

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

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

BORSE ELETTRICHE EUROPA

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

MERCATO DEI TEE ITALIA

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

MERCATO DEI CV ITALIA

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

BORSE CO₂ EUROPA

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

ANALISI

La nuova configurazione del sistema
zonale: il potenziale impatto sul
mercato elettrico
di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi
pagine 10 e 11

APPROFONDIMENTI

Il potenziale ruolo del GNL
nell'incremento della concorrenzialità
dei mercati europei e nella sicurezza
dell'approvvigionamento energetico: i
risultati della ricerca IEFE (2008)
di Susanna Dorigoni e Federico
Pontoni, IEFE-Università Bocconi
pagine 12, 13 e 14

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 15 -16

APPUNTAMENTI

pagina 17

GLOSSARIO

pagina 18 e 19

IL POTENZIALE RUOLO DEL GNL NELL'INCREMENTO DELLA CONCORRENZIALITÀ DEI MERCATI EUROPEI E NELLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO: I RISULTATI DELLA RICERCA IEFE (2008)

di Susanna Dorigoni e Federico Pontoni, IEFE-Università Bocconi

Dieci anni fa, con la famosa direttiva 30/98, l'Unione Europea ha avviato il processo di liberalizzazione del settore del gas naturale. Come per l'elettricità, la riforma è stata progettata in modo che poggiasse saldamente sui tre pilastri che guidano la politica energetica dell'UE: sicurezza degli approvvigionamenti, concorrenza e riduzione dell'impatto ambientale. A gennaio 2007, la Commissione Europea ha pubblicato una *Energy Sector Inquiry* lamentando uno scarso livello di concorrenza e di apertura dei mercati degli stati membri. Questo, nonostante nel 2003 fosse stata adottata la direttiva 55/03, soprannominata *Acceleration Directive*, volta proprio a velocizzare il processo di liberalizzazione del settore. Nel frattempo, in questi dieci anni, la situazione internazionale è molto mutata. Nel 1998 il prezzo del petrolio si attestava su circa 20\$ a barile e il bisogno più urgente sembrava quello di stimolare la concorrenza. A dieci anni di distanza, con il petrolio a 130\$ a barile e con gli annosi problemi

fra la Russia e i paesi attraverso i quali transita il suo gas, l'accento si è prepotentemente spostato sulla sicurezza d'approvvigionamento e sul risparmio energetico. Proprio da queste considerazioni si è mossa la ricerca svolta, con l'ambizioso obiettivo di capire quale ruolo può avere il Gas naturale liquefatto sia nell'ambito della sicurezza dell'approvvigionamento europeo sia ai fini dello sviluppo della concorrenza. Fin dal principio del processo di liberalizzazione, infatti, si era sostenuto che un grande contributo all'apertura dei mercati sarebbe potuto arrivare dal Gnl: questa modalità di trasporto, non creando un legame fisico fra importatore e produttore, consente una diversificazione nel portafoglio d'approvvigionamento e la possibilità di sfruttare eventuali differenziali di prezzo. E' appunto in quest'ottica, oltre che per la necessità di nuovi operatori di entrare sul mercato che non è possibile soddisfare stante il monopolio esistente sui gasdotti di transito, che i paesi europei stanno massicciamente investendo in terminal di rigassificazione: più precisamente, si può notare come dopo il 2000 siano stati costruiti 7 terminal (su un totale di 16 ad oggi esistenti) e, più in generale, come la capacità di rigassificazione attesa al 2020 sia più che doppia rispetto a quella attuale. Ma quali sono le condizioni

favorevoli allo sviluppo del Gnl e, quindi, di riflesso, ad un suo significativo impatto sulla sicurezza d'approvvigionamento e sullo sviluppo della concorrenza? Per rispondere a questa domanda, si è deciso di analizzare il problema attraverso la schematizzazione del mercato mondiale in due fasi distinte e la successiva individuazione di vincoli fisici ed economici allo sviluppo del Gnl. A tal fine si sono analizzati i benefici che gli importatori possono trarre dall'acquisto di gas liquefatto dai produttori (mercato a monte), e i benefici alla vendita del Gnl rigassificato (sempre per gli importatori; mercato a valle). In altri termini si è operata una distinzione (fondamentale) tra il mercato a monte e a valle della frontiera europea. Quest'ultima ha evidenziato come solo in un caso sia certa l'effettiva competitività del Gnl: infatti, solo nell'ipotesi in cui venga a configurarsi un mercato del compratore a monte e un mercato del venditore a valle sarebbe certa la penetrazione di questa modalità di trasporto. Per verificare la probabilità del configurarsi di una simile situazione si è stimato il bilancio di domanda e offerta di gas naturale in Europa, assumendo come orizzonte temporale il 2025. In modo particolare, per l'Italia si sono elaborati due scenari di domanda

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GIUGNO 2008

A cura del GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) a giugno è stato pari a 83,49 €/MWh, con un aumento di 3,40 €/MWh sul mese precedente (+4,2%) e di 16,34 €/MWh (+24,3%) sullo stesso mese del 2007 (Grafico 1). L'analisi per gruppi di ore rivela aumenti tendenziali relativamente più modesti nelle ore di picco (+14,17 €/MWh) e più consistenti nelle ore di bassa domanda (+20,02 €/MWh nei giorni festivi e +16,84 €/MWh nelle ore

fuori picco dei giorni lavorativi) (Tabella 1). Negli ultimi giorni del mese, caratterizzati da un sensibile aumento delle temperature sull'intero territorio nazionale, il prezzo medio di acquisto ha registrato un brusco balzo verso l'alto sia nel livello medio giornaliero (nei giorni lavorativi sempre superiore ai 100 €/MWh contro i circa 80 €/MWh dei giorni precedenti), che nei livelli minimi e massimi. Per quanto concerne i prezzi di vendita zionali, si sono attenuate le tensioni sui prezzi delle due isole che hanno segnato una decisa flessione

congiunturale (-10,7% in Sicilia, -25,0% in Sardegna) dopo i picchi di maggio. Nelle altre zone continentali le variazioni rispetto a maggio sono oscillate tra il +1,3% della Calabria ed il +13,6% del Sud. Su base annua tutte le zone hanno invece registrato incrementi in doppia cifra compresi tra il +12,5% del Centro-Nord ed il +51,8% della Sicilia. Quest'ultima, con 117,98 €/MWh, si è confermata la zona con il prezzo più alto; il Nord, con 78,32 €/MWh, quella 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	%	%	%
Giugno	83,49	67,16	16,34	24,3%	27.047	3,8%	39.634	3,2%	68,2%	67,9%
<i>Giorno lavorativo</i>	88,69	73,19	15,50	21,2%	29.426	5,9%	43.123	4,8%	68,2%	67,5%
<i>ore di picco</i>	116,12	101,95	14,17	13,9%	33.113	4,5%	48.674	4,5%	68,0%	68,0%
<i>ore fuori picco</i>	61,26	44,43	16,84	37,9%	25.738	7,6%	37.573	5,2%	68,5%	66,9%
<i>Giorno festivo</i>	73,10	53,08	20,02	37,7%	22.290	1,4%	32.655	2,2%	68,3%	68,8%
<i>Minimo orario</i>	23,48	22,17			15.622		25.203		62,0%	63,0%
<i>Massimo orario</i>	185,75	185,29			38.535		53.357		73,5%	72,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

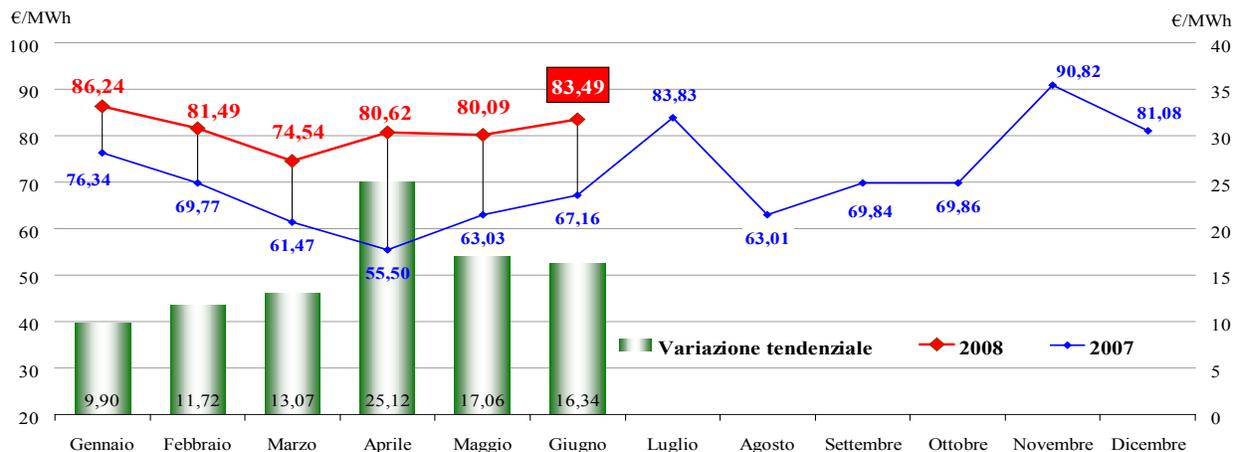
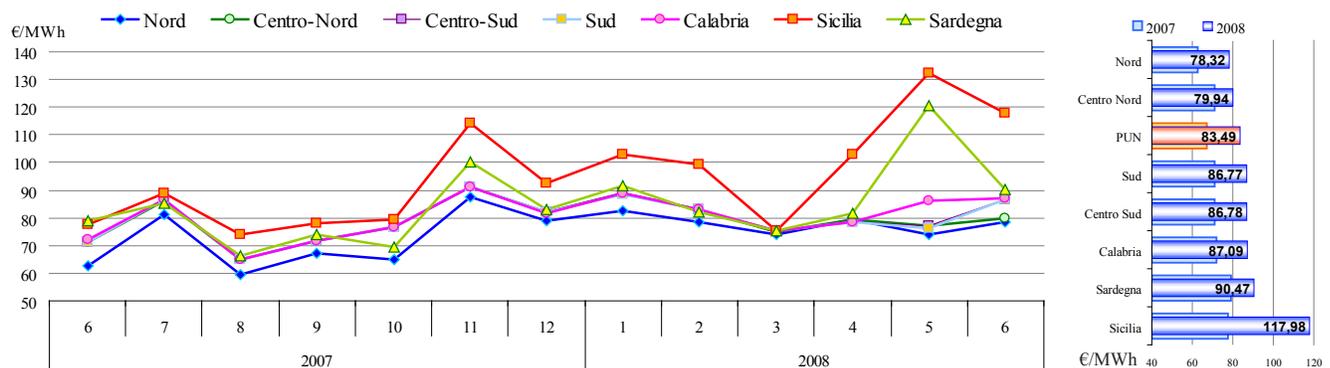


Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GIUGNO 2008

[CONTINUA]

A giugno nel Sistema Italia sono stati scambiati 28,5 milioni di MWh, in aumento del 3,2% rispetto allo stesso mese del

2007; di questi, 19,5 milioni di MWh sono transitati nella borsa dell'energia elettrica con una crescita del 3,8% (Tabelle 2 e

3). Pertanto la liquidità del mercato si è portata al 68,2%, con un aumento annuo di 0,3 punti percentuali (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.473.941	3,8%	68,2%
Operatori	12.520.632	-0,4%	43,9%
GSE	3.900.837	12,4%	13,7%
Zone estere	1.603.614	15,6%	5,6%
Saldo programmi PCE	651.545	-41,7%	2,3%
Offerte integrative	797.314	281,0%	2,8%
Contratti bilaterali	9.062.407	2,0%	31,8%
Bilaterali esteri	2.055.789	-23,9%	7,2%
Bilaterali nazionali	7.658.163	4,9%	26,8%
Saldo programmi PCE	-651.545		-2,3%
VOLUMI VENDUTI	28.536.349	3,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	13.598.314	2,6%	
OFFERTA TOTALE	42.134.663	3,0%	

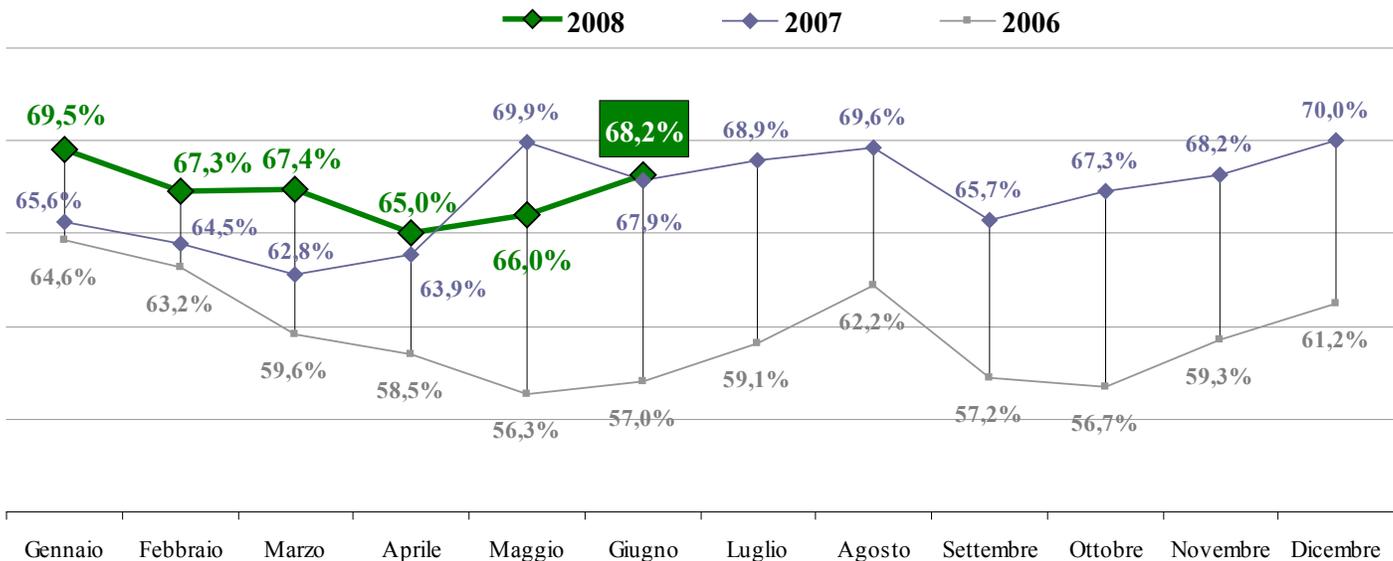
Tabella 3: MGP, domanda di energia

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.473.941	3,8%	68,2%
Acquirente Unico	6.099.614	-31,5%	21,4%
Altri operatori	11.669.576	39,5%	40,9%
Pompaggi	538.378	21,6%	1,9%
Zone estere	776.111	309,6%	2,7%
Saldo programmi PCE	28.301	-	0,1%
Offerte integrative	361.961	-57,8%	1,3%
Contratti bilaterali	9.062.407	2,0%	31,8%
Bilaterali esteri	81.600	181,4%	0,3%
Bilaterali nazionali AU	1.545.278	16,8%	5,4%
Bilaterali nazionali altri operatori	7.463.831	-0,9%	26,2%
Saldo programmi PCE	-28.301		
VOLUMI ACQUISTATI	28.536.349	3,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.370.890	184,3%	
DOMANDA TOTALE	29.907.239	6,3%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'offerta di energia elettrica, pari a 42,1 milioni di MWh (58.520 MWh medi orari), è aumentata del 3,0% (+1.719 MWh medi orari) rispetto a giugno 2007, scontando da un lato la crescita del 4,5% dell'energia offerta delle unità

di produzione nazionali (+2.272 MWh) e dall'altro la flessione dell'8,9% dell'offerta estera (-553 MWh) (Tabella 4). La domanda nazionale di energia elettrica (acquisti), pari a 27,7 milioni di MWh, ha segnato un modesto aumento

(+0,9%) diffuso sull'intero territorio ad eccezione della Sicilia (-0,7%); le esportazioni (acquisti sulle zone estere), di modesta entità (0,9 milioni di MWh), sono invece quasi quadruplicate rispetto ad un anno fa (+292,6%) (Tabella 4).

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GIUGNO 2008

[CONTINUA]

Le vendite di energia elettrica nazionali, pari a 24,9 milioni di MWh (+5,6%), sono sensibilmente cresciute nella MzNord (+10,1%) ed in misura più modesta nella MzSud (+1,1%); le due isole hanno invece registrato una flessione (-2,5% la Sicilia;

-3,4% la Sardegna). In diminuzione anche le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,7 milioni di MWh (-10,5%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela da un lato il calo su base annua delle vendite degli impianti termoelettrici

tradizionali (-1.606 MWh in media oraria; -14,4%) e dall'altro l'aumento delle vendite degli impianti idroelettrici (+1.844 MWh; +36,9%), degli impianti a ciclo combinato (+557 MWh; +3,6%) e degli eolici (+239 MWh; +125,3%) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

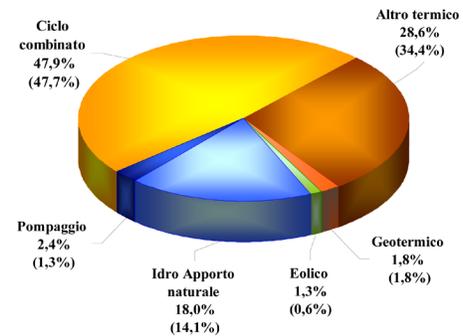
Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	20.222.201	28.086	+5,8%	14.229.120	19.763	+10,1%	15.311.565	21.266	+0,9%
MzSud	13.637.307	18.941	+1,6%	8.110.247	11.264	+1,1%	9.724.395	13.506	+1,1%
MzSicilia	2.622.621	3.643	+6,3%	1.591.050	2.210	-2,5%	1.639.251	2.277	-0,7%
MzSardegna	1.557.813	2.164	+11,6%	946.528	1.315	-3,4%	1.003.427	1.394	+1,9%
Totale nazionale	38.039.941	52.833	+4,5%	24.876.946	34.551	+5,6%	27.678.638	38.443	+0,9%
MzEstero	4.094.722	5.687	-8,9%	3.659.403	5.083	-10,5%	857.711	1.191	+292,6%
Sistema Italia	42.134.663	58.520	+3,0%	28.536.349	39.634	+3,2%	28.536.349	39.634	+3,2%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	2008		2007		Variazione	
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%
Termoelettrico	18.848.076	26.178	19.610.967	27.237	-1.060	-3,9%
Ciclo combinato	11.541.900	16.030	11.140.865	15.473	557	3,6%
Geotermico	421.432	585	429.333	596	-11	-1,8%
Altro termico	6.884.743	9.562	8.040.770	11.168	-1.606	-14,4%
Idroelettrico	4.922.465	6.837	3.594.514	4.992	1.844	36,9%
Apporto naturale	4.342.298	6.031	3.294.421	4.576	1.455	31,8%
Pompaggio	580.167	806	300.093	417	389	93,3%
Eolico	309.091	429	137.165	191	239	125,3%
Totale Vendite	24.079.631	33.444	23.342.647	32.420	1.024	3,2%
Off.Integrative	797.314	1.107	209.250	291	817	281,0%
Totale Vendite Nazionali	24.876.946	34.551	23.551.897	32.711	1.840	5,6%



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 giugno, sono state 12,9 milioni di MWh, con un aumento del 12,6% rispetto allo stesso mese del 2007; da rilevare la

crescita dei contratti standard (+36,7%) tra cui in particolare quella dei profili peak (+83,6%) e baseload (+34,9%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 10,7 milioni di MWh (+3,3%).

Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 9,7 milioni di MWh (-2,9%); nei conti in prelievo 9,1 milioni di MWh (+2,3%). 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	2.515.068	34,9%	19,5%	Richiesti	9.777.961	-2,4%	100,0%	9.095.518	2,4%	100,0%
Off Peak	596.448	-0,8%	4,6%	di cui con indicazione di prezzo	198.993	-83,2%	2,0%	-	-	-
Peak	1.014.672	83,6%	7,9%	Registrati	9.713.952	-2,9%	99,3%	9.090.709	2,3%	99,9%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	145.559	-87,5%	1,5%	-	-	-
Totale Standard	4.126.188	36,7%	31,9%	Rifiutati	64.009	293,1%	0,7%	4.809	1503,0%	0,1%
Totale Non standard	8.791.826	4,0%	68,1%	di cui con indicazione di prezzo	53.434	232,7%	0,5%	-	-	-
Totale	12.918.014	12,6%	100,0%							
Posizione netta	10.672.476	3,3%	82,6%	Saldo programmi	651.545	-41,7%		28.301	-	

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE/GIUGNO 2008

A cura del GME

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

Il mese di giugno conferma il trend crescente del Brent che si attesta a 131,97 \$/bbl registrando un balzo del +7,2% su maggio e del +83,9% rispetto ad un anno fa. Il tasso di cambio rimane stabile rispetto al mese precedente attestandosi a 1,56 €/€ (-0,2%) seppur mantenendosi decisamente più alto rispetto ad un anno fa (+16%). L'aumento del Brent in € risulta quindi del +7,2% rispetto a maggio e del +58,5% su base annua.

In forte rialzo le quotazioni dell'energia sulle principali borse europee, che dopo il calo registrato nel mese precedente mostrano decisi aumenti congiunturali compresi tra +3,7% di Omel e +56,8% di Nord Pool.

Relativamente stabile il ranking delle borse, con IpeX che si conferma la borsa col prezzo più alto (83,49 €/MWh), seguita da EEX (73,24 €/MWh) e da Powernext (72,85 €/MWh). Si presenta uno scenario di prezzi elevati rispetto ad un anno fa con decisi rialzi su IpeX (+24,3%) e sensibili aumenti soprattutto sulle altre borse europee con incrementi in doppia cifra (Omel +56%, NordPool +70,9%) e addirittura in terza cifra (EEX +104,8%, Powernext +157,6%).

Il forte aumento dei prezzi europei rispetto a quelli italiani genera un sensibile ridimensionamento della differenza tra Prezzo Unico Nazionale (Pun) e Prezzo Medio Europeo (Pme)¹, che con 10,3 €/MWh risulta più che dimezzata rispetto al mese precedente, ridotta di quasi il -70% rispetto allo

scorso anno e con il valore più basso degli ultimi 29 mesi. Da rilevare nella seconda metà del mese segnali di ripresa del differenziale di prezzo col Pme.

Il mese di giugno, infine, conferma incrementi tendenziali dei volumi scambiati su tutte le borse europee seppur meno intensi rispetto ai mesi precedenti, compresi tra +3,8% di IpeX, che mostra un rimbalzo dopo la lieve contrazione registrata a maggio, e +24,8% di EEX. In questo panorama le borse più grandi si confermano NordPool (21,5 TWh), IpeX (19,5 TWh) e Omel (18,3 TWh), seguite dalle altre borse continentali con volumi sempre inferiori a 11 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.

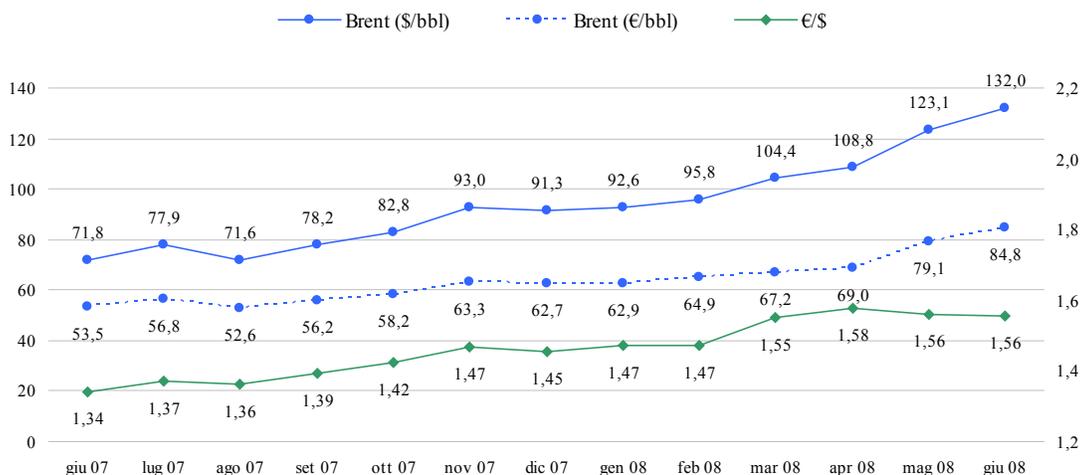
		Prezzi			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
Brent (\$/bbl)		131,97	7,2%	83,9%		
Brent (€/bbl)		84,77	7,2%	58,5%	-	-
Tasso di cambio €/€		1,56	-0,2%	16,0%		
IPEX (€/MWh)	Base	83,49	4,2%	24,3%	19,5	3,8%
	Peak	116,12	10,8%	13,9%		
	Off peak	61,26	-1,7%	37,9%		
	Festivo	73,10	0,4%	37,7%		
EEX (€/MWh)	Base	73,24	30,2%	104,8%	10,5	24,8%
	Peak	103,39	33,1%	78,2%		
	Off peak	59,36	27,0%	139,8%		
	Festivo	56,97	30,3%	151,1%		
Powernext (€/MWh)	Base	72,85	29,1%	157,6%	3,9	14,3%
	Peak	109,17	39,9%	140,1%		
	Off peak	55,23	18,3%	192,1%		
	Festivo	54,15	23,1%	182,8%		
OMEL (€/MWh)	Base	58,34	3,7%	56,0%	18,3	15,3%
	Peak	65,34	7,5%	36,0%		
	Off peak	52,29	-0,4%	73,0%		
	Festivo	57,37	3,4%	72,1%		
NordPool (€/MWh)	Base	40,46	56,8%	70,9%	21,5	10,2%
	Peak	50,96	38,6%	91,3%		
	Off peak	35,25	54,0%	55,7%		
	Festivo	35,15	102,7%	63,9%		
PME¹ (€/MWh)	Base	73,15	29,9%	117,2%	-	-
	Peak	104,93	35,0%	92,1%		
	Off peak	58,22	24,5%	153,0%		
	Festivo	56,17	28,2%	158,9%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE/GIUGNO 2008

[CONTINUA]

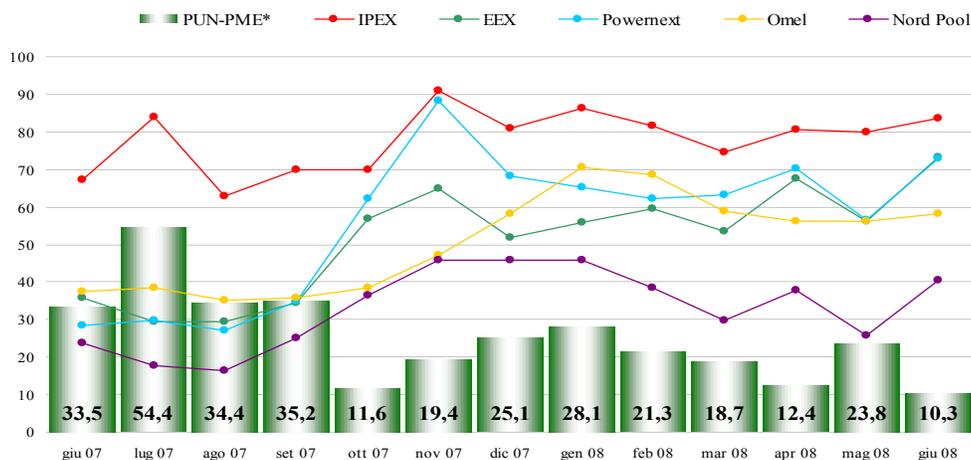
Brent e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



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

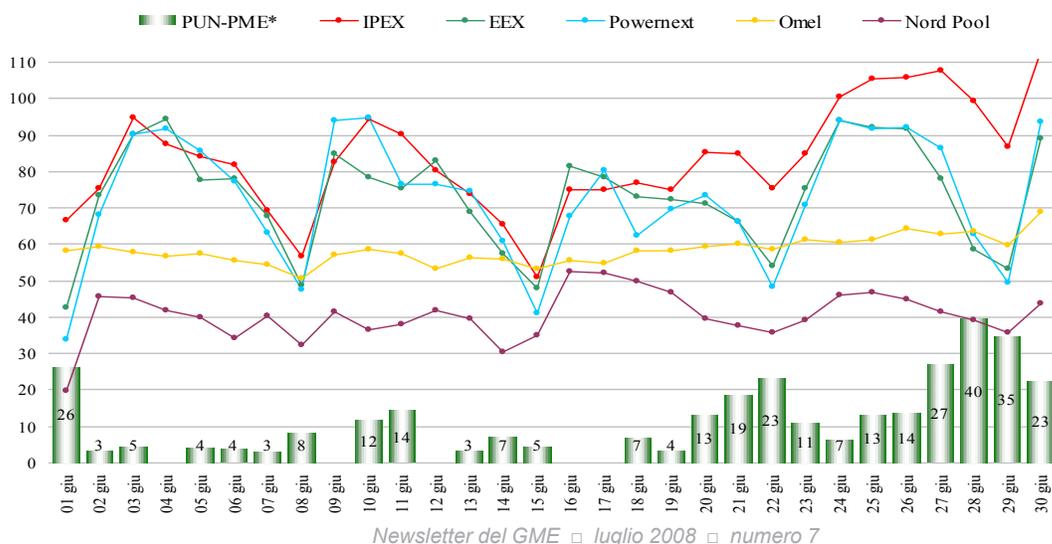
Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



* cfr nota 1 pagina precedente

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



* cfr nota 1 pagina precedente

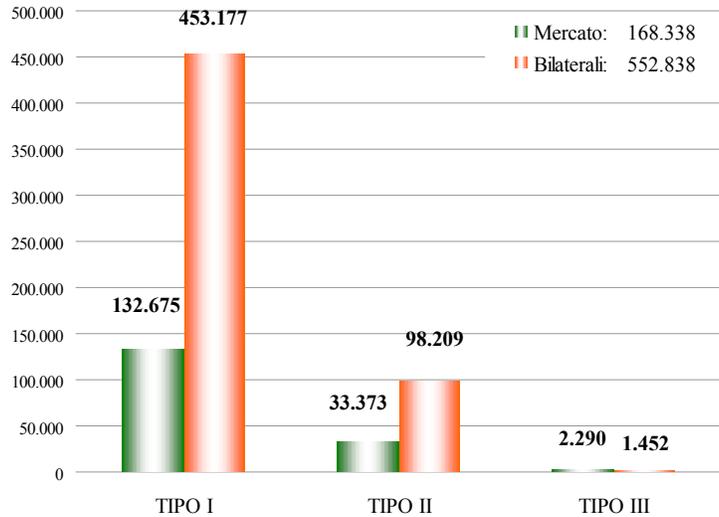
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ GIUGNO 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 21.409 TEE, con una riduzione di circa il 42% rispetto ai 36.627 TEE scambiati nel mese di maggio. Dei 21.409 TEE scambiati, 17.527 erano di Tipo I, con un calo di circa il 25% rispetto ai 23.347 scambiati in maggio, 3.882 di Tipo II, con una netta diminuzione rispetto ai 13.255 del mese precedente. Nel mese di giugno non sono stati scambiati titoli di Tipo III. Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I scambiati è stato di €68,29, con un rialzo del 3,5% circa rispetto al prezzo medio ponderato di maggio (€65,86), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €67,14, in linea con il prezzo medio ponderato di maggio (€67,11). La flessione dei volumi negoziati era attesa in quanto maggio è stato l'ultimo mese utile per l'adempimento all'obbligo 2007 da parte dei distributori di energia elettrica e gas. Di conseguenza si è registrato un naturale calo dei volumi, tuttavia meno sostenuto rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

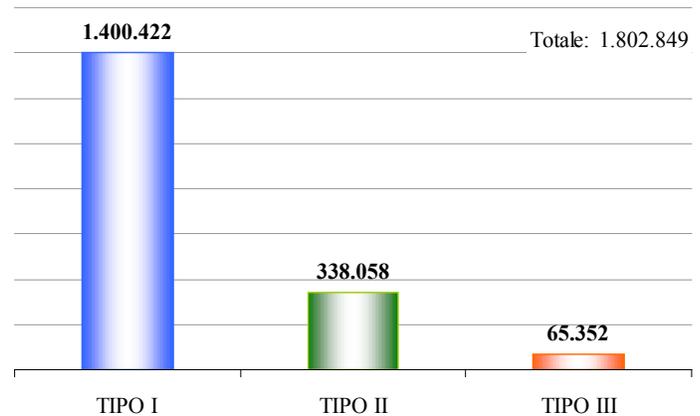
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2008 al 30 giugno 2008

Fonte: GME



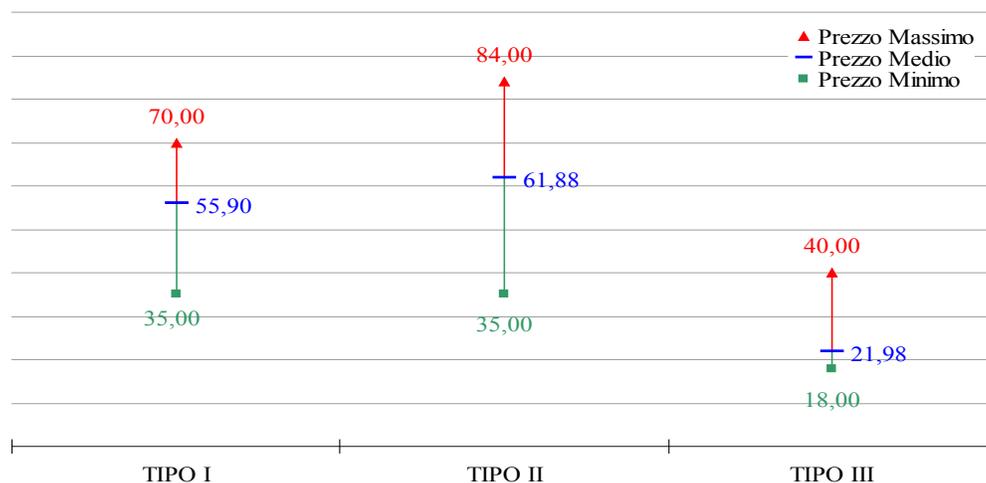
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/GIUGNO 2008

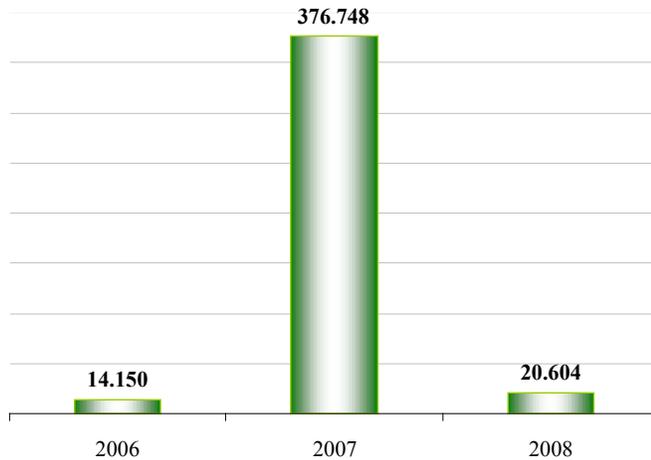
A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 13.250 CV¹, con volumi quasi dimezzati rispetto ai 21.370 scambiati nel mese di maggio. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 2.200, in linea con i 2.106 scambiati nel mese di maggio, mentre i CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 10.000, in leggero aumento rispetto ai 7.214 scambiati nel mese precedente. Nel mese di giugno sono stati scambiati anche 1.050 CV con anno di riferimento 2006, in calo rispetto ai 4.050 scambiati a maggio. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €84,08, in calo di €0,80 rispetto al mese precedente. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato invece di €84,24, con una flessione di circa il 3% rispetto agli €86,62 del mese di maggio. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2006 è stato di €96,00. I volumi ed i prezzi hanno mostrato un lieve calo rispetto al mese precedente dovuto ad una domanda di CV piuttosto debole sia a causa della situazione di eccesso di offerta, sia a causa di un naturale rallentamento dell'attività di scambio nei mesi estivi.

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

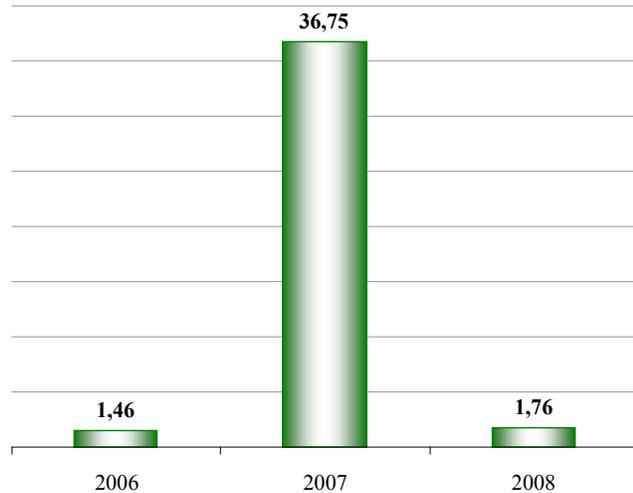
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2008 al 30 giugno 2008)

Fonte: GME



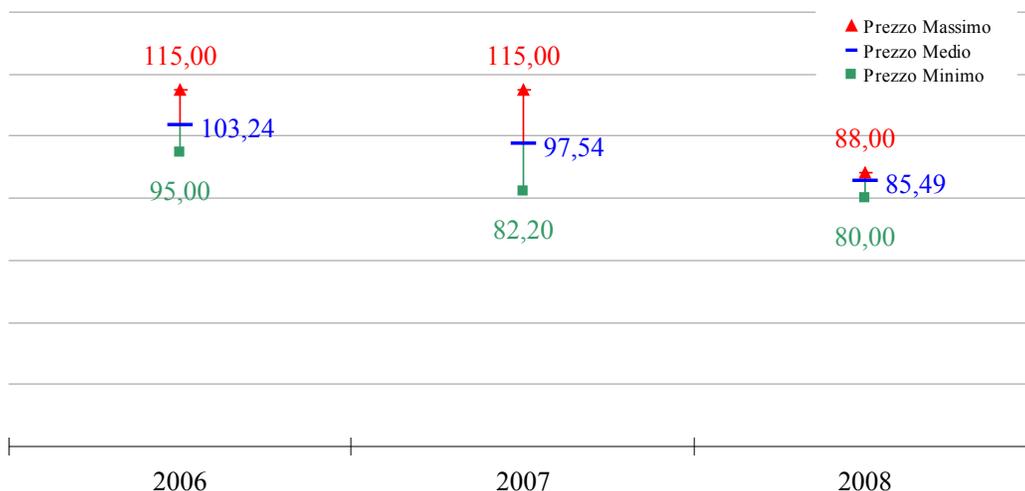
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni 2008). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/GIUGNO 2008

A cura del GME

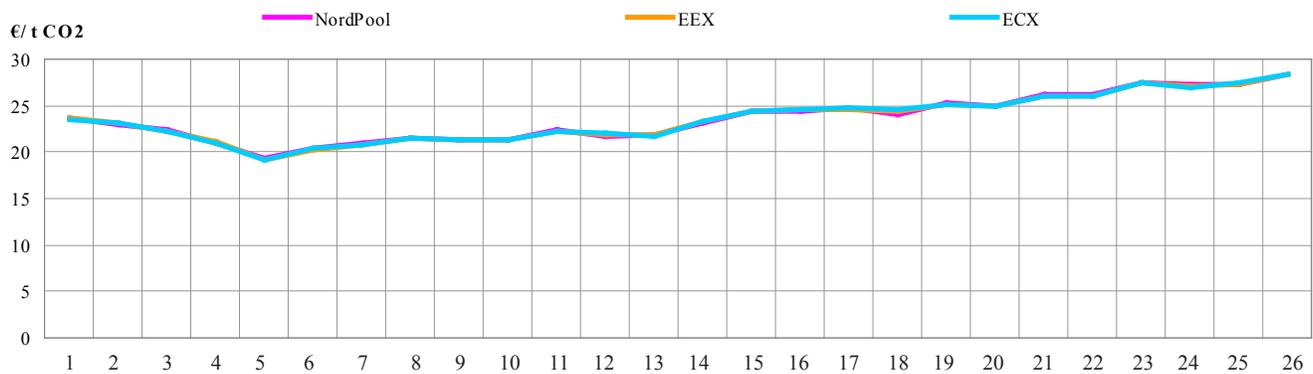
Il mese di giugno ha mostrato un notevole aumento dei prezzi delle EUAs nei mercati forward, con il contratto EUA 2008 che ha raggiunto, proprio nell'ultimo giorno del mese, €28.70 t/CO₂, valore massimo registrato dall'aprile 2006. Durante tutto il mese, il prezzo del contratto EUA 2008 ha seguito una graduale ascesa da appena sotto i €27.00 sino al superamento della soglia critica dei €28.00. Sullo stesso trend, i contratti EUA con scadenza dal 2009 al 2012 hanno mostrato un forte rialzo, con lo spread tra EUA 2008 e EUA 2012, che ha superato €4.00. Le ragioni di questo rialzo nei prezzi della CO₂ sono attribuibili al generale rialzo dei prezzi delle commodities energetiche, con, in primo piano, il petrolio, che ha toccato i

livelli record di \$140,00/barile, e gli altri combustibili – dal gas al carbone – che hanno registrato notevoli incrementi di prezzo, con la naturale conseguenza di guidare al rialzo il prezzo dell'elettricità in Europa continentale. Questo quadro ha portato una certa pressione sulla domanda di carbon ormai da diversi mesi, soprattutto da parte delle utilities francesi e tedesche. Nel frattempo, a Bruxelles, continua il lavoro per l'attuazione del pacchetto clima-energia presentato lo scorso Gennaio. L'iter di approvazione delle politiche contenute nel pacchetto, tra cui le proposte di revisione dello schema europeo di emission trading, sembra ben avviato dopo essere passato al vaglio del Parlamento e del Consiglio Europeo nel corso del mese. La maggiore novità riguarda l'accordo raggiunto per l'inclusione del settore aereo nello schema

di emission trading a partire dal 2012. Per quanto riguarda l'emissione "fisica" delle EUA 2008 nei Registri nazionali, non vi sono, per il momento, novità di rilievo. Nel mese di giugno la Slovacchia ha ottenuto l'ok finale al Piano di Assegnazione Nazionale da parte della Commissione Europea e si accinge ora ad emettere le EUAs nei conti dei soggetti obbligati. La Slovacchia andrà ad aggiungersi ad Austria, Danimarca, Spagna, Repubblica Ceca e Finlandia che sono, ad oggi, gli unici Stati membri ad avere assegnato le quote 2008 nei loro Registri. Il numero ancora esiguo di EUA 2008 presenti nei Registri europei ha momentaneamente congelato l'attività nei mercati spot del CO₂ in Europa, con volumi di scambio pari all'1-2% della liquidità complessiva del carbon market in Europa.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



2008

LA NUOVA CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ZONALE: IL POTENZIALE IMPATTO SUL MERCATO ELETTRICO

di Clara Poletti

IEFE - Università Bocconi

A poco più di quattro anni dall'avvio del mercato organizzato per la compravendita di energia elettrica all'ingrosso, gestito dal Gestore del Mercato Elettrico Spa (GME), si torna a parlare degli effetti della separazione del mercato in zone geografiche. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha, infatti, appena pubblicato un documento di consultazione intitolato *Fondamenti e razionali delle zone: impatto potenziale sul mercato elettrico*. Questo documento si inserisce nell'ambito del procedimento per la valutazione della proposta di revisione del numero e dell'estensione delle zone nel mercato elettrico per il periodo 2009-2011, pubblicata dalla società Terna Spa il 28 maggio. Chi ha seguito il processo di liberalizzazione dei mercati elettrici in Italia si ricorderà il lungo dibattito che ha caratterizzato la fase di avvio della cosiddetta borsa elettrica. In quella fase di avvio uno dei più discussi punti di snodo del disegno di mercato è stata

proprio l'opportunità o meno di segmentare geograficamente il mercato tenendo conto dei vincoli di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale. I sostenitori di un mercato unico, con un prezzo sia di acquisto che di vendita uguale su tutto il territorio nazionale, si contrapponevano ai fautori di quello che oggi chiameremmo "market coupling", con mercati possibilmente separati e prezzi differenziati geograficamente. La soluzione adottata, come noto, è stata di compromesso tra ragioni di equità e ragioni di efficienza, di breve e di lungo termine. Il mercato del giorno prima è stato disegnato in modo da internalizzare possibili congestioni sulla rete, ma in maniera semplificata: pur essendo il valore dell'energia elettrica potenzialmente differente in ciascun punto di immissione o di prelievo (nodo) della rete, ai fini della soluzione del mercato si è deciso di aggregare i nodi in sottoinsiemi denominati "zone". Questi sottoinsiemi sono determinati in modo da assicurare che i diritti di immissione e di prelievo di energia elettrica assegnati ai produttori e ai consumatori nel

mercato del giorno prima siano, per quanto prevedibile, compatibili con le effettive capacità di trasporto della rete. Nel caso in cui i vincoli di trasporto tra diverse zone siano stringenti, i mercati si separano e in ciascuna zona si realizza un prezzo diverso. Per ragioni di equità, il legislatore ha tuttavia preferito che la differenziazione geografica del prezzo si applicasse solo alla vendita di energia elettrica, assicurando invece un prezzo uniforme sul territorio nazionale (PUN) agli acquirenti. La proposta di Terna del 28 maggio scorso prevede la modifica dell'allocatione di alcuni nodi tra le zone Sud, Centro Sud, Foggia, Rossano, Brindisi, nonché la separazione della zona Nord in due: una zona Nord Est e una zona Nord Ovest. Il documento dell'Autorità si focalizza, in particolare, sul secondo intervento poiché nella zona Nord è localizzato più del 50% della domanda di energia elettrica nazionale. Eventuali modifiche dei prezzi o delle condizioni di concorrenzialità conseguenti alla ridefinizione delle zone potrebbe quindi incidere in misura rilevante sul PUN.

Tabella 1: Proposta di separazione della zona Nord

		Zona Nord Ovest	Zona Nord Est
Domanda di energia elettrica prevista al 2009	TWh	36	140
Domanda minima/massima prevista al 2009	MW	2752/6452	10648/24968
Potenza massima degli impianti disponibili al 2009	MW	11500	30000

Fonte: Documento di consultazione *Fondamenti e razionali delle zone: impatto potenziale sul mercato elettrico dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas*

LA NUOVA CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA ZONALE: IL POTENZIALE IMPATTO SUL MERCATO ELETTRICO

[CONTINUA]

La ragione per cui Terna propone la separazione della zona Nord è la presenza di congestioni sistematiche localizzate vicino al confine geografico tra il Piemonte e la Lombardia. L'insufficienza delle infrastrutture di trasporto all'interno di questa zona si è determinata principalmente a seguito dell'entrata di nuova capacità di produzione a ciclo combinato nella parte Ovest della zona Nord. Secondo i dati riportati dall'Autorità nel documento di consultazione (p. 24) entro la fine del 2009 la capacità produttiva installata nella potenziale zona Nord Ovest dovrebbe raggiungere gli 11.500 MW, a fronte di una domanda di punta di circa 6.450 MW. Alla creazione della congestione tra la parte Ovest e la parte Est della zona Nord contribuiscono inoltre i flussi di importazione dalla frontiera Nord. Tenendo conto di tutti questi elementi e di un tasso annuo di incremento della domanda del 2,2%, Terna stima in 60 milioni di euro gli oneri da sostenere nel 2008 per risolvere nel mercato per il servizio di dispacciamento le congestioni nella zona Nord. Tale onere dovrebbe salire a 150 milioni nel 2009 se la zona Nord restasse unita. Questi costi sono connessi con gli interventi di acquisto e vendita di energia elettrica che Terna deve effettuare nel mercato per il servizio di dispacciamento per rendere compatibili i

programmi di immissione e di prelievo con i vincoli fisici della rete di trasmissione. In altri termini, data l'attuale configurazione zonale, nel mercato del giorno prima vengono accettate delle offerte di vendita di energia elettrica che non possono essere fisicamente eseguite a causa di congestioni sistematiche sulla rete di trasmissione. Per assicurare l'equilibrio tra domanda ed offerta Terna deve quindi intervenire nel mercato per il servizio di dispacciamento in modo da ridurre la produzione delle unità "non dispacciabili" a causa della congestione ed aumentare la produzione di altre unità di produzione "dispacciabili". Nel caso in cui la zona Nord venisse separata in due zone differenti le offerte di vendita delle unità di produzione localizzate in ciascuna zona verrebbero accettate solo se compatibili con la capacità di transito tra una zona e l'altra. Terna non dovrebbe più intervenire in maniera sistematica a risolvere la congestione nel mercato per il servizio di dispacciamento. Questo comporterebbe quindi una riduzione degli oneri di dispacciamento. Un secondo effetto dell'aumento del numero di zone si manifesterebbe, naturalmente, sui prezzi del mercato del giorno prima. Si avrebbe, infatti, una separazione dei mercati, con prezzi differenti, in tutti i casi

in cui il vincolo di trasporto è stringente. Il prezzo unico nazionale potrebbe anche aumentare ma, in condizioni concorrenziali, l'effetto complessivo di aumento del prezzo nel mercato del giorno prima e di riduzione degli oneri di dispacciamento si tradurrebbe comunque in un vantaggio per il consumatore. Anche in presenza di potere di mercato la separazione in zone non si dovrebbe tradurre in un aumento dell'onere complessivo pagato dal consumatore per l'acquisto di energia elettrica nel mercato all'ingrosso e per la soluzione delle congestioni. La presenza di congestioni sistematiche sulla rete di trasmissione nazionale contribuisce sì ad assegnare potere di mercato ai produttori, segmentando geograficamente il mercato, ma la scelta di ignorare nel disegno di mercato questa segmentazione non può risolvere il problema. Simmetricamente, quindi, la separazione della zona Nord non dovrebbe peggiorare eventuali problemi di concorrenzialità già presenti oggi nel mercato. Altra cosa sarebbe invece la soluzione fisica dell'attuale congestione, ad esempio attraverso la realizzazione delle nuove linee a 380 kV "Trino – Lacchiarella" e "La Casella – Caorso", di cui Terna prevede l'entrata in esercizio tra il 2010 e il 2011.

IL POTENZIALE RUOLO DEL GNL NELL'INCREMENTO DELLA CONCORRENZIALITÀ DEI MERCATI EUROPEI E NELLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO: I RISULTATI DELLA RICERCA IEFE (2008)

[CONTINUA DALLA PRIMA PAGINA]

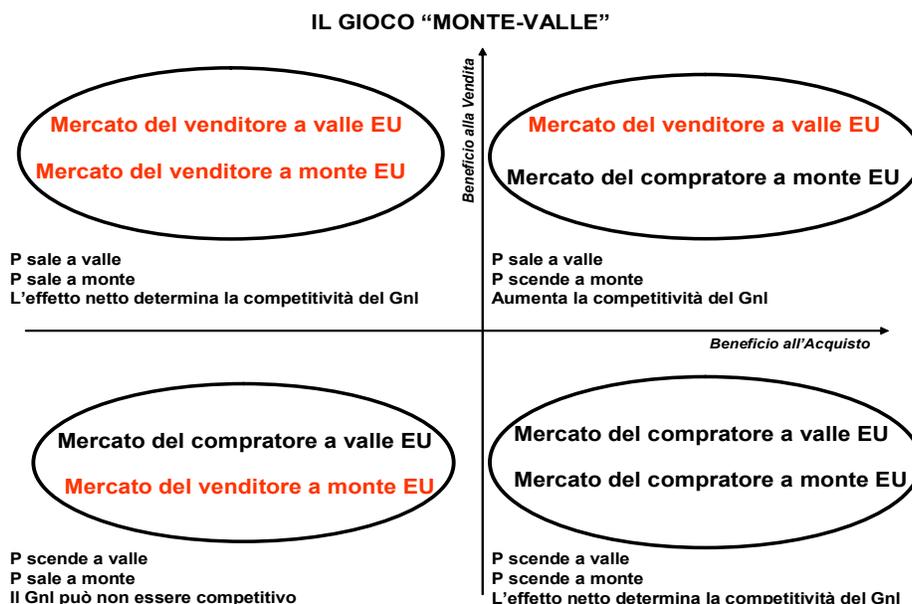
(a seconda di diverse previsioni di richiesta di gas per generazione di energia elettrica) che sono stati confrontati con due possibili scenari di offerta, elaborati usando come proxy della stessa dappima la capacità d'importazione esistente e prevista, successivamente i possibili flussi di esportazione e la loro destinazione (disponibilità di materia prima). Considerando le infrastrutture, il risultato, largamente atteso, dimostra come il nostro paese abbia bisogno nei prossimi quindici anni di una consistente capacità addizionale d'importazione: in questo senso, i progetti non mancano, sia con riferimento a terminal di rigassificazione, sia per quel che concerne nuovi gasdotti. Ciò nonostante è difficile dire ad oggi quali entreranno effettivamente in funzione, poiché molto dipenderà dai vincoli che i promotori saranno in grado di superare. Il bilancio europeo di domanda ed offerta ha anch'esso confermato come l'Europa punti decisamente sul gas: da oggi al 2025 ci si aspetta una domanda addizionale di circa 200 Bcm. Da un punto di vista infrastrutturale, anche in questo caso, i progetti sembrano in grado di soddisfare questa necessità addizionale: tuttavia, vista la quantità di punti d'ingresso proposti, ci si aspetta

che non tutti entreranno in funzione. E' dunque possibile affermare che né la domanda di gas attesa, né la capacità di importazione saranno un vincolo per lo sviluppo del Gnl: Italia ed Europa sono bisognose di forniture incrementali di gas. Sotto il profilo della disponibilità di materia prima invece emergono vincoli fisici dall'analisi della capacità mondiale di liquefazione. Questa, infatti, aumenterà di oltre il 100% nei prossimi 15 anni; tuttavia, al 2020, risulterà essere pari a meno della metà della capacità di rigassificazione mondiale. Questo gap, certo in parte fisiologico, potrebbe risultare ancora più drammatico qualora si escludessero dal computo gli impianti di liquefazione iraniani. Gli importatori europei di Gnl si troverebbero dunque ad affrontare una competizione molto aspra con gli importatori di Gnl degli altri continenti. E' perciò lecito attendersi che il mercato a monte andrà configurandosi come un mercato del venditore; allo stesso tempo, qualora si realizzassero tutte le infrastrutture d'importazione previste, a valle della frontiera UE si potrebbe vedere un mercato del compratore. La somma dei due scenari rappresenterebbe la situazione peggiore per lo sviluppo del Gnl.

Lo studio dei vincoli economici allo sviluppo del Gnl si riferisce invece alla valutazione dell'effettiva competitività di quest'ultimo. Elaborando una catena del valore del trasporto via gasdotto e via Gnl si può riscontrare un considerevole aumento dei costi di veicolazione della molecola indipendentemente dalla modalità di trasporto. Le ragioni sono sostanzialmente ascrivibili all'aumento delle materie prime, su tutte l'acciaio, necessarie per la costruzione delle infrastrutture di trasporto. In particolare, in caso di orografia mista, il Gnl risulta competitivo con la pipe intorno ai 4.500 km; allo stesso tempo, in caso di pipe sottomarina, il Gnl risulta più conveniente dopo soli 2.000 km. Nonostante il recente aumento dei costi, la competitività del Gnl non sembra dunque diminuita nei confronti del trasporto via pipe. Tuttavia, per poter fare un effettivo confronto fra le diverse modalità di fornitura, è necessario tenere conto, oltre che dei costi di trasporto, anche della valorizzazione della materia prima. A tale proposito sono state analizzate le forniture di gas dalla Russia, il principale fornitore via gasdotto, ed il maggiore esportatore di gas all'Europa.

Figura 1: Schema teorico del gioco monte-valle

Fonte: IEFE 2008



IL POTENZIALE RUOLO DEL GNL NELL'INCREMENTO DELLA CONCORRENZIALITÀ DEI MERCATI EUROPEI E NELLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO: I RISULTATI DELLA RICERCA IEFE (2008)

[CONTINUA]

In modo particolare, l'analisi sull'evoluzione dei costi di produzione delle ex repubbliche sovietiche ha evidenziato un trend considerevolmente rialzista, riconducibile alla messa in produzione dei nuovi campi di estrazione a costi marginali crescenti. Costruendo dunque una simulazione cost plus di possibili forniture da vari paesi, si è riscontrata la notevole competitività di tutte le forniture via Gnl, elemento sicuramente positivo per chi volesse investire nel settore. L'analisi svolta evidenzia perciò sia elementi che giocano a favore che elementi che giocano a sfavore dello sviluppo di un mercato liquido del Gnl in Europa. A quest'ultimo proposito un aspetto degno di particolare interesse è rappresentato dall'evoluzione delle caratteristiche dei contratti di compravendita di Gnl. Il riferimento va alle principali clausole e caratteristiche di questi accordi, quali la loro durata, i termini

di consegna, le clausole *take or pay* e le politiche di pricing che sono in fase di profondo cambiamento. Il trend evidenzia infatti l'utilizzo di clausole di consegna sempre più flessibili, un'allentamento delle clausole *take or pay*, la sempre più frequente scelta di meccanismi di indicizzazione che fanno riferimento allo stesso gas quotato sugli hub e non più al petrolio, e una diminuzione nella durata dei contratti. Si assiste in particolare al recente emergere di compravendite di Gnl su base spot, che, se da un lato depongono a favore della liquidità dei mercati, dall'altro aprono il varco a possibilità di arbitraggio nel caso in cui vi fosse un deficit di materia prima e il Gnl venisse dunque dirottato verso i mercati a maggiore valore d'uso. Questa possibilità ha indotto gli importatori di gas all'integrazione a monte nel segmento della liquefazione, al fine di garantirsi l'approvvigionamento

della molecola. Dall'elaborazione di matrici dei flussi del gas, costruite a partire da un database relativo agli accordi contrattuali in essere, è stato possibile identificare i paesi maggiormente attivi nell'esportazione e nell'importazione della molecola. In particolare, rispetto allo scenario attuale in cui l'area principale di esportazione del Gnl è rappresentata dal Bacino Pacifico, è stato possibile evidenziare come tale bacino verrà soppiantato del Medio Oriente, grazie alle dinamiche di investimento del Qatar che diverrà, a causa della sua posizione geografica, lo swing producer sul mercato mondiale del Gnl, contribuendo in questo modo alla sua globalizzazione ma anche alla competizione fra importatori per accaparrarsi la molecola.

Tabella 1: Confronto value chain al 2010. Dati in Eurocent/mc.

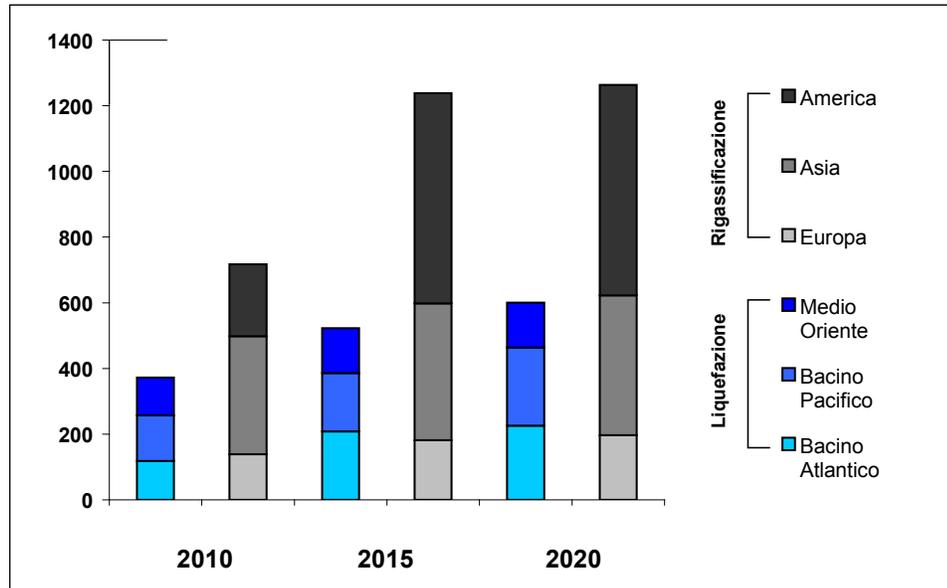
Fonte: IEFE 2008

	Russia	Egitto	Qatar	Libia	Nigeria	Algeria
Estrazione	4,2	4,1	2,6	2,6	2,6	2,6
Liquefazione	-	1,7	1,7	1,1	2,1	2,4
Trasporto	4,0	0,8	1,9	0,6	1,9	0,6
Rigassificazione	-	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
TOTALE	8,2	8,0	7,6	5,7	8,0	7,0

IL POTENZIALE RUOLO DEL GNL NELL'INCREMENTO DELLA CONCORRENZIALITÀ DEI MERCATI EUROPEI E NELLA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO: I RISULTATI DELLA RICERCA IEFE (2008)

[CONTINUA]

Figura 2: Evoluzione della capacità di liquefazione e di rigassificazione mondiale. Dati in Bcm.



Fonte: IEFE 2008

Concludendo, è possibile affermare come ci siano molti elementi che potrebbero favorire la penetrazione del Gnl in Europa, fra cui la competitività delle forniture e la crescente domanda di gas. Tuttavia, il vincolo fisico relativo al deficit di capacità di liquefazione, che configura l'emergere di un mercato del venditore a monte, potrebbe compromettere questo sviluppo,

determinando uno scarso impatto sulla sicurezza di approvvigionamento e sulla concorrenza nei mercati europei. Giova a quest'ultimo proposito precisare che il Gas naturale liquefatto, sebbene potenzialmente in grado di aumentare il numero di importatori e, dunque, il confronto competitivo a valle della frontiera europea, non pare in grado di mettere in concorrenza

tra loro i produttori a monte. E, poiché sono questi ultimi ad appropriarsi della maggior parte della rendita in fase di contrattazione con gli acquirenti, pare lecito enfatizzare la concreta difficoltà del processo di liberalizzazione europeo di condurre ad una effettiva diminuzione del prezzo pagato dal consumatore finale. **Link >>**

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Deliberazione AEEG ARG/elt 77/08 - Criteri per il riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE | 11 giugno 2008 | Download

Il Titolo II, punto 7bis del provvedimento Cip n.6/92 stabilisce che il prezzo di cessione dell'energia elettrica effettuata nell'ambito delle convenzioni di cessione destinata ai sensi del Provvedimento Cip n. 6/92, "viene aggiornato anche a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi".

In ragione di tale disposizione, l'Autorità avviava il 15 novembre 2006 una consultazione in ordine ai possibili criteri di riconoscimento ai titolari di impianti Cip6 degli oneri conseguenti all'applicazione delle disposizioni di cui alla Direttiva 2003/87/CE - *Emission trading*.

Conclusa la fase di consultazione ed acquisito il parere favorevole del Consiglio di Stato, sia in merito all'applicabilità del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 agli oneri derivanti dall'applicazione di una normativa comunitaria, quale la direttiva 2003/87/CE, che in ordine alla durata temporale di estensione del riconoscimento dei predetti oneri, posta pari al periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 e il 31 dicembre 2012, l'Autorità con la Delibera *de qua* ha stabilito che il valore da riconoscere ai titolari di impianti Cip6 è determinato applicando, su base annuale:

– per quanto riguarda la Fase I (2005-2007) di assegnazione delle quote di emissione, il minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli spot EUA (European Union Allowance) calcolate, con riferimento all'anno in oggetto, per i mercati BlueNext, EEX e Nord Pool, al numero delle quote ammesse al riconoscimento. Tale ultimo numero è pari al numero di quote scoperte (la differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese ed il numero di quote assegnate) moltiplicato per il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica

ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta;

– per quanto riguarda la Fase II (2008-2012) di assegnazione delle quote di emissione, il minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER (Certified Emission Reduction) ed ERU (Emission Reduction Unit) calcolate, con riferimento all'anno in oggetto, per i mercati all'uopo individuati dall'Autorità (1), limitatamente ad un numero di quote pari al minimo tra il numero di quote ammesse al riconoscimento - tale ultimo numero è pari al numero di quote scoperte (la differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese ed il numero di quote assegnate) moltiplicato per il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta ed il 19,3% del numero di quote assegnate (numero massimo di quote che ogni produttore può acquistare ricorrendo ai titoli CER ed ERU), moltiplicato per il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta; il minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli spot EUA (European Union Allowance) calcolate, con riferimento all'anno in oggetto, per i mercati all'uopo individuati dall'Autorità (2) ad un numero di quote pari all'eventuale differenza positiva tra il numero di quote ammesse al riconoscimento - tale ultimo numero è pari al numero di quote scoperte (la differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese ed il numero di quote assegnate) moltiplicato per il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta ed il 19,3% del numero di quote assegnate (numero massimo di quote che ogni

produttore può acquistare ricorrendo ai titoli CER ed ERU) moltiplicato per il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta.

Il riconoscimento degli oneri sopportati avviene a seguito di invio alla Direzione Mercati dell'Autorità, di un'unica istanza, ciascuna per ogni impianto, riferita all'intero periodo di diritto al riconoscimento degli oneri medesimi.

Il rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del presente provvedimento viene operato dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

Note

(1) *I mercati e i prodotti di riferimento sono individuati dall'Autorità con proprio provvedimento entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello rilevante ai fini del riconoscimento degli oneri, tenendo conto dei volumi scambiati e del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati. Con riferimento all'anno 2008 i mercati sono EEX - European Energy Exchange - contratto CER Future dicembre 2008; ECX - European Climate Exchange, contratto CER Future dicembre 2008; Nord Pool ASA, contratto CER Future dicembre 2008.*

(2) *I mercati e i prodotti di riferimento sono individuati dall'Autorità con proprio provvedimento entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello rilevante ai fini del riconoscimento degli oneri, tenendo conto dei volumi scambiati e del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati. Con riferimento all'anno 2008 i mercati sono: EEX - European Energy Exchange, contratto EUA Future dicembre 2008; ECX - European Climate Exchange, contratto EUA Future dicembre 2008; Nord Pool ASA, contratto EUA Future dicembre 2008.*

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

[CONTINUA]

Documento di consultazione AEEG - DCO 17/08 - Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM) | Download

In considerazione dell'evoluzione raggiunta dal mercato elettrico italiano, l'AEEG avverte l'esigenza di affinare l'attuale sistema di monitoraggio del mercato, mediante il rafforzamento delle attività di coordinamento fra la Direzione Mercati dell'AEEG, da una parte, e GME e Terna dall'altra, sì da facilitare un più intenso e proficuo scambio di informazioni. A tale specifico fine, l'AEEG nell'intento di riformare la disciplina del monitoraggio di cui alla deliberazione n. 50/05, ha avviato in data 6 giugno 2008 la consultazione sul "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM)" ciò allo scopo di raccogliere eventuali osservazioni presso i soggetti interessati che potranno formularle entro e non oltre il 15 luglio 2008. La struttura della nuova disciplina del monitoraggio è essenzialmente volta a conseguire quale finalità la definizione di un sistema integrato di accesso diretto ai dati e agli indici per il monitoraggio da parte della Direzione Mercati dell'Autorità preposta al monitoraggio del mercato elettrico in coordinamento con gli uffici di GME e di Terna.

GME - Disposizione tecnica di funzionamento – DTF n. 15 rev. 3 ME - Definizione dei prezzi convenzionali | Download

In data 29 giugno 2008 è stata pubblicata ai sensi dell'articolo 4 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico (nel seguito Disciplina) la rev3 della DTF n. 15 ME, avente ad oggetto la "Definizione dei prezzi convenzionali", di cui agli articoli 72, comma 72.4, 41, comma 41.4 e 52, comma 52.3, della Disciplina. La suddetta DTF ha modificato, in attuazione della delibera n. 68/08 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (<http://www.autorita.energia.it/docs/08/068-08arg.htm>), il valore convenzionale delle offerte di acquisto senza indicazione di prezzo ai fini della determinazione del massimo valore netto delle transazioni effettuate sul mercato, portandolo dal precedente importo di 500 €/MWh al nuovo e maggiore importo di 3.000 €/MWh.

Decreto Legislativo 30 maggio 2008 n. 115 - "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE" | Download

Nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana – Serie Generale, n. 154 del 3 luglio 2008 è stato pubblicato il Decreto Legislativo 30 maggio 2008 n. 115 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza

degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE".

Il Provvedimento in argomento, stante l'obiettivo di ridurre i consumi energetici del 10% entro il 2016, estende la disciplina agevolata agli impianti di produzione, alimentati con fonti rinnovabili o cogenerazioni ad alto rendimento, da 10 a 20 Megawatt elettrici, con facilitazioni agli scambi commerciali, nel rispetto dei principi del mercato e della concorrenza. Nell'ottica di favorire una maggiore semplificazione delle procedure afferenti gli interventi di efficienza energetica, il Provvedimento in parola introduce, inoltre, ulteriori semplificazioni per la realizzazione di interventi di coibentazione e isolamento degli edifici, realizzazione di impianti solari e singoli generatori eolici di piccola dimensione e impianti di cogenerazione.

Al fine di consentire una verifica in ordine all'efficacia degli investimenti ed al rispetto degli obiettivi di risparmio, il Decreto assegna al Ministero dello Sviluppo economico un ruolo più significativo di indirizzo e controllo sull'attività dell'Enea nel proprio ruolo di Agenzia Nazionale per l'Efficienza Energetica; da ultimo il Provvedimento attribuisce una maggiore efficacia all'attuale sistema di riconoscimento dei crediti ambientali a vantaggio delle imprese che effettuano investimenti di efficienza, noti anche come "certificati bianchi".

10 - 11 luglio

2nd India Cleantech Forum

New Delhi, India

Organizzatore: Confederation of Indian Industry

link » [vai a pagina informativa](#)

14 – 18 luglio

Introduction to Energy Regulation

Budapest, Ungheria

Organizzatore: Energy Regulators Regional Association (ERRA)

link » [vai a pagina informativa](#)

18 luglio

Il mercato italiano delle energie rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

link » [vai alla pagina informativa](#)

19 – 25 luglio

WREC 2008

Glasgow, Scotland, UK

Organizzatore: World Renewable Energy Congress Brighton

link » [vai alla pagina informativa](#)

21 – 23 luglio

Renewable Energy Forum & WEC Asia Regional Meeting

Kunming City, Capital of Yunnan Province, China

Organizzatore: WEC

link » [vai alla pagina informativa](#)

22 – 24 luglio

ASME Power

Orlando, FL, USA

Organizzatore: Asmepower

link » [vai alla pagina informativa](#)

28 – 29 luglio

Coaltrans Australia

Brisbane, Australia

Organizzatore: Coaltrans Conferences

link » [vai a pagina informativa](#)

10 – 14 agosto

2ND INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY SUSTAINABILITY

Florida

Organizzatore: ASME

link » [vai a pagina informativa](#)

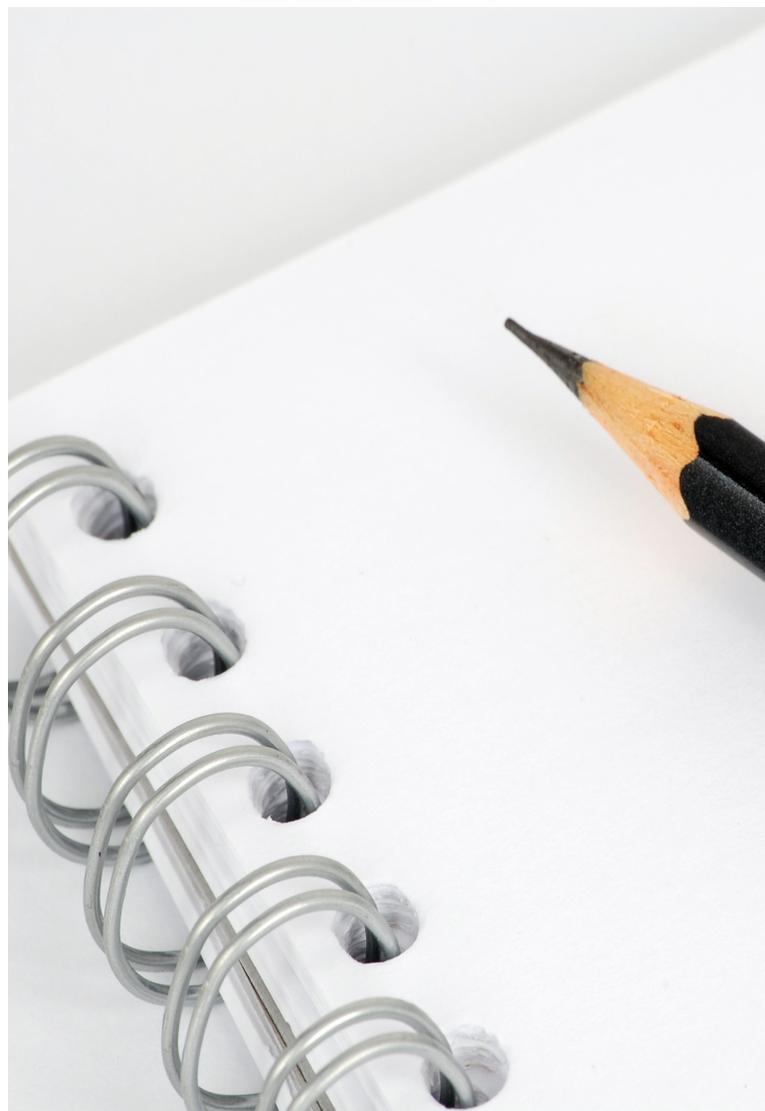
28 agosto

Energy for Mega Cities

Bucharest, Romania

Organizzatore: WEC Romania ed Electrica SA

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 zonali 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.