la segnalazione dell'Autorità al MSE del 30 settembre, l'intervento di Clara Poletti sul precedente numero di questa Newsletter, quanto emerso nel corso di recenti seminari e convegni e considerazioni di analisti e centri di ricerca. Non entriamo ora nel merito dei cambiamenti introdotti, limitandoci al riguardo a notare come la bulimia normativa in materia di rinnovabili non possa che provocare crisi di rigetto; quanto alla sostanza, ci ritroviamo pienamente nelle critiche già espresse dall'AEEG (il trasferimento dell'obbligo di acquisto dei CV per un verso è inutile e per un altro complica notevolmente il sistema). Dato che ormai la legge è questa e le recriminazioni sono inutili, cerchiamo piuttosto di capire quali siano i fattori che creano confusione. Diciamo subito che a prima vista i problemi posti dal trasferimento dell'obbligo,

da risolvere con il decreto attuativo che il MSE dovrà emanare entro febbraio 2010, non dovrebbero impattare ora il mercato, dal momento che gli effetti delle possibili soluzioni, sia nella "tracciabilità" dell'energia prelevata, sia nella definizione della nuova quota minima si avranno soltanto nel 2011. I prezzi 2010, perché di questo si tratta, non dovrebbero quindi risentirne.

La confusione nasce in realtà dalle diverse modalità con cui molti analisti da un lato e la stragrande maggioranza dei produttori elettrici da un altro, calcolano la traslazione sui prezzi finali del costo dei CV. In buona sostanza è una squisita questione bilancistica, che ruota intorno all'attribuzione dell'anno di competenza dell'obbligo. Da parte degli analisti,

soprattutto di estrazione finanziaria, si tende a considerare come anno di competenza quello in cui sorge l'obbligo, quindi l'anno in cui si immette in rete energia non rinnovabile. A partire dal 2001 quindi i produttori/importatori avrebbero dovuto accantonare un fondo da utilizzare l'anno successivo, quando acquistano i CV per assolvere all'obbligo (tralasciamo ora che in realtà i CV per lo più vengono acquistati un anno dopo ancora, dovendo essere annullati entro il 31 marzo del terzo anno). In questa impostazione i CV del 2009

collocano direttamente i costi nell'anno successivo (nel 2002 per i CV relativi al 2001, nel 2003 per quelli dovuti per il 2002 e così via). I costi per i CV sulla produzione/importazione del 2009 graveranno quindi sull'esercizio 2010 e per questa semplice ragione i prezzi dell'energia per i contratti 2010 comprendono ancora gli oneri per i CV. Questa scelta è certamente discutibile e probabilmente sarebbe stata più corretta (sotto il profilo bilancistico) la soluzione dell'accantonamento, ma ormai è prassi consolidata, accettata dalle società

di revisione ed avallata esplicitamente, sin dal 2002, da quello che allora si chiamava Ministero delle Attività Produttive e sostanzialmente anche dall'AEEG. Sotto questo profilo la Legge Sviluppo non introduce alcun cambiamento, anzi, a nostro avviso rafforza la tesi a favore della soluzione adottata dai produttori. Mentre infatti il Decreto Bersani (D. lgs. 79/99) faceva decorrere l'obbligo "dall'anno 2001" (con adempimento all'anno successivo), la Legge 99/09, trasferisce l'obbligo "a decorrere dall'anno 2011" (in relazione all'energia prelevata l'anno precedente). Il meccanismo è identico, ma la nuova formulazione consente più agevolmente di attribuire

l'anno di competenza, ai fini del bilancio, all'anno di adempimento e non a quello di origine dell'obbligo. Se, come crediamo, la confusione che si è diffusa sul mercato deriva essenzialmente dal conflitto tra le aspettative di contrazione dei prezzi e la realtà di prezzi che non scendono (almeno non per la voce CV) questa spiegazione dovrebbe essere sufficiente e dovrebbe essere fornita in modo trasparente ai clienti. In realtà non vi sarebbe quindi motivo di rinviare di un anno la decorrenza del trasferimento dell'obbligo, come sembra ormai altamente probabile, ma ben venga il rinvio, se è un'occasione per riflettere sulle controindicazioni al trasferimento evidenziate dall'AEEG e ripensare tutta la manovra.



sono "spesati" nel 2009 (con apposito fondo) e quindi nel 2010 i produttori non avrebbero più oneri al riguardo. Ne consegue che i prezzi dell'energia per il 2010 non dovrebbero più contenere la componente a copertura dei CV e quindi scendere di altrettanto (diciamo intorno ai 4 €/MWh).

Nella realtà le cose stanno andando diversamente, i prezzi non registrano questa discesa e di qui lo sconcerto dei clienti finali. Nessuna speculazione da parte dei produttori, semplice effetto di una diversa imputazione dei costi a bilancio. A partire da Enel, che ha trasmesso l'impostazione assunta alle Genco e quindi ai loro acquirenti, la stragrande maggioranza dei produttori, non accantonano alcun fondo nell'anno in cui sorge l'obbligo, ma

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 16 ottobre 2009 | “Approvazione delle modifiche alla disciplina del mercato elettrico in materia di mercato infragiornaliero e mercato a termine” | pubblicato il 19 ottobre 2009 | Download |

Il Ministero dello Sviluppo Economico, in data 16 ottobre 2009, ha approvato, con proprio Decreto, le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, introdotte in materia di mercato infragiornaliero (MI) e di mercato a termine (MTE).

Il decreto in oggetto dispone l'approvazione da parte del Ministro dello Sviluppo Economico delle modifiche proposte dal GME, in conformità al dettato normativo posto dagli articoli 3, commi 1 e 2 (istituzione del Mercato Infragiornaliero), e 10, commi 3 e 4 (evoluzione dei Mercati a Termine e adeguamento del sistema di garanzie del GME) del Decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 aprile 2009, recante “Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici” (nel seguito: D.M. 29 aprile 2009).

Il Decreto in parola dispone, inoltre, che il Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, allegato al medesimo e formante parte integrante e sostanziale dello stesso, risulta comprensivo anche delle modifiche precedentemente approvate con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31 luglio 2009 (pubblicato nella G.U. n. 197 del 26 agosto 2009).

Il Decreto 16 ottobre 2009 dispone, infine, in conformità alle tempistiche previste dal combinato disposto degli articoli 6, comma 1, e 10, comma 5, del D.M. 29 aprile 2009, che l'efficacia delle modifiche approvate decorre dal 31 ottobre 2009.

In relazione alle modifiche in commento, l'Autorità ha espresso parere positivo con le deliberazioni PAS 14/09 del 4 agosto 2009, PAS 17/09 del 24 settembre 2009 e PAS 20/09 del 15 ottobre 2009.

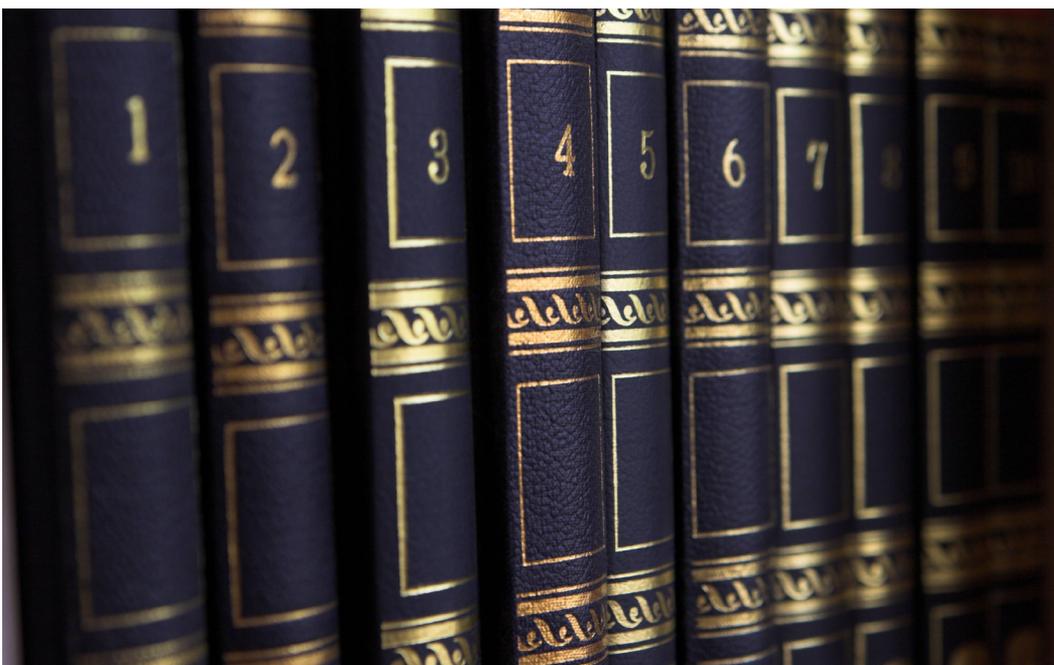
Delibera AEEG ARG/elt n. 138/09 e Delibera AEEG ARG/elt n. 142/09 | rispettivamente dal titolo “Integrazione alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 per l'introduzione di un meccanismo di mutualizzazione della quota residua di rischio in capo al Gestore del Mercato elettrico nell'ambito della gestione del sistema di garanzie ai sensi dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009” ed “Ulteriori integrazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 in merito al meccanismo di mutualizzazione della quota residua di rischio in capo al Gestore del Mercato elettrico nell'ambito della gestione del sistema di garanzie ai sensi dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009” | pubblicate rispettivamente l'1 ottobre 2009 e l'8 ottobre 2009 | Download | Download |

L'Autorità mediante il primo dei provvedimenti in oggetto, Delibera ARG/elt n. 138/09, introduce nell'ambito del sistema di gestione delle garanzie del GME, in applicazione di quanto disposto dall'articolo

10, comma 3, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 29 aprile 2009, un meccanismo di mutualizzazione a copertura della quota residua di rischio ulteriore rispetto ad un predefinito livello di rischio massimo posto a carico del GME.

L'introduzione del meccanismo di mutualizzazione de quo, effettuata mediante l'inserimento dell'articolo 49bis all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 del 9 giugno 2009, come successivamente modificata ed integrata, risulta funzionale - come in precedenza segnalato dalla medesima AEEG con Delibera PAS 4/08 del 4 agosto 2008 - ad individuare una soluzione volta a consentire una sensibile riduzione dei costi di transazione connessi alle negoziazioni sul Mercato a Termine dell'Energia (MTE) gestito dal GME e al suo sviluppo come piattaforma di negoziazione liquida di contratti a termine di durata mensile, trimestrale e annuale.

Con il secondo dei provvedimenti in commento, Delibera ARG/elt n. 142/09, ad ulteriore integrazione e completamento delle disposizioni normative disciplinanti il meccanismo di mutualizzazione sopra richiamato, l'Autorità introduce un secondo comma all'articolo 49bis, volto ad assicurare al GME, in caso di insufficienza dei mezzi propri, la tempestiva messa a disposizione - previa comunicazione da parte dello stesso Gestore - da parte della medesima Autorità,



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

delle somme necessarie ad effettuare, nel rispetto delle tempistiche ordinarie di regolazione dei pagamenti del mercato elettrico, la liquidazione dei pagamenti a favore degli operatori propri creditori.

Comunicato agli operatori dell'AEEG | “Obbligo di comunicazione a GME degli acquisiti e delle vendite di contratti a termine nonché delle quote di capacità disponibile oraria su cui l'operatore di mercato ha delega ad offrire nel MGP” | pubblicato il 6 ottobre 2009 | Download |

Con la presente nota si segnala la pubblicazione da parte dell'Autorità di un comunicato agli operatori dal titolo “Obbligo di comunicazione a GME degli acquisiti e delle vendite di contratti a termine nonché delle quote di capacità disponibile oraria su cui l'operatore di mercato ha delega ad offrire nel MGP”.

Mediante tale comunicato, l'AEEG ha posticipato i termini per l'inoltro delle dichiarazioni inerenti gli acquisti e le vendite di contratti a termine negoziati sul mercato elettrico da rendersi al GME da parte degli operatori di mercato, qualificati come “rilevanti” e, pertanto, assoggettati all'obbligo di quanto previsto dall'articolo 8, comma 4, della delibera ARG/elt n. 115/08 del 6 agosto 2008, come successivamente modificata ed integrata (nel seguito: TIMM).

In particolare, l'Autorità, al fine di consentire che la pubblicazione della lista completa degli operatori di mercato “rilevanti” avvenga con un congruo margine di anticipo, rispetto ai termini temporali stabiliti per l'adempimento del succitato obbligo, rende noto che l'avvio dell'attività di comunicazione - da effettuarsi previa registrazione sulla Piattaforma Dati Esterni (PDE) sviluppata ad hoc dal GME - viene posticipato al mese di gennaio 2010, con riferimento a tutti i contratti a termine conclusi da parte degli operatori “rilevanti”, nel corso del mese di dicembre 2009, in luogo del mese di novembre 2009, precedentemente indicato.

Rimane, di contro, invariato il termine temporale, stabilito al 31 gennaio 2010, per l'obbligo di comunicazione al GME di

tutti i contratti a termine conclusi, da parte degli operatori “rilevanti”, nel corso dei precedenti mesi del 2009 (1 gennaio 2009 – 30 novembre 2009).

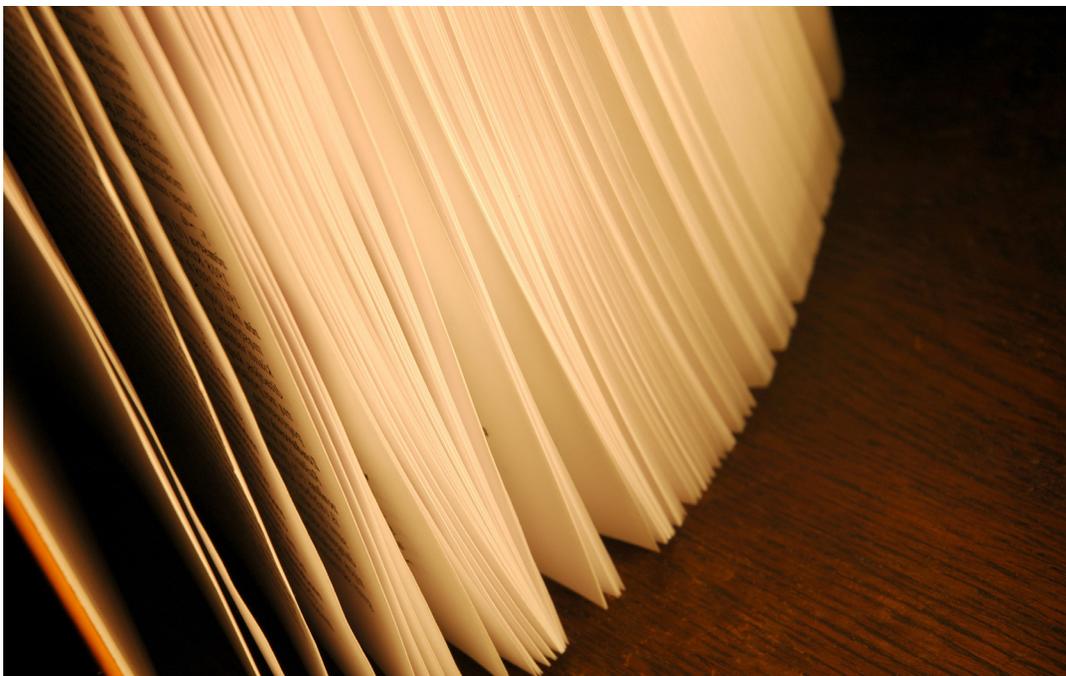
Delibera AEEG GOP n. 42/09 | “Avvio di procedimento per l'attuazione delle disposizioni in materia di avvalimento, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, delle società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. e Acquirente Unico S.p.A., ai sensi dell'articolo 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99” | pubblicata il 22 ottobre 2009 | Download |

Con la delibera in commento l'Autorità avvia un procedimento volto all'attuazione delle disposizioni normative di cui all'articolo 27, comma 2, della legge n. 99/09. Tale comma prevede che l'AEEG, ai fini del rafforzamento dell'attività di tutela dei consumatori - con particolare riferimento alle funzioni di pubblicizzazione e diffusione della conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi di valutazione dei reclami, delle istanze o segnalazioni da parte degli utenti, nonché delle attività tecniche di accertamento e verifica dei costi posti a carico dei clienti finali quali maggiorazioni o ulteriori componenti del prezzo finale

dell'energia - si avvalga, senza maggiori oneri a carico della finanza pubblica, del GSE S.p.A. e dell'A.U. S.p.A..

In una prima fase di ricognizione relativa all'identificazione delle attività che possono essere svolte in regime di avvalimento, l'Autorità delibera che intende:

- tramite la società GSE S.p.A. predisporre:
 - a) verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione, di cui alla deliberazione n. 60/04 del 22 aprile 2004, secondo le modalità indicate nel Regolamento per le verifiche sugli impianti di produzione approvato con la deliberazione n. 215/04 del 14 dicembre 2004;
 - b) accertamenti sugli impianti di produzione di energia elettrica per la verifica della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari degli impianti di produzione;
 - c) accertamenti sul riconoscimento degli oneri da Emission Trading;
 - d) accertamenti sulla conformità delle modalità di effettuazione del servizio di misura da parte dei distributori di energia elettrica alle norme applicabili in materia di misurazione.
- tramite la società A.U. S.p.A.



procedere alla:

a) gestione dello “Sportello del consumatore” sulla base del Regolamento dello Sportello per il consumatore di energia di cui alla deliberazione GOP n. 28/08 del 14 maggio 2008 e successive modifiche e integrazioni;

b) progettazione e realizzazione di un sistema informativo centralizzato avente ad oggetto la gestione dei profili descrittivi dei clienti finali, dal momento che tale sistema informativo costituisce un elemento essenziale per la tutela dei consumatori nel mercato liberalizzato sia dell’energia elettrica che del gas.

L’AEEG specifica che tale elenco di attività, da non considerarsi esaustivo, potrà essere integrato o modificato con riferimento alle esigenze operative della medesima Autorità ovvero in considerazione degli esiti delle consultazioni con i soggetti interessati dalla regolazione dei settori dell’energia elettrica e del gas.

Per quanto sopra indicato, l’AEEG comunica che, in esito all’attuazione del provvedimento in oggetto, provvederà ad adottare entro il 31 dicembre 2009, sentite le società GSE S.p.A. e A.U. S.p.A., nonché la Cassa Conguaglio per il settore elettrico e la Guardia di Finanza, un disciplinare volto a regolare i diversi aspetti connessi e conseguenti alle attività oggetto di avvalimento, tra i quali:

- vincoli di incompatibilità e obblighi di segreto d’ufficio che graveranno sui dipendenti delle predette società, nonché sugli eventuali esperti anche esterni incaricati dello svolgimento delle attività istruttorie o ispettive;

- aspetti relativi alla protezione dei dati personali o commerciali o sensibili e giudiziari;

- modalità di pianificazione e consuntivazione delle attività in relazione alle esigenze dell’Autorità, nonché di coordinamento e scambio di informazioni tra gli uffici dell’Autorità medesima e le unità operative delle società GSE S.p.A. e A.U. S.p.A. interessati dalle attività di avvalimento, nonché con la Cassa e con la Guardia di Finanza ove opportuno;

- le modalità di riconoscimento dei costi per le attività svolte dalle società GSE S.p.A. e A.U.S.p.A. in regime di avvalimento.

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 ottobre 2009 | “Atto di indirizzo al Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A. sulle modalità di fornitura di servizi specialistici in campo energetico” | pubblicato il 30 ottobre 2009 | Download |

Il Ministro dello sviluppo economico, in data 29 ottobre 2009, ha emanato il presente atto di indirizzo con il quale disciplina, ai sensi dell’articolo 27, comma 1, della Legge 23 Luglio 2009, n. 99, le modalità con cui il Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A. (nel seguito: GSE) fornisce servizi specialistici in campo energetico alle Amministrazioni Pubbliche individuate dall’articolo 1, comma 2, del D. lgs 30 marzo 2001, n. 165.

I servizi specialistici che il GSE è chiamato a fornire, individuati dall’articolo 1, comma 2, dell’atto di indirizzo in oggetto, riguardano:

a) la promozione, la diffusione e lo sviluppo delle fonti rinnovabili e della cogenerazione;

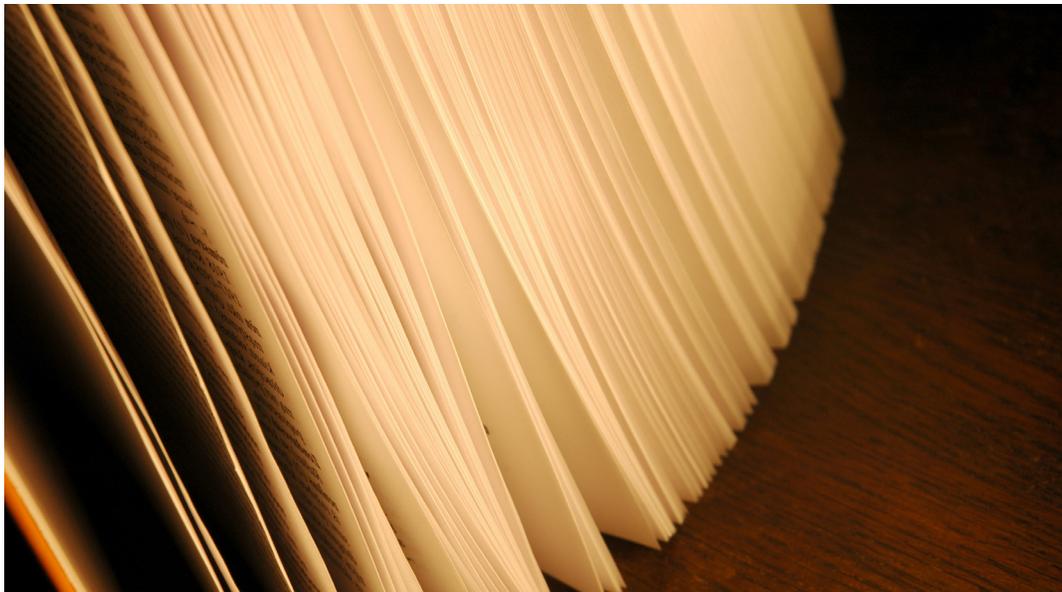
b) i meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da impianti cogenerativi, ivi incluse le modalità e le condizioni di accesso agli stessi;

c) l’efficienza energetica, in particolare tramite il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili.

Con riferimento alle modalità di fornitura di detti servizi specialistici, il decreto 29

ottobre 2009 stabilisce in particolare che, nei rapporti con gli Organi costituzionali e le Amministrazioni centrali dello Stato, la fornitura del servizio venga disciplinata mediante la sottoscrizione di una apposita convenzione, conclusa di volta in volta tra il GSE e l’amministrazione interessata, previa informativa al Ministero dello Sviluppo Economico; diversamente, nel caso di fornitura di servizi specialistici alle Regioni o alle province Autonome, il GSE dovrà procedere attraverso l’applicazione di una convenzione standard resa pubblica dal Gestore medesimo e approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Nelle disposizioni finali del decreto de quo (Art. 3), il Ministero dello Sviluppo Economico disciplina, inoltre, che i servizi specialistici sopra indicati potranno essere forniti, sotto il coordinamento del GSE, anche dai soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario, ciascuno nelle materie energetiche di rispettiva competenza e nel rispetto delle modalità e delle procedure di affidamento di cui al presente atto di indirizzo. Le disposizioni oggetto del provvedimento in commento, infine, sono da riferirsi ad una prima fase sperimentale di attuazione dell’articolo 27, comma 1, della Legge 23 Luglio 2009, n. 99 e potranno essere conseguentemente riviste o integrate in esito al superamento della suddetta fase sperimentale.



AGENDA GME

5-6 novembre

Cross Border Power Trading for the CEE & SEE Markets

Vienna, Austria

Organizzatore: Energy Forum

<http://www.energyforum.com/events/conferences/2009/cross-border-power-trading/>

18 novembre

La riforma del mercato elettrico italiano

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

18-19 novembre

E-MART

Barcellona, Spagna

Organizzatore: Synergy

http://www.emart-energy.com/Default/Home_4250.aspx

27 novembre

Prospettive del mercato ETS nel 2010-12 e carbon management: 10 giorni a Copenhagen

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

www.nomismaenergia.it

2 – 6 novembre

Oil & Gas Outlook Asia 2009

Monte Carlo, Monaco

Organizzatore: PennWell

www.deepoffshoretechnology.com

5-6 novembre

Cross Border Power Trading for the CEE and SEE markets

Vienna, Austria

Organizzatore: Energy forum

<http://www.energyforum.com>

6 novembre

XI Edizione Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche - Chiusura iscrizioni

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE - Sostenibilità

Ambientale Fonti Energetiche

www.safeonline.it/home

6 novembre

PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E RISPARMIO ENERGETICO.

Aspetti economici, finanziari, amministrativi e tecnici

Bari, Italia

Organizzatore: Promem, IFOC

www.promem.it



6 novembre

From the decentralised electricity market to the vertical 'oligopole'

Parigi, Francia

Organizzatore: OFCE-Nice, Gis Lars

www.gredeg.cnrs.fr

6 novembre

Industrie e tecnologie per lo sviluppo delle rinnovabili: quali prospettive per l'Italia?

Roma, Italia

Organizzatore: GSE, AGICI

www.agici.it

9 – 10 novembre

Nuclear Waste: The Challenge of Underground Storage and Disposal Conference

Londra, UK

Organizzatore: VIBevents

www.vibevents.com

9 – 13 novembre

19th International Photovoltaic Science and Engineering Conference and Exhibition

ICC Jeju, Corea

Organizzatore: PVsec

www.pvsec19.kr

10 novembre

The physical and financial markets - trading & settlement

Norvegia

Organizzatore: Nordpool

<http://www.nordpool.com/en/asa/General-information/training/The-Physical-and-Financial-Markets-09N202/>

10 – 11 novembre

13th annual Mexican Energy Conference

Mexico City, Messico

Organizzatore: Platts

www.platts.com

11 – 12 novembre
ENERGOFUTURA 2009
 Bratislava, Slovacchia
 Organizzatore: PAMIDA International Ltd.
www.energofutura.com

12 novembre
WEC-RNC Conference: Energy & Environment, European Climate Change Policy Beyond 2012
 Bucharest, Romania
 Organizzatore: WEC/ RNC & University
 Politehnica of Bucharest
www.cnr-cme.ro

12 novembre
Al fresco del sole - Il “solar cooling”: dal Patto dei Sindaci alle applicazioni sul territorio
 Roma, Italia
 Organizzatore: Provincia di Roma, Ambiente Italia

12 novembre
Options in the power market
 Norvegia
 Organizzatore: Nordpool
<http://www.nordpool.com/en/asa/General-information/training/Options-in-the-power-market-09N203/>

12 novembre
Extraction and Trade of Oil under Climate Policy: an Assessment Using the WITCH Model
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei, IEFÉ
www.iefé.unibocconi.it

12 novembre
COGENAinTOUR - Expo 2015: l'occasione per uno sviluppo efficiente
 Milano, Italia
 Organizzatore: Cogena, Il Sole 24 Ore Business Media
<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/cogenaintour/default.htm>

12 – 13 novembre
Managing Oil and Energy Risk
 Londra, UK
 Organizzatore: Platts
www.platts.com

12 – 13 novembre
La presentazione di progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi
 Roma, Italia
 Organizzatore: Fire
www.fire-italia.org

13 novembre
17th Annual U.S.-Canada Energy Trade & Technology Conference
 Boston, Usa
 Organizzatore: New England – Canada business council
www.necbc.org

16 novembre
Piani di Azione e Pianificazione Energetica Comunale: strumenti e tecniche
 Milano, Italia
 Organizzatore: Edizioni Ambiente, Sacert
www.reteambiente.it

16 novembre
Diritto per le energia rinnovabili - Terza edizione
 Milano, Italia
 Organizzatore: Aper
www.aper.it

16 - 17 novembre
3rd European Renewable Energy Policy Conference
 Bruxelles, Belgio
 Organizzatore: EREC
www.erec.org

16 – 18 novembre
Energy Delta Convention 2009
 Groningen, Olanda
 Organizzatore: EDC
www.energyconvention.nl

16 – 18 novembre
World National Oil Companies Downstream Congress
 Londra, UK
 Organizzatore: Terrapinn
www.terrapinn.com

17 novembre
Decreto anticrisi e norme di trasparenza del mercato: l'impatto della nuova regolazione sui modelli di elaborazione delle strategie di bidding
 Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

17 – 19 novembre
Houston Energy Financial Forum
 Houston, Usa
 Organizzatore: Pennwell
www.accessanalyst.net

18 novembre
Il Mercato Elettrico italiano post-riforma
 Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

18-19 novembre
E-MART
 Barcellona, Spagna
 Organizzatore: Synergy
http://www.emart-energy.com/Default/Home_4250.aspx

18 – 19 novembre
Mostra Convegno Annuale FIRE - Investire nell'efficienza energetica
 Sirmione, Italia
 Organizzatore: FIRE
www.fire-italia.it

18 – 20 novembre
International Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition 2009
 Pechino, Cina
 Organizzatore: Cina Renewable Energy Society (CRES) ed Euro-China Solar Promotion Association (ECSPA)
www.ipvsee.com

20 novembre
I nuovi finanziamenti europei per l'energia e l'ambiente
 Bologna, Italia
 Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

23 novembre
1° Master Management dell'Energia e dell'Ambiente
 Milano, Italia
 Organizzatore: Il Sole 24-Ore, BIP
www.ilsole24ore.com

24 novembre
4° Giornata sull'Efficienza Energetica nelle Industrie
 Milano, Italia
 Organizzatore: AIEE, Fondazione Megalia
<http://www.aiee.it>

24 novembre
Renewables & Energy Efficiency Summit
 Milano, Italia
 Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

24 – 25 novembre
10th Annual Alberta Power Summit
 Calgary, Canada
 Organizzatore: Incisivemedia
www.insightinfo.com

24 – 25 novembre
7th Annual Global Reserves Summit
 Londra, UK
 Organizzatore: Oil & Gas IQ
www.globalreservessummit.com

24 – 26 novembre
Klimaenergy '09
 Bolzano, Italia
 Organizzatore: Fiera di Bolzano
<http://www.fierabolzano.it/klimaenergy2009/appuntamenti-i.htm>

25 – 27 novembre
Egética-Expoenergetica 2009
 Valencia, Spagna
 Organizzatore: Fiera Valencia
www.egetica-expoenergetica.com

25 – 28 novembre
Enersolar +
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fiera Milano Tech, Artenergy Publishing
www.enersolar.biz

25 – 27 novembre
HTE-HI.TECH.EXPO 2009
 Rho, Italia
 Organizzatore: Artenergy
http://www.hitechexpo.eu/it/index_hte.asp

25 – 29 novembre
VII FORUM INTERNAZIONALE DELL'INFORMAZIONE PER LA SALVAGUARDIA DELLA NATURA - "Il clima che cambia: fatti, storie e persone"
 Viterbo, Italia
www.greenaccord.org

26 – 28 novembre
RENEXPO 2009
 Salisburgo
 Organizzatore: REECO Austria GmbH
www.renexpo-austria.at

30 novembre – 2 dicembre
The Annual European Power Generation Strategy Summit & Power Project Financing
 Praga
 Organizzatore: EPG, Aper
www.europeanpowergeneration.com

1 – 2 dicembre
**Advanced Contract Risk Management
 Europe for Oil & Gas**
 Aberdeen, UK
 Organizzatore: IQPC
www.contractriskmanagement.com

1 – 2 dicembre
The Nuclear Power Congress
 Naples, Usa
 Organizzatore: American Conferences
www.nuclearcongress.com

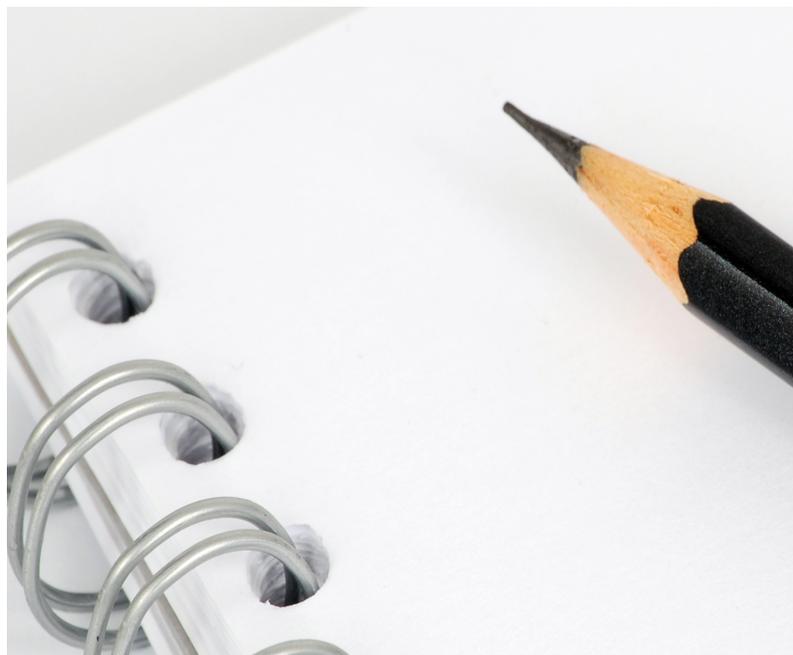
2 – 3 dicembre
Cleantech Forum XXV
 Beijing, Cina
 Organizzatore: Cleantech Group, LLC
<http://cleantech.com/cleantechforum/beijing09>

8 – 10 dicembre
**Emerging Unconventional Resources
 Conference & Exhibition**
 Shreveport, Usa
 Organizzatore: Pennwell
www.emergingunconventionalresources.com

12 – 15 dicembre
**Middle East and Africa Power and
 Energy Exhibition - " ELECTRICX "**
 Cairo, Egitto
 Organizzatore: Egytec
www.electricx-egypt.com

17 dicembre
**The Political Economy of Regulation:
 Theory and Evidence from U.S. States**
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei, IEFE
www.iefef.unibocconi.it

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



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 del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Gruppo Adnkronos

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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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