

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico:
luglio 2008
pagine 1, 2, 3 e 4

BORSE ELETTRICHE EUROPA

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

MERCATO DEI TEE ITALIA

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

MERCATO DEI CV ITALIA

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

BORSE CO₂ EUROPA

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

ANALISI

Prezzo del petrolio: uno sguardo ai
fondamentali
di Marzio Galeotti - Università di
Milano e IEFE - Bocconi
pagine 10 e 11

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 12

APPUNTAMENTI

pagina 13 e 14

GLOSSARIO

pagina 15 e 16

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/LUGLIO 2008

a cura del GME

Quello appena concluso è stato il mese dei record, alcuni attesi e facilmente prevedibili, considerata la marcata stagionalità dei prezzi e della domanda elettrica da un lato e la congiuntura internazionale del settore energetico dall'altro, altri, per contro, non del tutto scontati: si fa riferimento in particolare ai crescenti volumi attratti dalla borsa elettrica, che a luglio hanno superato i 22 milioni di MWh, ed alla liquidità del mercato, che ha raggiunto il valore medio di 70,7%. Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 13,82 €/MWh sul mese precedente (+16,6%) e

di 13,49 €/MWh (+16,1%) sullo stesso mese del 2007, si è portato a 97,32 €/MWh, massimo storico dall'avvio delle contrattazioni (Grafico 1). L'analisi per gruppi di ore rivela prezzi record nelle ore di picco, pari a 138,08 €/MWh (+3,53 €/MWh su base annua), e nei giorni festivi, pari a 83,08 €/MWh (+20,18 €/MWh). In forte crescita anche il prezzo nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi, pari a 66,46 €/MWh (+16,22 €/MWh) (Tabella 1). Tali dinamiche di crescita si sono però confermate decisamente più contenute rispetto a quelle osservate nelle principali borse europee, i cui prezzi sono più che raddoppiati rispetto ad un anno fa.

Anche i prezzi di vendita zionali sono ai massimi livelli storici, con la sola eccezione della Sardegna che ha segnato il suo record nel maggio scorso, con variazioni su base annua oscillanti tra il +6,4% del Centro-Nord ed il +73,2% della Sicilia.

Il prezzo dell'isola, dopo la flessione di giugno, è balzato a 153,77 €/MWh, anche in conseguenza di una ridotta offerta interna di alcuni impianti a ciclo combinato, protrattasi per quasi l'intero mese, sostituita da più costosi impianti termici tradizionali. Il Nord, con 88,64 €/MWh, si è confermata la zona con il prezzo più basso (Grafico 2).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2008	2007	Var vs 2007		Borsa		Sistema Italia		2008	2007
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Luglio	97,32	83,83	13,49	16,1%	29.571	3,7%	41.819	1,1%	70,7%	68,9%
<i>Giorno lavorativo</i>	102,27	92,39	9,88	10,7%	31.253	2,7%	44.248	-0,2%	70,6%	68,6%
<i>ore di picco</i>	138,08	134,55	3,53	2,6%	35.118	1,6%	50.022	-0,2%	70,2%	69,0%
<i>ore fuori picco</i>	66,46	50,24	16,22	32,3%	27.388	4,2%	38.473	-0,3%	71,2%	68,1%
<i>Giorno festivo</i>	83,08	62,90	20,18	32,1%	24.737	3,7%	34.836	2,2%	71,0%	70,0%
<i>Minimo orario</i>	23,90	21,67			17.782		26.855		66,2%	63,7%
<i>Massimo orario</i>	211,99	209,80			39.678		55.054		74,4%	73,5%

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/LUGLIO 2008

[CONTINUA]

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

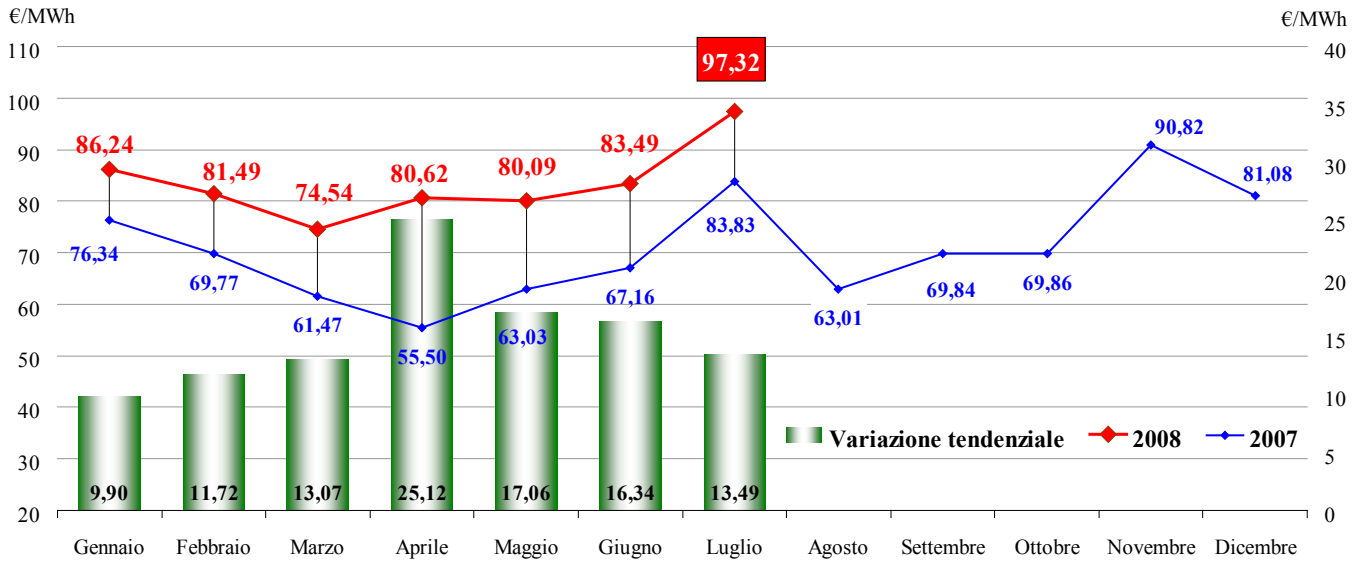
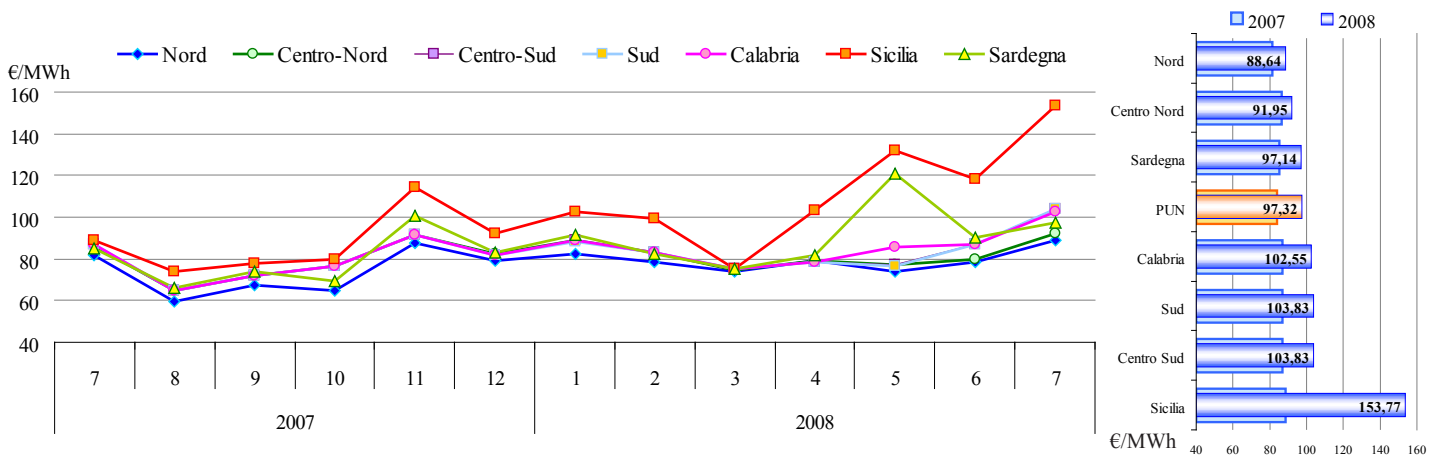


Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



A luglio nel Sistema Italia sono stati scambiati 31,1 milioni di MWh, record mensile assoluto, in aumento dell'1,1% rispetto allo stesso mese del 2007;

di questi 22,0 milioni di MWh sono stati transitati nella borsa dell'energia elettrica, segnando – come anticipato – un nuovo record anche per IPEX, con una crescita

annua del 3,7% (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato si è portata al 70,7%, massimo storico, con un aumento annuo di 1,8 punti percentuali (Grafico 3).

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/LUGLIO 2008

[CONTINUA]

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	22.001.063	3,7%	70,7%
Operatori	14.418.871	2,5%	46,3%
GSE	4.015.637	-0,5%	12,9%
Zone estere	1.913.769	26,3%	6,2%
Saldo programmi PCE	1.035.954	-13,9%	3,3%
Offerte integrative	616.832	54,3%	2,0%
Contratti bilaterali	9.112.064	-4,7%	29,3%
Bilaterali esteri	2.239.395	-20,5%	7,2%
Bilaterali nazionali	7.908.623	-0,5%	25,4%
Saldo programmi PCE	-1.035.954		-3,3%
VOLUMI VENDUTI	31.113.127	1,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	13.489.889	3,4%	
OFFERTA TOTALE	44.603.017	1,8%	

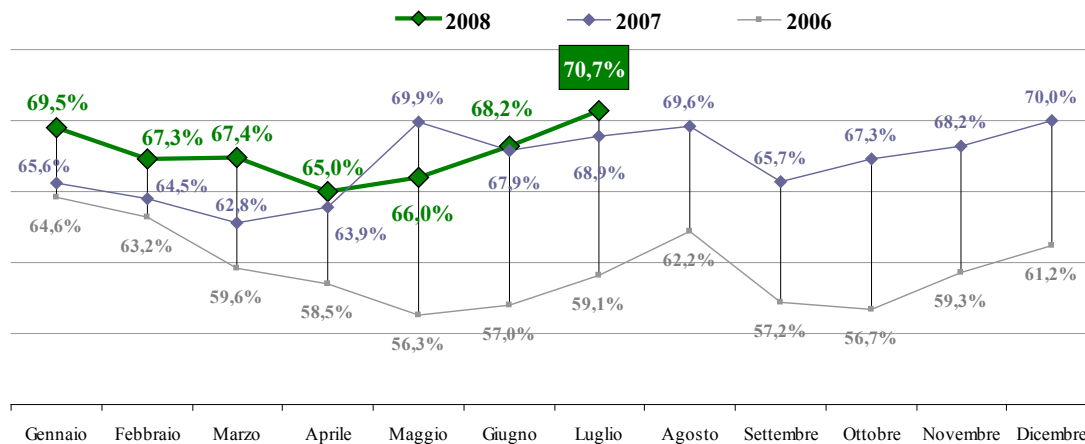
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	22.001.063	3,7%	70,7%
Acquirente Unico	7.510.286	-30,9%	24,1%
Altri operatori	13.332.954	48,6%	42,9%
Pompaggi	389.314	-33,3%	1,3%
Zone estere	373.538	65,1%	1,2%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
Offerte integrative	394.971	-29,8%	1,3%
Contratti bilaterali	9.112.064	-4,7%	29,3%
Bilaterali esteri	82.800	53,3%	0,3%
Bilaterali nazionali AU	1.559.874	20,4%	5,0%
Bilaterali nazionali altri operatori	7.469.390	-9,0%	24,0%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI ACQUISTATI	31.113.127	1,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.768.114	321,9%	
DOMANDA TOTALE	32.881.241	5,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'offerta di energia elettrica, pari a 44,6 milioni di MWh (59.950 MWh medi orari), è aumentata dell'1,8% (+1.049 MWh medi orari) rispetto a luglio 2007, scontando da un lato la crescita del 3,0% dell'energia offerta dalle unità di produzione nazionali (+1.597 MWh) e dall'altro la flessione dell'8,6% dell'offerta estera (-548 MWh) (Tabella 4). La domanda nazionale di energia elettrica (acquisti), pari a 30,7 milioni di MWh, ha segnato un modesto aumento (+0,5%), che è valso però il nuovo massimo storico. La crescita ha interessato la MzSud e le isole (soprattutto la Sicilia), ma non la MzNord, con una domanda in calo dell'1,7%. Le

esportazioni (acquisti sulle zone estere), di modesta entità (0,5 milioni di MWh), sono invece nettamente aumentate rispetto ad un anno fa (+62,8%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica nazionali (produzione), pari a 27,0 milioni di MWh (+1,9%), mai così alte, sono sensibilmente cresciute in tutte le zone, soprattutto nella MzSud, propiziate dalla riduzione del limite del transito "CentroNord-CentroSud"; fa eccezione la Sardegna con un calo del 10,6%. In diminuzione anche le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,2 milioni di MWh (-4,1%) (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela da un lato il calo su base annua delle vendite degli impianti termoelettrici tradizionali (-1.775 MWh in media oraria; -14,8%) e dall'altro l'aumento delle vendite degli impianti idroelettrici (+1.238 MWh; +24,0%), degli impianti a ciclo combinato (+635 MWh; +3,7%) e degli eolici (+285 MWh; +138,5%). Diversa situazione nella MzSicilia in cui alla già citata riduzione delle vendite degli impianti a ciclo combinato (-8,1%) ha fatto riscontro un rilevante aumento delle vendite da impianti termoelettrici tradizionali (+17,0%) (Tabella 5).

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/LUGLIO 2008

[CONTINUA]

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

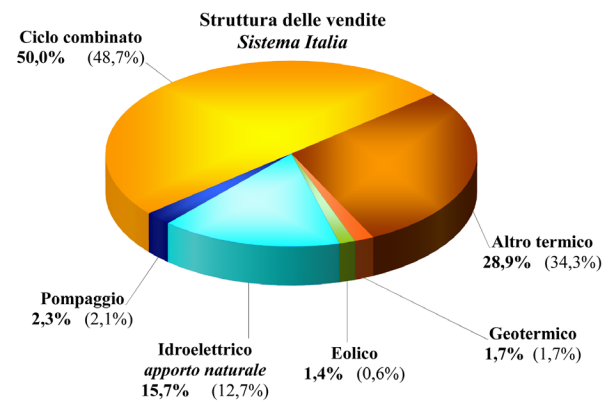
Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	20.916.795	28.114	+2,0%	14.666.893	19.714	+1,8%	16.520.516	22.205	-1,7%
MzSud	15.214.617	20.450	+7,2%	9.372.916	12.598	+3,7%	11.062.974	14.870	+2,9%
MzSicilia	2.385.254	3.206	-12,3%	1.875.695	2.521	+2,6%	1.946.044	2.616	+4,6%
MzSardegna	1.729.353	2.324	+5,2%	1.044.459	1.404	-10,6%	1.127.255	1.515	+3,7%
Totale nazionale	40.246.019	54.094	+3,0%	26.959.963	36.237	+1,9%	30.656.790	41.205	+0,5%
MzEstero	4.356.998	5.856	-8,6%	4.153.164	5.582	-4,1%	456.338	613	+62,8%
Sistema Italia	44.603.017	59.950	+1,8%	31.113.127	41.819	+1,1%	31.113.127	41.819	+1,1%

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	13.665	-6,3%	11.297	0,4%	2.290	-0,8%	1.271	-15,0%	28.523	-3,8%
Ciclo combinato	9.168	2,0%	6.502	9,6%	1.503	-8,1%	523	3,3%	17.695	3,7%
Geotermico	-	-	599	2,9%	-	-	-	-	599	2,9%
Altro termico	4.497	-19,8%	4.196	-11,4%	787	17,0%	749	-24,3%	10.229	-14,8%
Idroelettrico	5.574	26,3%	681	11,1%	97	10,1%	43	1,8%	6.395	24,0%
Apporto naturale	5.006	25,5%	505	25,2%	22	47,2%	31	37,6%	5.564	25,6%
Pompaggio	568	33,5%	176	-16,0%	75	2,5%	12	-39,8%	831	14,2%
Eolico	-	-	388	168,1%	72	108,9%	30	14,8%	490	138,5%
Totale Impianti	19.239	1,2%	12.365	3,0%	2.459	1,1%	1.345	-14,0%	35.407	1,1%
Off.Integrative	474	32,6%	233	60,4%	63	127,4%	59	784,5%	829	54,3%
Totale Vendite	19.714	1,8%	12.598	3,7%	2.521	2,6%	1.404	-10,6%	36.237	1,9%



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 a luglio, sono state 13,3 milioni di MWh, con una diminuzione dell'1,5% rispetto allo stesso mese del 2007; da rilevare

la crescita dei contratti standard (+11,5%), tra cui in particolare quella dei profili peak (+52,2%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 10,9 milioni di MWh (-1,9%). Nei conti

in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 10,1 milioni di MWh (-5,7%); nei conti in prelievo 9,1 milioni di MWh (-4,7%). In netto calo i volumi di programmi in immissione con indicazione di prezzo (Tabella 6).

Tabella 6: PCE, transazioni registrate e programmi

Fonte: GME

Profilo	Transazioni registrate			Programmi	Immissione			Prelievo		
	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	2.527.512	13,9%	19,1%	Richiesti	10.182.253	-5,4%	100,0%	9.112.064	-4,7%	100,0%
Off Peak	600.240	-26,6%	4,5%	di cui con indicazione di prezzo	211.631	-79,6%	2,1%	-	-	-
Peak	958.572	52,2%	7,2%	Registrati	10.148.019	-5,7%	99,7%	9.112.064	-4,7%	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	180.497	-82,6%	1,8%	-	-	-
Totale Standard	4.086.324	11,5%	30,8%	Rifiutati	34.234	1389,0%	0,3%	-	-	-
Totale Non standard	9.165.755	-6,4%	69,2%	di cui con indicazione di prezzo	31.134	1329,8%	0,3%	-	-	-
Totale	13.252.079	-1,5%	100,0%							
Posizione netta	10.878.706	-1,9%	82,1%	Saldo programmi	1.035.954	-13,9%				

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/LUGLIO 2008

A cura del GME

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

Nel mese di luglio il Brent rallenta la sua crescita, attestandosi a 132,84 \$/bbl e mostrando un incremento congiunturale dello 0,7%, il più basso degli ultimi 7 mesi, e tendenziale del 70,6%. Per contro la ripresa del tasso di cambio, tornato sui livelli record di aprile (+1,3% rispetto a giugno, +14,9% su base annua), determina il primo lieve deprezzamento nell'anno in corso del Brent in € (-0,6%), senza peraltro intaccarne in maniera decisa la crescita tendenziale (+48,5%). Le quotazioni dell'energia sulle principali borse europee evidenziano nel mese in oggetto un andamento divergente,

segnalando aumenti congiunturali su Omel (+16,9%), IpeX (+16,6%) e NordPool (+9,8%), a fronte di moderati ribassi osservati su EEX (-4,5%) e Powernext (-3,5%), che fanno seguito agli exploit del mese precedente. Il ranking delle borse si conferma relativamente stabile, con IpeX che consolida la posizione di borsa col prezzo più alto (97,32 €/MWh), seguita a più ampia distanza da Powernext (70,27 €/MWh) ed EEX (69,94 €/MWh). I forti incrementi tendenziali, già emersi durante il mese scorso, trovano conferma a luglio, caratterizzato dalla significativa crescita di IPEX (+16,1%), dal deciso rialzo di Omel (+77,2%) e soprattutto dai portentosi incrementi registrati su NordPool, EEX e Powernext

(rispettivamente +151,7%, +138,6%, +135,9%) che spingono i relativi prezzi su livelli più che doppi rispetto al 2007. La diminuzione del prezzo francese e tedesco e il contemporaneo aumento del prezzo italiano inducono un sensibile allargamento in termini congiunturali del differenziale tra Prezzo Unico Nazionale (Pun) e Prezzo Medio Europeo (PME)¹, attestato a 27,3 €/MWh, circa tre volte il valore di giugno. Tale divario si concentra prevalentemente nei primi 20 giorni del mese, mostrando segnali di riduzione nella parte finale. Su base annua si segnala, per contro, una netta riduzione del divario esistente tra i due prezzi, prossima al 50%.

Su tutte le borse europee, infine, anche nel mese di luglio, i volumi

scambiati risultano in moderata crescita tendenziale, compresa tra +3,5% di Omel e +17,3% di EEX, evidenziando la sola eccezione di Powernext (-7,6%). Le borse più grandi si confermano IpeX (22,0 TWh), al massimo storico di volumi scambiati, NordPool (21,0 TWh) e Omel (19,4 TWh), seguite dalle altre borse continentali con scambi sempre inferiori a 12 TWh.

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

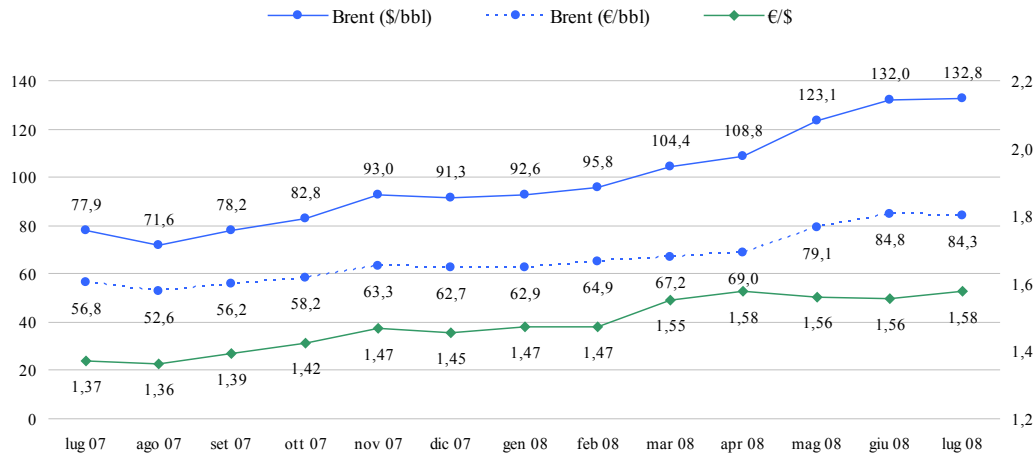
	Prezzi			Volumi (TWh)	
	Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
Brent (\$/bbl)	132,84	0,7%	70,6%		
Brent (€/bbl)	84,26	-0,6%	48,5%	-	-
Tasso di cambio €//\$	1,58	1,3%	14,9%		
IPEX (€/MWh)	Base	97,32	16,6%	22,0	3,7%
	Peak	138,08	18,9%		
	Off peak	66,46	8,5%		
	Festivo	83,08	13,7%		
EEX (€/MWh)	Base	69,94	-4,5%	11,3	17,3%
	Peak	92,35	-10,7%		
	Off peak	58,18	-2,0%		
	Festivo	54,65	-4,1%		
Powernext (€/MWh)	Base	70,27	-3,5%	3,8	-7,6%
	Peak	95,54	-12,5%		
	Off peak	56,30	1,9%		
	Festivo	54,02	-0,2%		
Omel (€/MWh)	Base	68,19	16,9%	19,4	3,5%
	Peak	76,58	17,2%		
	Off peak	61,05	16,8%		
	Festivo	66,38	15,7%		
NordPool (€/MWh)	Base	44,43	9,8%	21,0	7,2%
	Peak	50,63	-0,6%		
	Off peak	41,45	17,6%		
	Festivo	39,81	13,3%		
PME¹ (€/MWh)	Base	70,00	-4,3%	-	-
	Peak	93,14	-11,2%		
	Off peak	57,66	-1,0%		
	Festivo	54,48	-3,0%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/LUGLIO 2008

[CONTINUA]

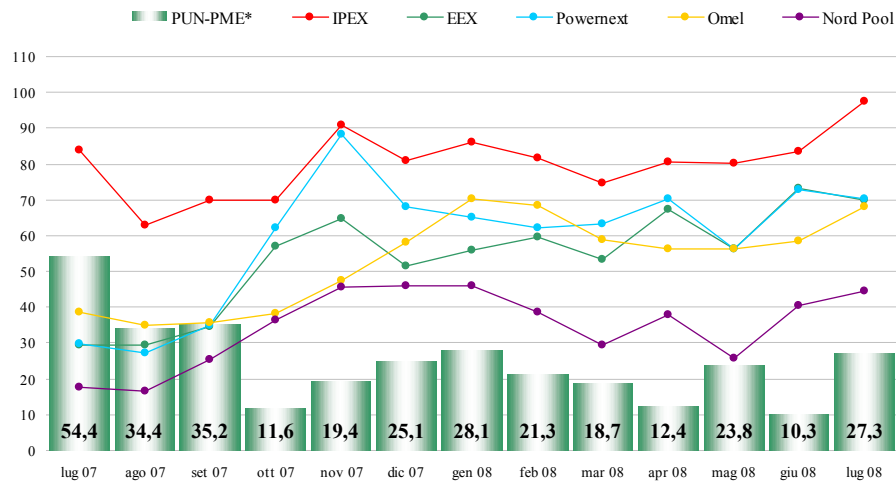
Brent e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



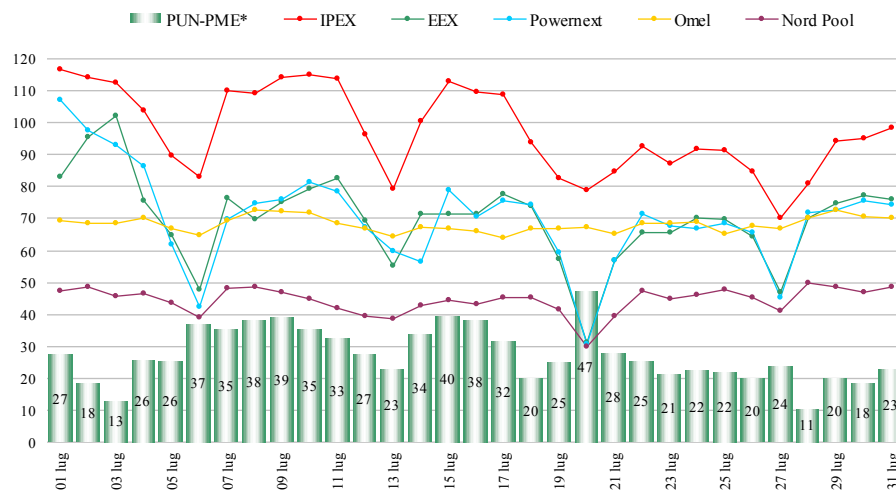
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

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

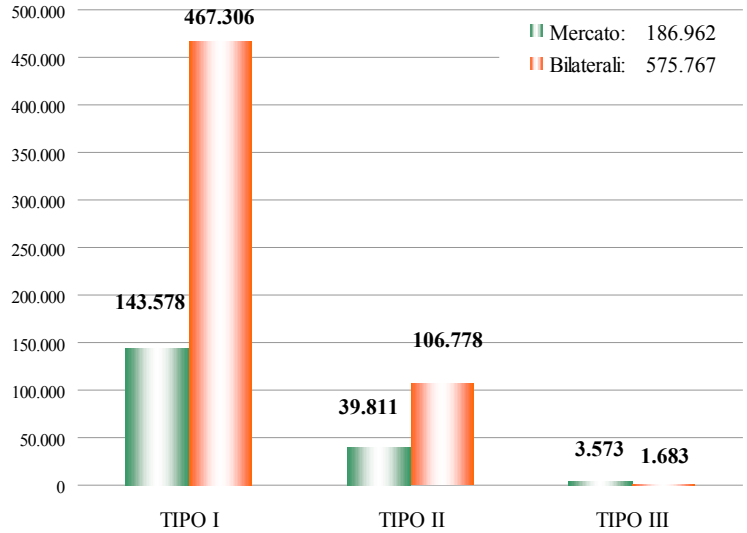
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ LUGLIO 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 18.624 TEE, con una riduzione di circa il 13% rispetto ai 21.409 TEE scambiati nel mese di giugno. Dei 18.624 TEE scambiati, 10.903 erano di Tipo I, in calo del 37% rispetto ai 17.527 scambiati in giugno, 6.438 di Tipo II, con un netto aumento rispetto ai 3.882 del mese precedente. Nel mese di luglio sono stati scambiati anche 1.283 titoli di Tipo III. Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I scambiati è stato di €68,11, in leggerissimo calo rispetto al prezzo medio ponderato di giugno (€68,29), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €67,98, in lieve aumento rispetto al prezzo medio ponderato di giugno (€67,14). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III del mese di giugno è stato di €22,37. La flessione dei volumi negoziati rispecchia una naturale diminuzione dell'attività nei mesi estivi. Continua invece il trend di allineamento dei prezzi dei TEE di tipo I e tipo II, scambiati attorno ai €68.00.

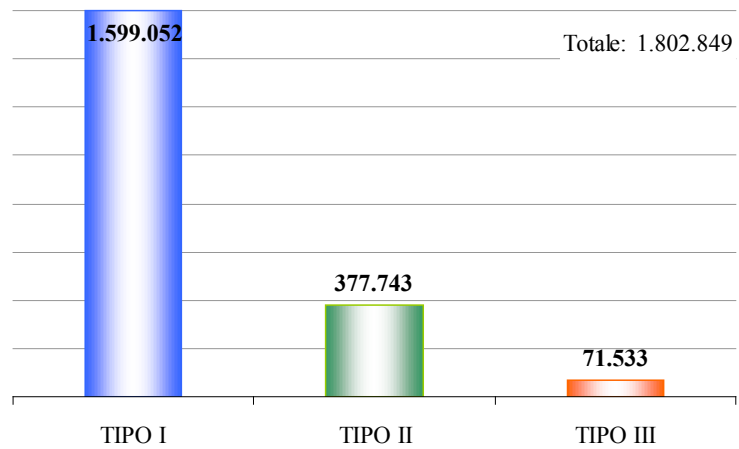
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2008 al 31 luglio 2008

Fonte: GME



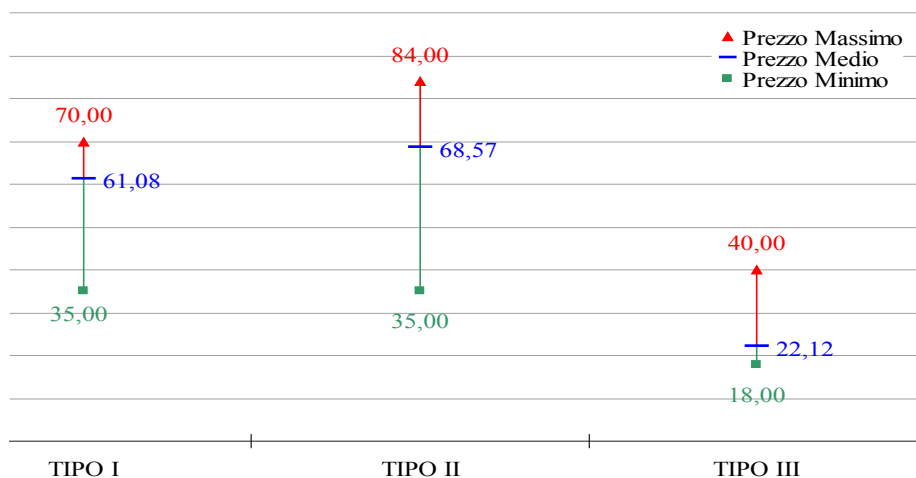
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/LUGLIO 2008

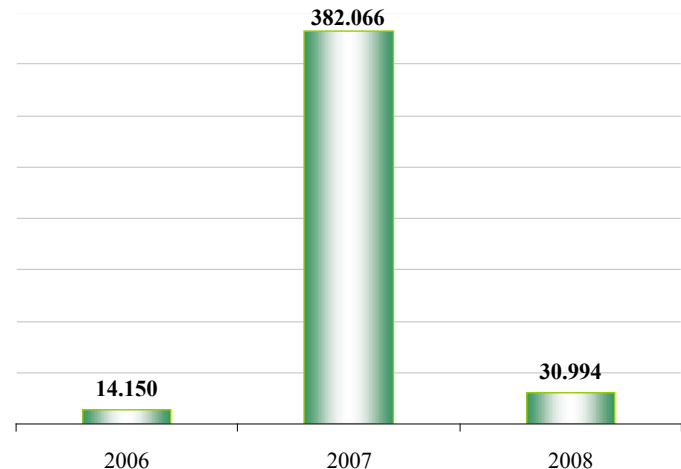
A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 15.708 CV¹, con volumi in leggero aumento rispetto ai 13.250 scambiati nel mese di giugno. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 5.318, più del doppio rispetto ai 2.200 scambiati nel mese di giugno, mentre i CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 10.390, in leggero aumento rispetto ai 10.000 scambiati nel mese precedente. Nel mese di luglio non sono stati scambiati CV con anno di riferimento 2006, a differenza dei 1.050 CV scambiati a giugno. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €78,28, in calo di €5,80 rispetto al mese precedente. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato invece di €78,39, con una flessione di circa il 7% rispetto agli €84,24 del mese di giugno. I volumi, in lieve rialzo, ed i prezzi, in notevole calo rispetto al mese precedente, mostrano l'esigenza di cassa da parte di alcuni venditori, con una domanda di CV sempre piuttosto debole, sia in previsione di un'ulteriore discesa dei prezzi, sia a causa di un naturale rallentamento dell'attività di scambio durante il periodo estivo.

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

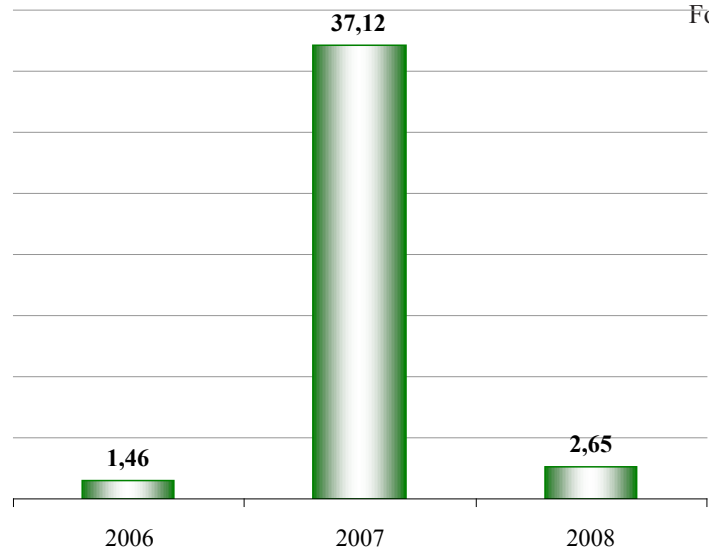
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2008 al 31 luglio 2008)

Fonte: GME



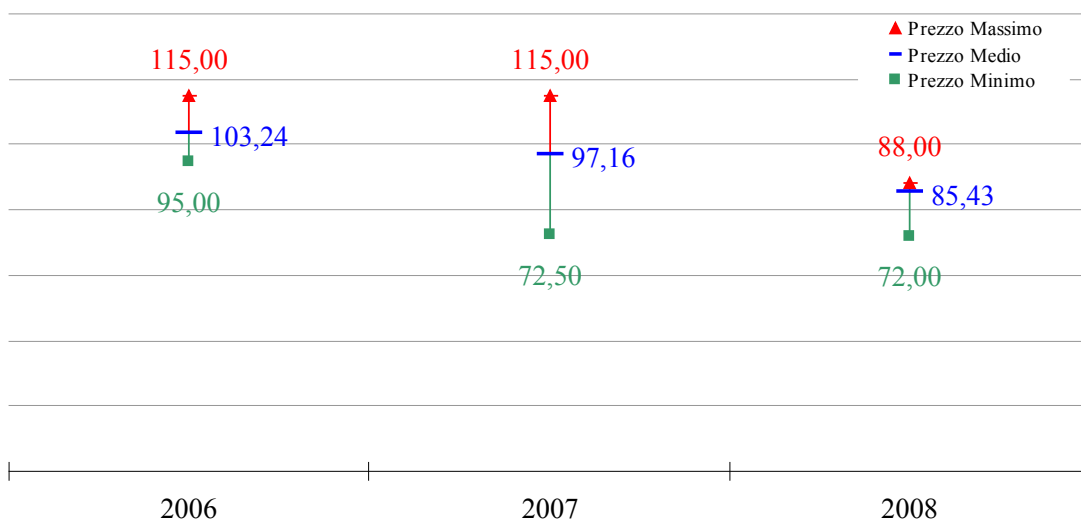
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni 2008). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/LUGLIO 2008

A cura del GME

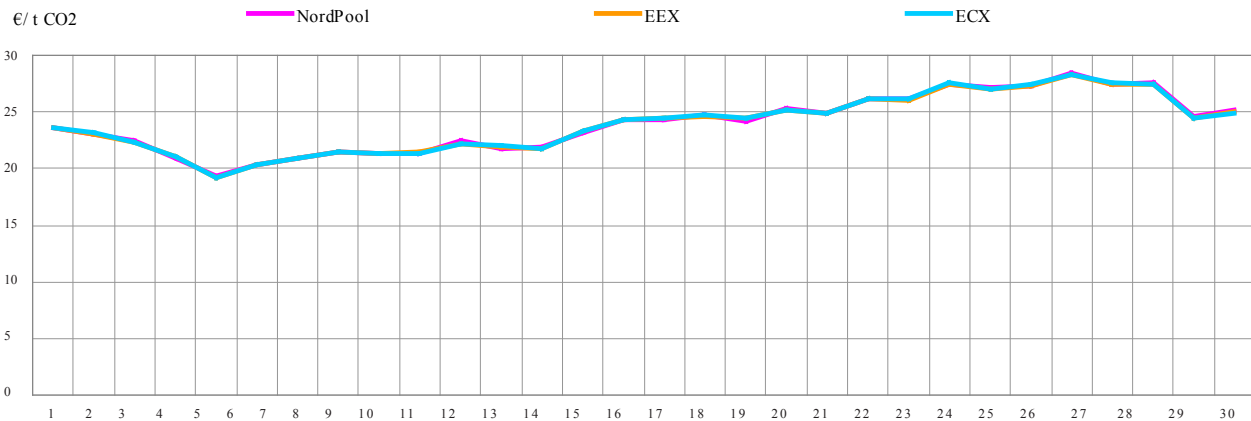
Il mese di luglio ha fatto registrare una forte volatilità dei prezzi delle EUA nei mercati spot e forward, che si sono mossi, per quanto riguarda il contratto EUA 2008, in un range molto ampio tra €23.50 e €28.00. Nella prima metà del mese il prezzo dell'EUA 2008 ha mostrato una forte correlazione con il prezzo del petrolio nei mercati internazionali, scambiando sopra €27.00, con il Brent ai livelli record di \$138/barile. Nelle settimane successive il mercato del carbon in generale ha iniziato a registrare una notevole volatilità, con prezzi in veloce discesa, che sembrano aver trovato un supporto attorno ai €23.00-24.00, valori più realisticamente vicini ai fondamentali attuali del mercato. Nella sola giornata del 16 luglio, il contratto EUA

2008 ha perso quasi il 6% del suo valore, rispetto al giorno precedente, chiudendo poi la settimana a €24.30. L'accentuata volatilità nel mercato ha significato anche un aumento della liquidità nelle borse e nei mercati OTC, ed in particolare del volume degli scambi nei contratti EUA 2008, 2009 e 2010, con lo spread EUA 2008-2010 che si è assottigliato a inizio mese, per poi tornare sopra €2.00. L'aumento degli scambi rispecchia anche i dati pubblicati dal tradizionale sondaggio di fine semestre condotto da Pointcarbon, dove si evidenzia come, nei soli primi sei mesi del 2008, il mercato globale del CO₂ abbia mostrato 1.8 miliardi di crediti scambiati, per un controvalore di €38 miliardi, pari al valore totale del 2007. La maggior parte dei volumi avviene in ambito EU ETS, anche se il mercato dei crediti

da meccanismi flessibili di Kyoto (CER e ERU) ha registrato un aumento di oltre il 20% rispetto al primo semestre 2007. Per quanto riguarda il mercato spot delle EUA relative al secondo periodo 2008-2012, persiste lo stato di incertezza concernente il rilascio delle quote 2008 nei Registri europei da parte degli Stati Membri. Sono attualmente otto i Paesi europei che hanno provveduto al rilascio delle EUA per il 2008, con Francia, Lussemburgo e Portogallo che si sono aggiunti nel corso del mese di luglio. Questa situazione impedisce ancora oggi alle borse spot europee, tra cui la piattaforma offerta dal GME, di offrire alle aziende incluse nell'EU ETS uno strumento utile ed efficace per regolare le loro posizioni, con anticipo e sfruttando prezzi favorevoli, rispetto all'obbligo 2008.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



2008

PREZZO DEL PETROLIO: UNO SGUARDO AI FONDAMENTALI

di Marzio Galeotti - Università di Milano
e IEFE - Bocconi

Nonostante che in questi ultimi giorni il prezzo del petrolio stia osservando, come si dice, una pausa di riflessione, per aiutare a capire se alla ripresa dopo l'estate il greggio riprenderà la sua corsa rialzista è utile soffermarsi sui fondamentali del mercato internazionale, anche approfittando della pausa mediatica sul tema della speculazione. Quale punto di partenza, forse scontato, è bene ricordare che il petrolio è una risorsa finita: le sue riserve in una data incerta del futuro più o meno lontano si esauriranno. Questo in linea di principio implica che a fronte di un'offerta destinata a diventare sempre più elastica, in presenza di una domanda positiva il prezzo finirà inevitabilmente per crescere. La questione è dunque il ritmo a cui il prezzo è destinato a crescere e ciò dipende dall'evoluzione soprattutto futura della domanda e dell'offerta. Le condizioni attuali sono rilevanti soprattutto nella misura in cui influenzano l'evoluzione futura e le nostre attese relativamente a tali tendenze. Qual è stato dunque l'andamento recente e quali le attese circa i consumi di petrolio? Guardando ai dati riportati dal World Economic Outlook 2008 del Fondo monetario internazionale (FMI) la domanda globale di petrolio ha registrato un aumento nel 2007 rispetto all'anno precedente passando da 84.9 a 85.8 milioni di barili/giorno. Nel 2008 l'attesa è di un ulteriore aumento a 87.5 milioni. Questa tendenza nasconde, tuttavia, una leggera flessione dei consumi dei paesi OCSE e dei paesi dell'ex-Unione sovietica cui fanno fronte significativi incrementi in Cina e nei paesi del Medio oriente. La crescita della domanda in quelle regioni appare alimentata, oltre che dall'espansione dell'economia, dai generosi sussidi accordati ai prodotti petroliferi. E' notizia recente che proprio l'elevatissimo prezzo del petrolio sta inducendo alcuni paesi, soprattutto del continente asiatico (India, Taiwan, Malaysia, Indonesia e ultimamente la stessa Cina), a tagliare almeno parte dei sussidi esistenti per alleggerire il peso sulle loro pubbliche finanze. Le attese a più lungo termine di crescita dei consumi di petrolio, secondo le proiezioni

del World Oil and Gas 2007 dell'Eni, indicano, da qui al 2020, un'aggiunta di poco più di 2 milioni di barili/giorno da parte dei paesi OCSE e ben 16 milioni di barili/giorno da parte dei paesi non-OCSE. Secondo l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) i consumi globalmente raggiungeranno i 116 milioni di barili/giorno nel 2030, con un incremento del 37% rispetto al 2006. L'incremento medio annuo sarà pari a 1.3%, ma in Cina sarà del 3.6% ed in India del 3.9%. Non va dimenticato che questi consumi sono destinati soprattutto al settore dei trasporti che ne assorbe circa il 60%. In effetti, mentre l'incremento di qui al 2020 dei consumi nei paesi non-OCSE riguarderà equamente i trasporti e gli altri settori, nei paesi OCSE gli altri settori registreranno una flessione che sarà totalmente compensata dall'incremento dei consumi nel settore dei trasporti. Questo è un elemento essenziale di qualunque eventuale strategia di politica economica avente il fine di ridurre i consumi di petrolio. Guardando il mercato del petrolio dal lato dell'offerta, trattandosi – come detto – di una risorsa esauribile, è opportuno iniziare con qualche considerazione relativa alle riserve (quelle “provate”). Periodo dopo periodo lo stock globale di riserve tende a ridursi man mano che il greggio viene estratto dal sottosuolo (viene cioè “prodotto”), ma viene contestualmente incrementato dalle aggiunte conseguenti alla scoperta e sviluppo di nuovi giacimenti (le più recenti scoperte si registrano in Iran meridionale, con tre giacimenti capaci di produrre 500, 525 e 1100 milioni di barili). La produzione annuale di greggio deve dunque essere in grado di soddisfare la crescita dei consumi del periodo, il normale declino di produttività dei giacimenti esistenti e l'aumento della capacità produttiva che rimane inutilizzata volontariamente o meno. Le riserve mondiali di petrolio sono passate dai 969 miliardi di barili del 1 gennaio 1965 ai 1026 miliardi della stessa data del 2000 e a 1148 miliardi ad inizio 2007. Di questi, 900 milioni sono controllati dalle compagnie dei paesi dell'OPEC e 184 milioni fanno capo ai paesi non-OPEC non-OCSE (essenzialmente i paesi ex-sovietici della regione del Caspio). Secondo le analisi dell'Eni i paesi OPEC hanno dato al mondo riserve aggiuntive

di petrolio per 82 miliardi di barili nel periodo 1995-2001 ed 85 nel periodo 2001-2007, mentre i paesi non-OPEC non-OCSE, che avevano dato solo 5 miliardi di barili in più nell'ultimo quinquennio del secolo scorso, ne hanno forniti ben 44 in più nel periodo 2001-2007. Il rapporto tra riserve e produzione passa da 39 anni nel 1965 a 38 nel 2000 e tale resta nel 2007: nonostante tutte le disquisizioni su cosiddetto “picco del petrolio”, ciò indica che ad oggi non vi sono segni evidenti di un esaurimento delle riserve, almeno a livello mondiale. Nel 2007 la produzione mondiale di petrolio è stata di 85.6 milioni di barili, il 41% proveniente dai paesi OPEC ed il 24% dai paesi OCSE. Se guardiamo tuttavia l'evoluzione temporale della produzione, notiamo che questa è stata essenzialmente stazionaria dal 2005 fino agli inizi di quest'anno, con conseguente significativa erosione della capacità produttiva inutilizzata per far fronte alla domanda crescente. L'andamento della produzione presenta inoltre andamenti differenziati tra regioni: vi è un inevitabile declino per il progressivo esaurimento delle riserve nel Mare del nord (Norvegia) e in Messico; una riduzione per ragioni geopolitiche in taluni paesi come la Nigeria; una flessione non immediatamente spiegabile nella produzione dell'Arabia Saudita. Questo paese – lo “swing producer” di greggio – vede calare la produzione per la deliberata riduzione della quota decisa in sede di cartello OPEC, ma forse anche per la difficoltà di espansione conseguente alla difficile reperibilità sul mercato delle necessarie risorse di capitale umano e strumentale. A fronte di una domanda di petrolio alquanto dinamica, il rallentamento della produzione porta alla quasi scomparsa della capacità produttiva inutilizzata dal 2002 fino al 2005, capacità che si mantiene poi su livelli comunque alquanto ridotti. Vi è inoltre un aspetto legato al declino della produttività dei giacimenti: ipotizzando un tasso medio annuo di declino del 4.5%, si ha che ogni anno sono necessari 3.8 milioni di barili/giorno solo per compensare tale declino ed evitare che la produzione decresca. Quando la produzione cresce, cresce conseguentemente la nuova capacità produttiva richiesta ogni anno per compensare il declino.

PREZZO DEL PETROLIO: UNO SGUARDO AI FONDAMENTALI

[CONTINUA]

Una dimensione rilevante del problema visto dal lato dell'offerta è che gran parte della capacità produttiva in eccesso dell'Arabia Saudita riguarda una tipologia di greggio "heavy sour" particolarmente difficile e quindi costoso da raffinare. In effetti, come nota l'Eni, mentre i greggi leggeri e a basso tenore di zolfo sono i più apprezzati dalla raffinazione per ottenere prodotti (come i carburanti) di qualità elevata, la maggiore parte della produzione mondiale è oggi formata da greggi medi e pesanti ad alto tenore di zolfo. Ciò si accompagna a crescenti problemi del sistema della raffinazione, rivelatosi insufficiente soprattutto a partire dal 2000, con una conseguente compressione dei margini di capacità inutilizzata, oggi pari al 10% circa su scala mondiale, secondo quanto riporta Nomisma energia. Nel complesso emerge il quadro di una domanda dinamica, oggi e per le prossime decadi, a fronte della quale vi è un'offerta che stenta a tenere il passo. L'espansione dei consumi ha reso la Cina a partire dal 1993 un importatore netto di greggio ed ha azzerato la capacità di esportazione dell'Indonesia, la quale ha appena ritirato la propria adesione al cartello dell'OPEC. Secondo il sito TheOilDrum.com molti dei paesi produttori, anche dell'OPEC, sono destinati di qui al 2030 a ridurre significativamente il proprio export di greggio.

Il World Energy Outlook 2007 dell'AIE giudicava le riserve di petrolio sufficienti a soddisfare la crescita prevista della domanda al 2030, con la produzione che diventa progressivamente più concentrata nei paesi OPEC, sulla base "dell'assunzione che i necessari investimenti siano realizzati". Una considerazione conclusiva va allora fatta proprio per gli investimenti in esplorazione e sviluppo di nuove riserve di petrolio. Uno studio condotto nell'ambito del World Economic Outlook 2008 del FMI mostra che gli investimenti nel triennio 2004-2006 sono cresciuti del 70% in termini nominali: tuttavia, se deflazioniamo le somme con la media dei prezzi di petrolio e gas, vediamo che in termini reali quegli investimenti aumentano in maniera modesta. In presenza di prezzi del greggio crescenti l'incertezza circa la durata della fase rialzista ha inizialmente trattenuto gli investimenti, ma questa non è stata più una motivazione accettabile successivamente. I problemi sono stati allora quelli di costi elevati in relazione alle crescenti complessità geologiche e tecnologiche dell'esplorazione, spesso in zone geografiche difficili, ed in relazione alla generale scarsità di attrezzature idonee, di lavoro qualificato, di frequenti arresti della produzione e ritardi di progettazione, talvolta causati da modifiche dei termini contrattuali da parte dei paesi concedenti. L'analisi

econometrica del FMI mostra che il ritardo tra il trend dei prezzi – nello studio catturato dall'indice di capacità produttiva in eccesso – e gli investimenti è di circa tre anni, un periodo che è andato aumentando negli anni recenti. E' andato pure aumentando il tempo necessario per tradurre gli investimenti in produzione a causa del prevalere di progetti di esplorazione e sviluppo più complessi (acque profonde al largo del Brasile, Golfo del Messico, Africa occidentale, sabbie oleose canadesi, perforazioni nel circolo polare, progetti siberiani). E' possibile che gli "altri liquidi" possano dare un contributo tangibile all'offerta complessiva di fonti di petrolio? Le cosiddette fonti non convenzionali – scisti bituminose, sabbie oleose, petrolio polare, biocarburanti, gas naturale liquido – hanno rappresentato in questi ultimi anni una quota crescente del totale. Tuttavia, oltre a usare più energia per essere prodotte di quella che esse contengono, l'AIE prevede per esse un ruolo molto ridotto di qui al 2030. In conclusione, i problemi dell'offerta sembrano piuttosto significativi e non risolvibili in tempi brevi, tempi durante i quali le previsioni danno i consumi in continua crescita.

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Deliberazione AEEG ARG/elt 97/08 - Disposizioni urgenti per l'esercizio del servizio di dispacciamento e avvio di procedimento per la modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 | 23 luglio 2008 | Download

La Delibera *de qua* è stata adottata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito AEEG) in risposta alle comunicazioni inviate da Terna Spa:

-la lettera della società Terna SpA (di seguito: Terna), prot. TE/P2008011042 del 22 luglio 2008, con la quale la medesima società ha comunicato, tra l'altro, la stima del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento (di seguito: *uplift*) (di seguito: prima lettera);

-la lettera di Terna, prot. TE/P2008011043 del 22 luglio 2008, con la quale Terna ha inviato una relazione in merito alle criticità nel dispacciamento del sistema elettrico in Sicilia ed in Sardegna (di seguito: seconda lettera).

Con la prima lettera Terna ha comunicato una previsione del valore dell'*uplift*, che rappresenta il corrispettivo socializzato a copertura degli oneri per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento (servizi di risoluzione delle congestioni di rete, mantenimento in sicurezza della rete elettrica, adeguamento del margine di riserva).

La previsione di questo valore per il trimestre luglio-settembre 2008 è di 7,8 €/MWh.

Tale valore è il più alto tra quelli sino ad ora registrati e risulta secondo valutazioni dell'AEEG *insostenibile per gli oneri da*

esso derivanti. Nella seconda lettera, Terna ha rilevato che nei periodi di alto carico (corrispondenti a circa 15 settimane l'anno per la Sicilia e 8 settimane l'anno per la Sardegna) tutte le unità di produzione connesse con la rete elettrica in Sicilia e in Sardegna risultano necessarie alla copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva; inoltre comunica che nelle stesse zone, in alcune condizioni di funzionamento, è necessario limitare la potenza disponibile delle unità di produzione di cui sopra per garantire il funzionamento sicuro del sistema.

Considerato che, rispetto all'*uplift* Terna ha diversi strumenti a sua disposizione per potere operare un contenimento di detta spesa netta, l'AEEG ritiene necessario che:

-Terna provveda entro il 31 luglio 2008 per la Sicilia e Sardegna ad inserire nell'elenco delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06 tutte le unità che ritiene appunto necessarie alla copertura del fabbisogno con adeguati margini di riserva;

-Terna verifichi entro il 31 luglio 2008 la presenza di eventuali situazioni analoghe a quelle rilevate per la rete elettrica in Sicilia ed in Sardegna sul resto del territorio nazionale, al fine dell'identificazione di eventuali unità di produzione da inserire nell'elenco di cui all'articolo 63 della deliberazione n. 111/06;

-Terna riveda, in riduzione, la previsione dell'*uplift* per il periodo luglio/settembre 2008, tenendo conto delle disposizioni della presente deliberazione;

-sia opportuno avviare un procedimento al fine di verificare le modalità per incentivare Terna ad adottare soluzioni efficienti nel dispacciamento dell'energia elettrica, ipotizzando che una soluzione a questo scopo

sia quella di porre una correlazione tra la remunerazione del medesimo servizio e la differenza tra la spesa netta dalla stessa sostenuta su MSD e la spesa corrispondente all'erogazione del servizio con adeguati livelli di efficienza, perseguiti attraverso l'utilizzo di tutti gli strumenti a disposizione di Terna. L'AEEG prevede che tale procedimento si concluda entro il 30 novembre 2008.

In data 1 agosto 2008 Terna ha stabilito il corrispettivo unitario relativo al terzo trimestre 2008 di cui all'articolo 44, comma 44.3 della deliberazione AEEG n. 111/06, fissandolo in 0,6900000 centesimi di Euro/kWh (<http://www.terna.it/default.aspx?tabid=215>).

Documento di consultazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - DCO 24/08 Fondamenti e razionali delle zone: impatto potenziale sul mercato elettrico | 1° luglio 2008 | Download

Con il documento di consultazione *de quo*, predisposto dalla Direzione Mercati dell'AEEG, l'Autorità ha avviato un procedimento di valutazione della proposta della società Terna Spa (di seguito: Terna) di revisione triennale del numero e dell'estensione delle zone nel mercato elettrico.

Il contenuto del documento riportava una valutazione quantitativa dell'impatto della nuova proposta di separazione della rete rilevante in zone con riferimento alle due zone (Nord-Ovest e Nord-Est) a valere sul territorio oggi ricompreso nella zona Nord.

Il termine ultimo per inviare le osservazioni era stato fissato per il 29 luglio u.s., al fine di poter addivenire all'eventuale nuova ripartizione delle zone del mercato elettrico.

30 SETTEMBRE, 8° IES - ITALIAN ENERGY SUMMIT, PROBLEMI E PROSPETTIVE DEL MERCATO ELETTRICO IN ITALIA

AGENDA GME

Il GME parteciperà a...

29 – 30 settembre

8° IES - Italian Energy Summit

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore Formazione - IBC Global Conferences

link » [vai alla pagina informativa](#)

2 – 3 ottobre

ZEROEMISSION ROME 2008

La sfida al CO2: dal Protocollo di Kyoto al 2020

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy

link » [vai alla pagina informativa](#)

12 – 15 ottobre

Apex Conference 2008

Sydney, Australia

Organizzatore: Association of Power Exchanges

link » [vai alla pagina informativa](#)

10 – 14 agosto

2nd international conference on energy sustainability

Florida

Organizzatore: ASME

link » [vai alla pagina informativa](#)

20-22 agosto

3rd Canadian Solar Buildings Conference

Fredericton, New Brunswick, Canada

Organizzatore: Solarbuilding Canada

link » [vai alla pagina informativa](#)

27-28 agosto

Indonesia Power

Jakarta, Indonesia

Organizzatore: Abf Asia

link » [vai alla pagina informativa](#)

28 agosto

Energy for Mega Cities

Bucharest, Romania

Organizzatore: WEC Romania ed Electrica SA

link » [vai alla pagina informativa](#)

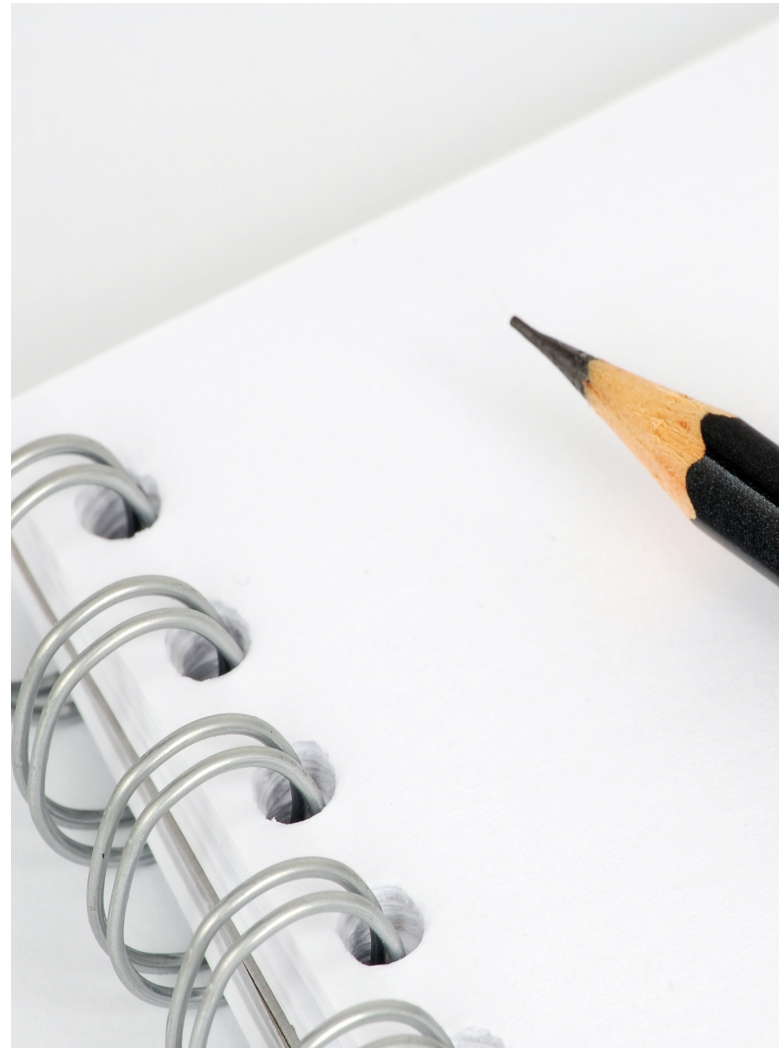
1 – 5 settembre

23nd european photovoltaic solar energy conference and exhibition

Valencia, Spagna

Organizzatore: WIP – Renewable Energies

link » [vai alla pagina informativa](#)



3 – 6 settembre

29th International SFOA Bürgenstock Conference, the international Forum for Derivative Markets

Interlaken, Svizzera

Organizzatore: The Swiss Futures and Options Association (SFOA)

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

4 – 5 settembre

Secondo Congresso Nazionale dell'Associazione Italiana Gestione Energia

Pisa, Italia

Organizzatore: Dipartimento di Energetica - Università di Pisa

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

8 – 9 settembre

COALTRANS SOUTH AFRICA

Johannesburg, South Africa

Organizzatore: Coaltrans Conferences

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

9-10 settembre

6th Annual Atlantic Canada Power Summit

New Brunswick, Canada

Organizzatore: Insightinfo

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

9-10 settembre

Gas Storage and Infrastructure Forum

Vienna, Austria

Organizzatore: Jacob Fleming

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

10-12 settembre

EPIS 2008 Electric Market Forecasting Conference

Stevenson, Usa

Organizzatore: Epis conferences

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

16 - 17 settembre

FT-WEC Energy Leaders Summit, Investment Opportunities in Clean Energy Businesses

The Cumberland, Londra

Organizzatore: Financial Times - WEC

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

18 settembre

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

Napoli, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore Formazione

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

18 settembre

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

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET

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

22 settembre

8th Annual Workshop of Greenhouse Gas Emission Trading

Parigi, Francia

Organizzatore: International Energy Agency (IEA)

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

22 – 23 settembre

DEMSEE 2008, International Conference on Deregulated Electricity Market Issues in South-Eastern Europe

Nicosia, Cipro

Organizzatore: WEC London – CIGRE

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

23 – 25 settembre

Benefici, costi e nuove opportunità per la cogenerazione

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca (IIR)

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

24 – 26 settembre

Incentivi, Sgravi Fiscali e Nuovi Strumenti per il finanziamento dei progetti nel settore Energia Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca (IIR)

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

1 ottobre

The Energy Forum

Londra, UK

Organizzatore: Marketforce

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

2 – 3 ottobre

Renewables 2008

Londra, UK

Organizzatore: Marketforce

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

3 ottobre

Il valore strategico della rete di trasmissione per la competitività del mercato elettrico

Milano, Italia

Organizzatore: CESI RICERCA

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

6 – 8 ottobre

Reuters Global Environment Summit

Organizzatore: Reuters

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

7 ottobre

POWER.IT 2008: operatori del mercato elettrico a confronto per definire il ruolo del demand planning e della customer intelligence

Milano, Italia

Organizzatore: i4C

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

8 ottobre

Paving the Way for Europe's Low-Carbon Energy Future

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC – FORATOM

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

9 – 10 ottobre

Renewable Energy Investment Summit

Zurigo, Svizzera

Organizzatore: Energy Risk and Incisive Media

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

15 ottobre

Harmonised Methods for Evaluating Energy End-Use Efficiency and Energy Services

Brussels, Belgio

Organizzatore: EMEEES

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

15 – 16 ottobre

Renewable Energy Summit

Vienna, Austria

Organizzatore: Energy Forum

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

Certificati Verdi

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

Clean Development Mechanism (CDM)

E' uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

Emission Trading Scheme (ETS)

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

EEX

European Energy Exchange

EXAA

Energy Exchange Austria

ERUs (Emission Reduction Units)

Cfr. Joint Implementation (JI)

EUA (European Union Allowances)

Cfr. Unità di Emissione (UE)

Italian Power Exchange (IPEX)

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

Joint Implementation (JI)

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

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

Liquidità

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

Macro zona

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

Mercato di Aggiustamento (MA)

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

Mercato del Giorno Prima (MGP)

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

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

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

Ore di picco

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00, ovvero i periodi rilevanti da 8 a 22.
Dal 1/1/2006: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

Ore fuori picco

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

Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)

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

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

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

PNA (Piano Nazionale di Assegnazione)

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

Prezzo unico nazionale (PUN).

Media dei prezzi zonal 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.

Titoli di efficienza energetica (TEE)

I titoli di efficienza energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del

Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04) successivamente modificati e integrati con il D.M. 21/12/07. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti, sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Unità di Emissione (UE)

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

Zona

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

Newsletter del GME

Pubblicazione mensile in formato elettronico

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

Direttore Responsabile: Alessandro Talarico

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

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Gruppo Adnkronos

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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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