

FOCUS

TERZO PACCHETTO ENERGIA: MERCATO PIÙ APERTO ED INTEGRATO

■ Un mercato europeo dell'energia più aperto ed integrato, da realizzare attraverso un effettivo 'unbundling' (separazione) delle reti della produzione da quelle della distribuzione, avrà conseguenze positive per l'industria e per i consumatori, favorendo la competizione e riducendo i prezzi. In un'intervista Philip Lowe, direttore generale della Dg energia della Commissione europea, fa il punto sull'attuazione nei 27 del "Terzo Pacchetto energia" approvato nell'aprile dello scorso anno dal Parlamento europeo e che dovrà essere recepito da tutti i Paesi membri entro il marzo del 2011.

Per quanto riguarda le tre opzioni previste nel Pacchetto, spiega Lowe, al momento c'è "una piccola maggioranza di Paesi membri che ha scelto la 'full ownership unbundling', la separazione totale della proprietà. Poi ci sono quelli che guardano agli altri modelli, il ricorso ad un gestore di sistema indipendente o ad un gestore di trasmissione indipendente, mentre altri devono ancora decidere". In proposito l'alto funzionario della Commissione ricorda che "anche in Gran Bretagna non c'è stata una scelta immediata per il full unbundling quando è stato aperto il mercato dell'energia".

In ogni caso, sottolinea, "è incoraggiante vedere che tutti i

Paesi membri comprendono che dobbiamo avere un'effettiva separazione del management network e di quello degli investimenti da quelli che usano il network per fornire e distribuire energia". Secondo Lowe, "senza questa indipendenza non si avranno nuove entrate, i consumatori non avranno più possibilità di scelta e si continuerà ad avere il dominio delle società già operanti (incumbent). Invece, una maggiore competizione è positiva per l'industria ed anche per i consumatori".

Sull'unbundling, il direttore della DG Energia della Commissione dà atto "al regolatore italiano ed alle autorità sulla concorrenza di aver fatto un grande lavoro per stimolare la competizione in Italia e per aprire la strada a nuovi market players, ma la strada da fare è ancora lunga, perchè le regole sulla separazione della proprietà delle reti non sono l'unico ostacolo ad un mercato europeo ed integrato". Lowe sollecita infatti la necessità di "una migliore interconnessione e che questa sia gestita in modo imparziale e senza discriminazioni".

Da questo punto di vista, sostiene, "ci sono progressi da fare, perchè i differenziali del prezzo del gas restano ancora abbastanza significativi". "Il principio alla base della direttiva - spiega ancora - è che gli effetti pratici per i Paesi membri

► a pagina 19

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/MAGGIO 2010

Mercato elettrico Italia
 pag. 2 - 6
 Mercato gas Italia
 pag. 7 - 9
 Mercati energetici Europa
 pag. 10 - 13
 Mercati per l'ambiente
 pag. 14 - 18

■ FOCUS

Terzo pacchetto energia: mercato più aperto ed integrato
 pagina 19

■ APPROFONDIMENTI

Le modifiche agli scenari energetici dettate dalla crisi: alcune riflessioni
 pagina 20

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 22

■ APPUNTAMENTI

pagina 27

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio, in un quadro di alta offerta nazionale (superiore in media oraria ai 50.000 MWh), il fabbisogno di energia elettrica, ancora inferiore nel livello a quello del 2005, ha tuttavia continuato a dare segnali di una timida ripresa su base annua. Gli acquisti di energia elettrica sono stati sostenuti soprattutto nelle aree settentrionali del Paese più duramente colpite dalla crisi economica (+5,4% nel Nord, +7,1% nel Centro Nord). Le vendite nazionali hanno segnato

un buon ritmo di crescita (+4,8%), traendo vantaggio anche della riduzione dell'energia importata dall'estero (-5,3%). Da sottolineare anche la crescita su base annua delle contrattazioni over the counter.

Nella borsa elettrica italiana il prezzo di acquisto dell'energia elettrica (PUN) ha registrato un modesto aumento tendenziale (+0,85 €/MWh) ed una riduzione di quasi 10 €/MWh della differenza con i prezzi medi delle altre borse europee rispetto a maggio 2009. In calo la liquidità della borsa elettrica, attestatasi al 61%.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) a maggio è aumentato di 0,85 €/MWh rispetto allo stesso mese del 2009, portandosi a 59,36 €/MWh (+1,4%). Il modesto aumento sconta da un lato una crescita del prezzo di 4,86 €/MWh (+10,0%) nelle ore fuori picco, che sale a 53,38 €/MWh, e dall'altro una flessione del prezzo di 8,47 €/MWh (-10,7%) nelle ore di picco, che scende a 71,03 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Pertanto il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e quello baseload, in costante discesa nei primi mesi del nuovo anno – con un minimo storico a 1,12 raggiunto ad aprile – è risalito a 1,20. I prezzi di vendita hanno evidenziato dinami-

che differenziate a livello territoriale, con variazioni più contenute nelle zone continentali e più consistenti in quelle insulari. Nel dettaglio, prezzi sostanzialmente invariati al Centro Nord (-0,4%) ed al Centro Sud (-0,5%), in lieve crescita al Nord (+1,5%) ed in calo al Sud (-4,5%) che, con 54,78 €/MWh, si è confermata la zona dal prezzo più basso per il nono mese consecutivo. Dinamiche opposte invece nelle due isole: in Sardegna il prezzo è sceso a 65,56 €/MWh (-16,1%), mentre in Sicilia, con un incremento del 25,2%, è salito a 110,70 €/MWh, valore massimo da gennaio 2009 ed ancora una volta il più alto (Grafico 2).

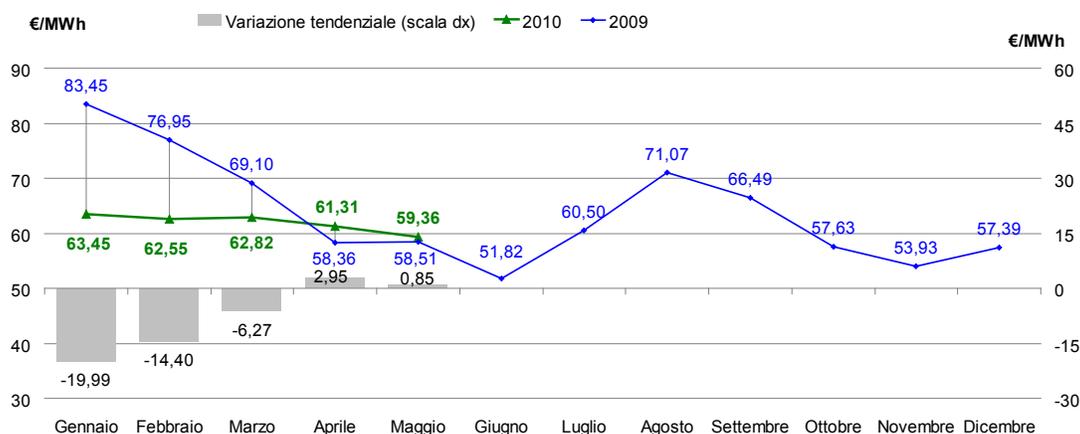
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2010	2009	Var vs 2009		Borsa		Sistema Italia		2010	2009
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	59,36	58,51	0,85	1,4%	21.170	-6,0%	34.693	3,3%	61,0%	67,0%
<i>Picco</i>	71,03	79,51	-8,47	-10,7%	24.593	-11,3%	41.766	0,1%	58,9%	66,5%
<i>Fuori picco</i>	53,38	48,52	4,86	10,0%	19.417	-3,0%	31.071	4,5%	62,5%	67,4%
<i>Minimo orario</i>	15,88	9,47			12.604		22.550		55,2%	61,6%
<i>Massimo orario</i>	100,43	135,19			28.234		45.415		69,6%	72,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

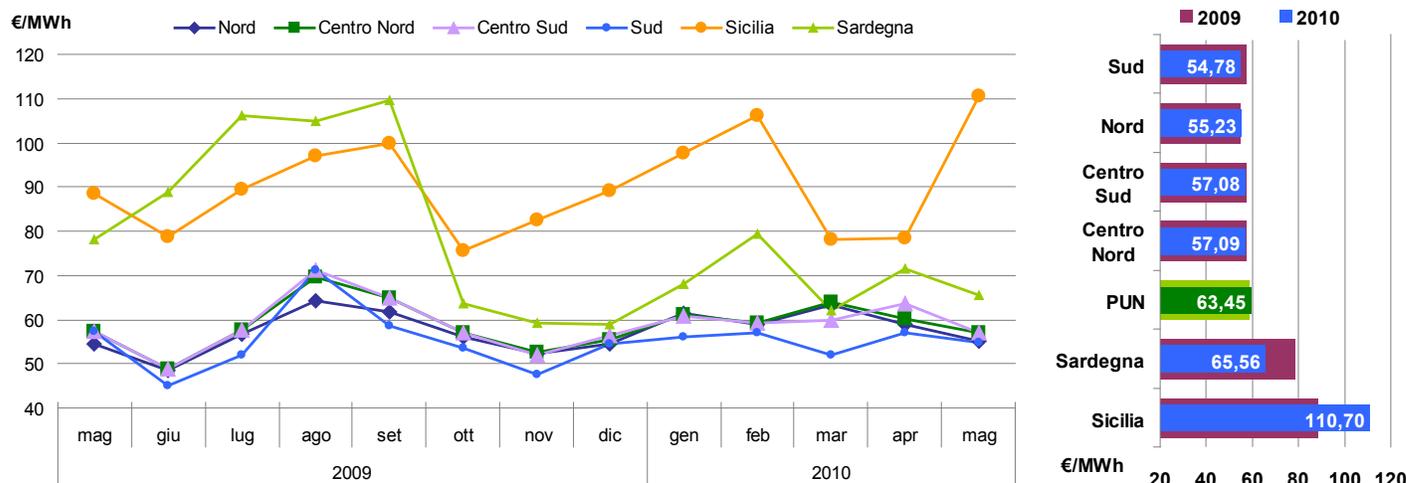
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,8 milioni di MWh, hanno segnato un aumento su base annua del 3,3%, sostenuti dalla vigorosa crescita dei contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,1 milioni di MWh (+22,0%). In calo

invece gli scambi nella borsa elettrica, pari a 15,8 milioni di MWh (-6,0%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 6,0 punti percentuali attestandosi al 61,0% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.750.637	-6,0%	61,0%
Operatori	9.039.236	-11,8%	35,0%
GSE	4.291.798	+9,4%	16,6%
Zone estere	2.407.156	+0,9%	9,3%
Saldo programmi PCE	12.448	-93,5%	0,0%
PCE (incluso MTE)	10.061.195	+22,0%	39,0%
Zone estere	1.299.521	-14,9%	5,0%
Zone nazionali	8.774.122	+26,9%	34,0%
Saldo programmi PCE	-12.448	-	0,0%
VOLUMI VENDUTI	25.811.832	+3,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.348.197	+4,6%	
OFFERTA TOTALE	41.160.030	+3,8%	

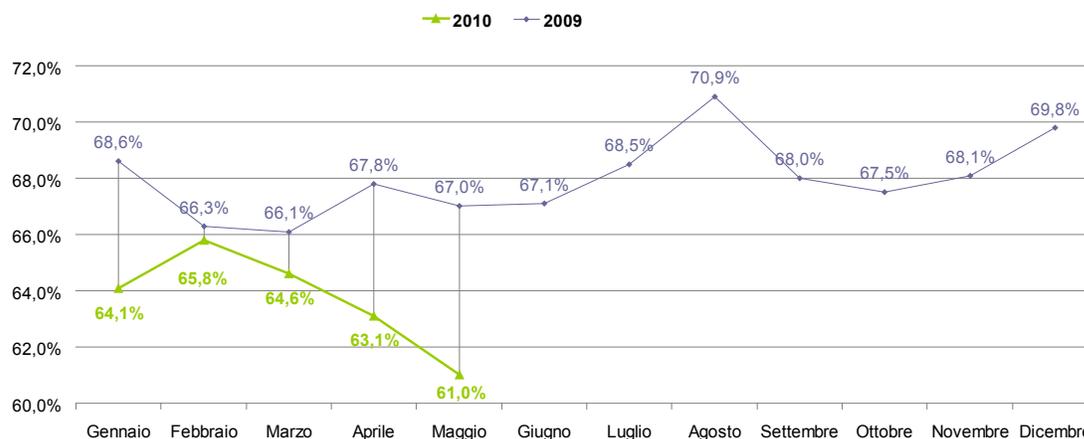
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.750.637	-6,0%	61,0%
Acquirente Unico	3.869.099	-31,9%	15,0%
Altri operatori	10.836.888	+2,5%	42,0%
Pompaggi	383.554	+7,4%	1,5%
Zone estere	63.236	+22,8%	0,2%
Saldo programmi PCE	597.861	+547,5%	
PCE (incluso MTE)	10.061.195	+22,0%	39,0%
Zone estere	28.000	+55,6%	0,1%
Zone nazionali AU	3.146.112	+58,8%	12,2%
Zone nazionali altri operatori	7.484.944	+18,1%	29,0%
Saldo programmi PCE	-597.861	+547,5%	
VOLUMI ACQUISTATI	25.811.832	+3,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.774.074	-8,1%	
DOMANDA TOTALE	27.585.907	+2,4%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,7 milioni di MWh, hanno registrato un aumento del 3,2% su base annua; a trainare la crescita gli acquisti nel Nord (+5,4%) e nel Centro Nord (+7,1%), in flessione le altre zone, con variazioni negative comprese tra lo 0,8% del Centro Sud ed il 3,3% della Sardegna. Molto contenuti gli acquisti sulle zone estere, pari a 91 mila MWh (+31,2% su base annua) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionali, pari a 22,1 milioni di MWh, sono aumentate del 4,8% rispetto a maggio 2009. Le vendite sono cresciute in tutte le zone continentali, in evidenza il Centro Nord (+11,0%) ed il Centro Sud (+22,8%), mentre si sono ridotte nelle due isole: -4,5% in Sicilia, -2,6% in Sardegna. Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,7 milioni di MWh, hanno segnato ancora una flessione su base annua (-5,3%), la sesta consecutiva (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela, anche questo

mese, il netto incremento tendenziale delle vendite di energia elettrica da impianti a ciclo combinato (+30,1%), che ha interessato tutte le zone, ad eccezione del Centro Sud (-16,2%) e della Sicilia (-15,8%); in crescita anche le vendite da impianti idroelettrici a pompaggio (+17,6%) e quelle da impianti eolici (+8,5%). In flessione, invece, le vendite da impianti a carbone (-3,8% a livello nazionale, ma più che triplicate nel Centro Sud), da impianti geotermici (-1,6%), da quelli idroelettrici ad apporto naturale (-4,7%), ma soprattutto da altri impianti termici (-28,2%).

La quota delle vendite da impianti a ciclo combinato è pertanto salita al 49,4% (+9,6 punti percentuali rispetto ad un anno fa), a discapito di quella da carbone, pari a 6,6% (-0,6 p.p.), da altri impianti termoelettrici, pari a 15,4% (-7,1 p.p.), e da quelli idroelettrici ad apporto naturale, pari a 21,7% (-2,2 p.p.); pressoché invariata la quota delle vendite da altri impianti (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
Nord	18.789.671	25.255	+2,4%	11.692.667	15.716	+3,4%	14.362.795	19.305	+5,4%
Centro Nord	3.348.579	4.501	+9,6%	1.836.053	2.468	+11,0%	2.912.381	3.914	+7,1%
Centro Sud	5.556.425	7.468	+18,6%	2.159.913	2.903	+22,8%	4.014.417	5.396	-0,8%
Sud	6.092.950	8.189	+9,3%	4.042.416	5.433	+3,7%	1.977.403	2.658	-1,8%
Sicilia	2.098.123	2.820	-16,2%	1.451.044	1.950	-4,5%	1.536.131	2.065	-2,1%
Sardegna	1.461.691	1.965	-3,0%	923.063	1.241	-2,6%	917.469	1.233	-3,3%
Totale nazionale	37.347.440	50.198	+4,7%	22.105.156	29.711	+4,8%	25.720.596	34.571	+3,2%
MzEstero	3.812.590	5.124	-4,6%	3.706.676	4.982	-5,3%	91.236	123	+31,2%
Sistema Italia	41.160.030	55.323	+3,8%	25.811.832	34.693	+3,3%	25.811.832	34.693	+3,3%

(continua)

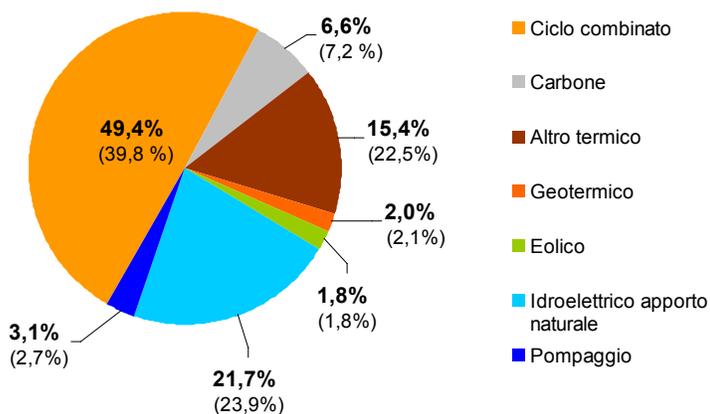
Tabella 5: MGP, vendite per tipologia d'impianto

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	9.894	+9,4%	2.039	+5,4%	2.134	+30,1%	4.837	+4,1%	1.744	-7,5%	1.148	+0,8%	21.796	+7,5%
Ciclo combinato	7.666	+54,2%	1.225	+23,4%	1.123	-16,2%	2.928	+44,3%	1.182	-15,8%	552	+1,0%	14.675	+30,1%
Carbone	830	-30,6%	38	-62,9%	537	+211,2%	0	-	-	-	560	-1,7%	1.965	-3,8%
Geotermico	0	-	586	-1,0%	-	-	2	-69,2%	0	-	0	-	587	-1,6%
Altro termico	1.398	-51,3%	191	-22,8%	474	+269,8%	1.907	-27,0%	562	+16,5%	36	+57,4%	4.570	-28,2%
Idroelettrico	5.819	-5,4%	425	+47,8%	655	+5,0%	364	+4,1%	63	+23,7%	43	-51,1%	7.369	-2,4%
Apporto naturale	5.157	-7,8%	393	+48,4%	495	-2,3%	364	+4,1%	19	+51,4%	29	-44,3%	6.456	-4,7%
Pompaggio	662	+18,0%	32	+40,9%	160	+36,2%	0	-	44	+14,8%	14	-60,7%	913	+17,6%
Eolico	3	-38,7%	4	-136,3%	114	+12,8%	232	-5,4%	144	+37,9%	50	+5,5%	546	+8,5%
Totale Impianti	15.716	+3,4%	2.468	+11,0%	2.903	+22,8%	5.433	+3,7%	1.950	-4,5%	1.241	-2,6%	29.711	+4,8%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a maggio sono stati negoziati 221 contratti (131 baseload e 90 peakload), pari a complessivi 555 mila MWh, che hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 311 MW per un totale di 1.138

mila MWh. I prezzi di controllo sia dei prodotti baseload che di quelli peakload hanno evidenziato, con poche eccezioni, stabilità o un lieve ribasso rispetto al mese precedente (Tabella 6).

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

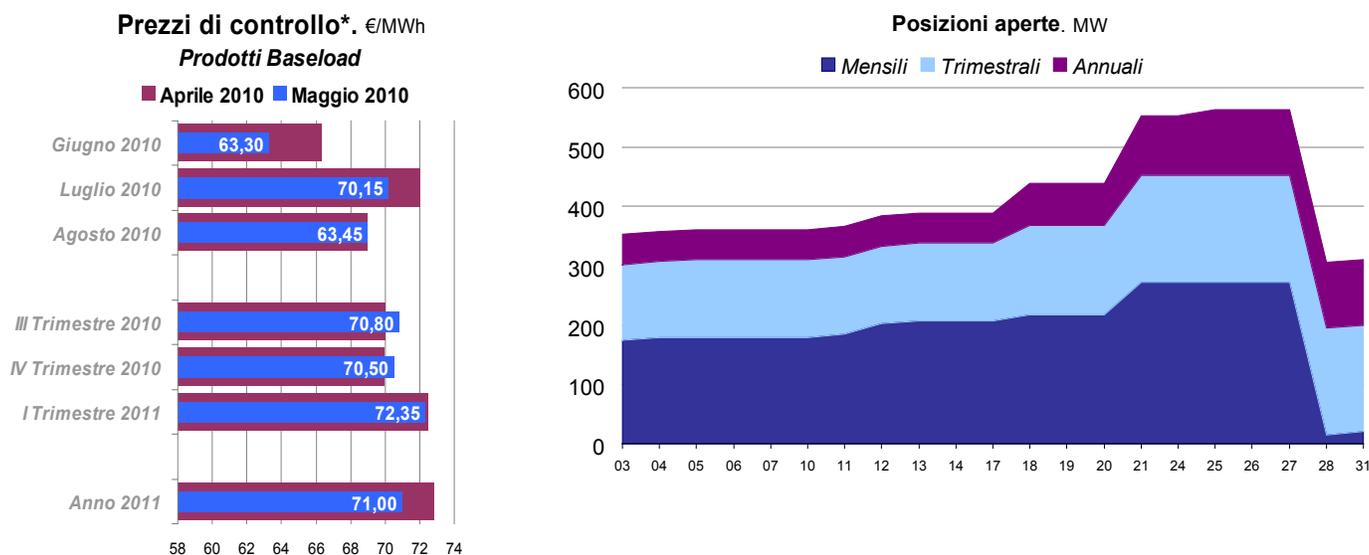
	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAK LOAD				
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW
Giugno 2010	63,30	-4,5%	8	53	-	74,30	-2,6%	8	50	-
Luglio 2010	70,15	-2,6%	1	5	10	91,03	1,7%	-	-	-
Agosto 2010	68,98	0,0%	-	-	5	89,67	0,0%	-	-	-
Settembre 2010	73,35	-	-	-	5	81,20	-	-	-	-
III Trimestre 2010	70,80	1,1%	1	3	84	87,30	0,0%	-	-	6
IV Trimestre 2010	70,50	0,8%	-	-	34	86,50	-0,5%	2	20	26
I Trimestre 2011	72,35	-0,2%	3	30	30	90,99	0,0%	-	-	-
II Trimestre 2011	67,00	-1,5%	-	-	-	85,15	0,0%	-	-	-
Anno 2011	71,00	-2,5%	6	40	91	87,00	-2,2%	2	20	20
Totale			19	131	259			12	90	52

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

(continua)

Grafico 5: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a maggio ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a maggio 2010, sono state 20,3 milioni di MWh, con un aumento del 39,7% rispetto allo stesso mese del 2009. Da sottolineare la crescita dei contratti standard quasi raddoppiati rispetto ad un anno

fa. Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 12,8 milioni di MWh (+19,8%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,1 milioni di MWh (+19,4%), che nei conti in prelievo, pari a 10,7 milioni di MWh (+27,8%) (Tabella 7).

Tabella 7: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.986.198	+120,9%	34,5%	Richiesti	10.246.759	+19,6%	100,0%	10.668.929	+27,6%	100,0%
Off Peak	678.564	- 11,4%	3,3%	di cui con indicazione di prezzo	2.234.735	+702,0%	21,8%	673	100%	0,0%
Peak	1.628.916	+104,7%	8,0%	Registrati	10.073.643	+19,4%	98,3%	10.659.056	+27,8%	99,9%
Week-end	600,00	- 50,0%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.087.478	+1236,7%	20,4%	-	-	-
Totale Standard	9.294.278	+96,7%	45,8%	Rifiutati	173.116	+37,6%	1,7%	9.873	-48,6%	0,1%
Totale Non standard	10.893.659	+11,3%	53,7%	di cui con indicazione di prezzo	147.256	+20,2%	1,4%	673	100%	0,0%
PCE bilaterali	20.187.938	39,1%	99,6%	Saldo programmi	12.448	- 93,5%		597.861	+547,5%	
MTE	83.604	100%	0,4%							
TOTALE PCE	20.271.542	+39,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.828.662	+19,8%	63,3%							

Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di maggio si caratterizza per l'avvio delle operazioni sulla P-Gas, piattaforma per l'offerta di gas naturale organizzata e gestita dal GME. I consumi di gas consolidano

la spinta verso l'alto anche nel mese di maggio segnando un aumento del +15%, trainati essenzialmente dal comparto industriale e da quello domestico. Stabili rispetto al mese precedente i prezzi registrati sul PSV, che confermano per il terzo mese consecutivo sensibili incrementi tendenziali.

Il 10 maggio scorso è entrata in operatività la P-Gas, la piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale, organizzata e gestita dal GME, finalizzata a facilitare la cessione delle quote di importazione di gas dei soggetti tenuti agli obblighi ai sensi del decreto legge 7/07 e del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 marzo 2010. La P-Gas, che rappresenta un primo passo verso la realizzazione di una Borsa Gas vera e propria, è una piattaforma che offre la possibilità agli operatori iscritti di negoziare direttamente lotti di gas mensili e annuali, offerti a prezzo fisso o indicizzato e caratterizzati da condizioni di fornitura non standardizzate comunicate al GME da ciascun operatore qualificato come venditore.

La tipologia di prodotto con indicizzazione assume come prezzo la somma di una componente fissa P_0 e di una compo-

nente variabile P_1 , risultante da una formula di indicizzazione definita dall'operatore venditore all'interno del contratto che lo stesso è tenuto ad inviare al GME. A tale piattaforma possono partecipare – oltre ai soggetti obbligati – anche tutti gli operatori che siano abilitati ad operare al PSV, secondo le modalità definite nel Regolamento e nelle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) del GME.

Nel corso del mese in oggetto la piattaforma P-Gas ha registrato l'ingresso di 34 operatori, dei quali 11 si sono dimostrati attivi lato vendita e 2 lato acquisto, con maggiore preferenza in termini di offerte presentate per il prodotto annuale con prezzo indicizzato relativo all'anno termico 2010/2011.

Nel dettaglio, si è registrato un solo abbinamento sul prodotto annuale indicizzato 2010/2011 con prezzo P_0 pubblicato sul sito istituzionale del GME pari a 649 c€/GJ (23,4 €/MWh).

Tabella 1: Operatori e abbinamenti su P-Gas

Fonte: dati GME

Contratti	Prezzo	Operatori			Abbinamenti			Contratti	Volumi
		Iscritti	Attivi in Vendita	Attivi in Acquisto	Prezzo (Po)				
					Minimo	Massimo	Medio		
			N.	N.	€/GJ				
Mensili	Fisso	-	3	1	-	-	-	-	-
	Indicizzato	-	1	0	-	-	-	-	-
Annuali	Fisso	-	3	2	-	-	-	-	-
	Indicizzato	-	7	1	649	649	649	1	3,6
TOTALE		34	11	2	649	649	649	1	3,6

A livello nazionale i consumi di gas proseguono la loro crescita confermando anche per maggio le dinamiche al rialzo osservate negli ultimi 7 mesi, registrando ancora un incremento tendenziale con un livello di consumi pari a 4.874 MCM (+15%).

Il comparto industriale consolida il trend rialzista dei consumi tornando sui valori "pre-crisi" del 2008, con un livello nettamente superiore a quello osservato nel 2009 pari a 1.284 MCM (+31%). Decisiva anche la spinta verso l'alto dei consumi domestici che – con livelli superiori ai valori osservati negli

(continua)

ultimi due anni – salgono a 1.382 MCM (+23%), per effetto delle più fredde condizioni climatiche registrate sul territorio nazionale durante il mese in oggetto.

Pressoché stabile invece il contributo del comparto ter-

moelettrico che – a dispetto degli ultimi tre mesi di continui rialzi tendenziali – conferma i livelli dello scorso anno portandosi a 2.006 MCM (+3%), ancora decisamente lontano dai valori registrati nel 2008.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Domanda	MCM	Δ% Tend
Totale Prelevato	4.874	+15%
Impianti di Distribuzione	1.382	+23%
Consumi Termoelettrici	2.006	+3%
Consumi Industriali	1.284	+31%
Rete terzi e consumi di sistema	202	+24%
Offerta	MCM	Δ% Tend
Import	5.682	+6%
Produzione Nazionale	726	+2%
Sistemi di stoccaggio	-1.535	-17%

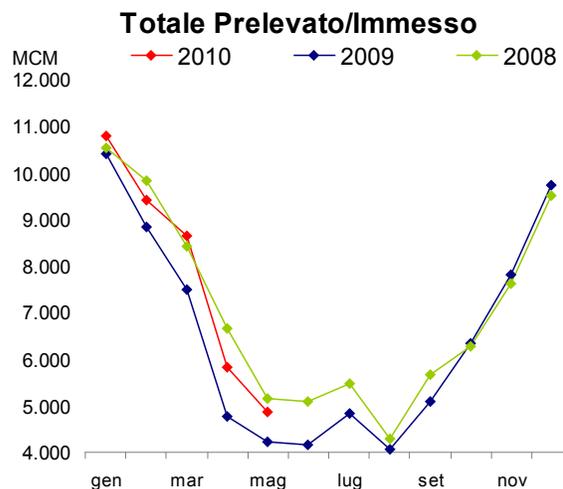
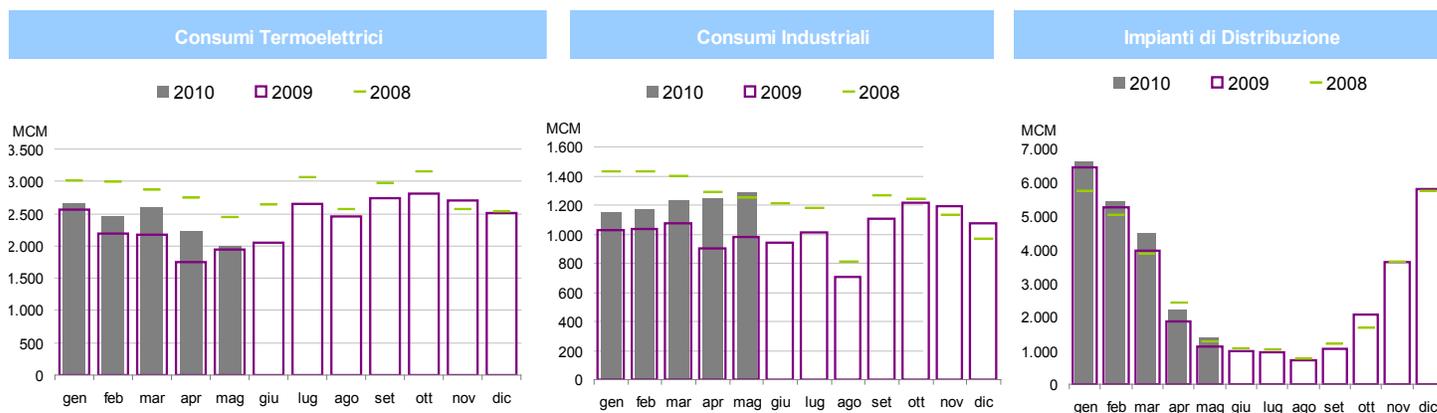


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



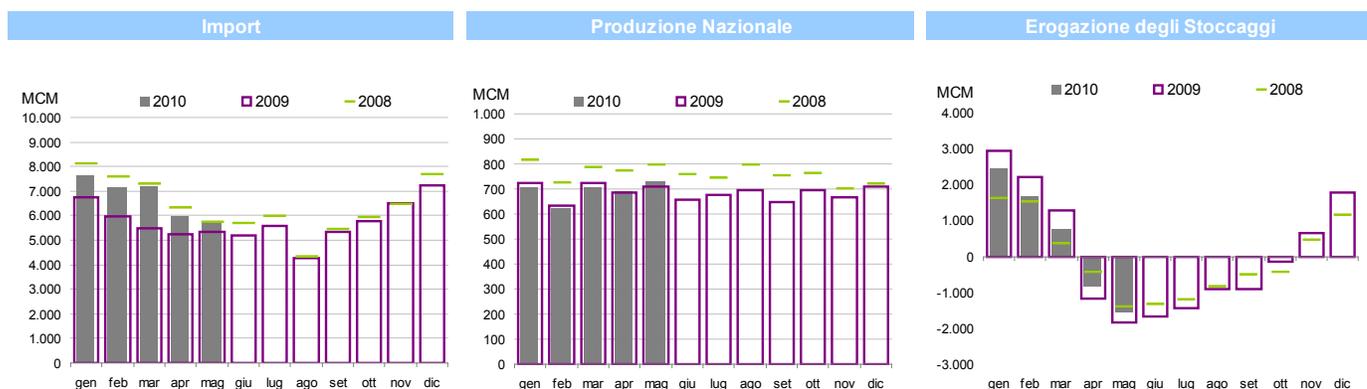
L'incremento della domanda di gas è stato del tutto soddisfatto dall'aumento dell'import, che nel mese in oggetto è salito a 5.682 (+6%), con un tasso di utilizzo delle interconnessioni con l'estero pari al 59% (+2 p.p.). Il contributo della produzione nazionale è risultato invece sostanzialmente allineato al valore registrato lo scorso anno con 726 MCM (+2%). Il sistema di stoccaggio ha infine registrato una moderata iniezione di gas

all'interno dei siti pari a 1.535 MCM (-17%), in calo rispetto ai consistenti volumi iniettati nei siti lo scorso anno e sui valori del 2008, determinando un incremento della quantità di gas stoccato ad un livello pari a 3.674 MCM (-2%), sui valori dello scorso anno ma ancora sensibilmente inferiore ai valori registrati nel 2008.

(continua)

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



Il prezzo dei contratti scambiati sul Punto di Scambio Virtuale risulta sostanzialmente in linea con il valore del mese precedente e pari a 20,08 €/MWh, confermando e rafforzando sensibili rialzi

tendenziali degli ultimi due mesi (+48%), per effetto dei livelli decisamente bassi di prezzo registrati lo scorso anno.

Figura 2: Gas naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

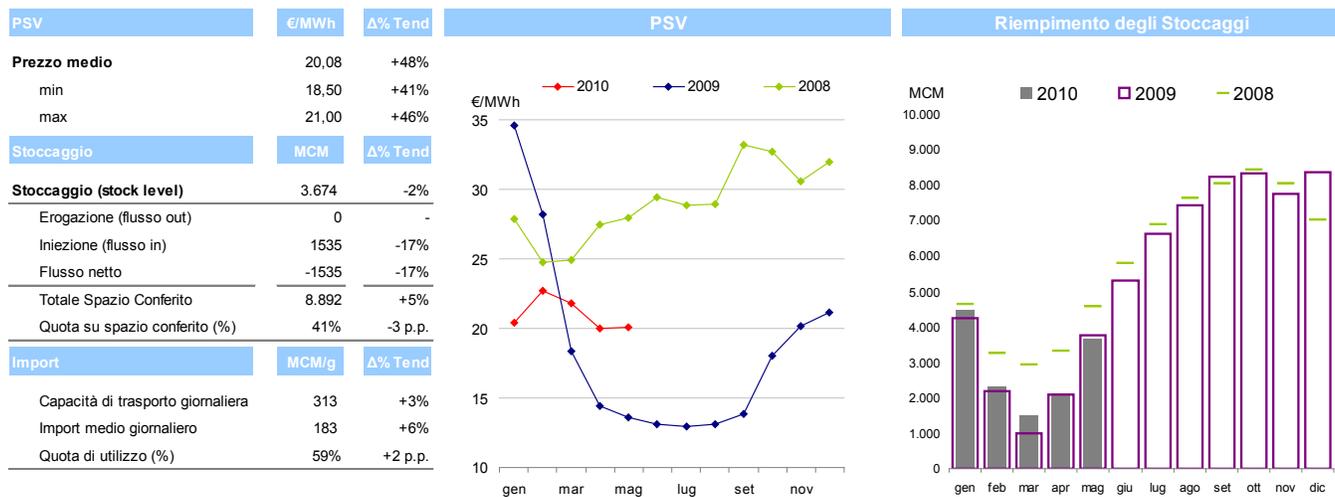
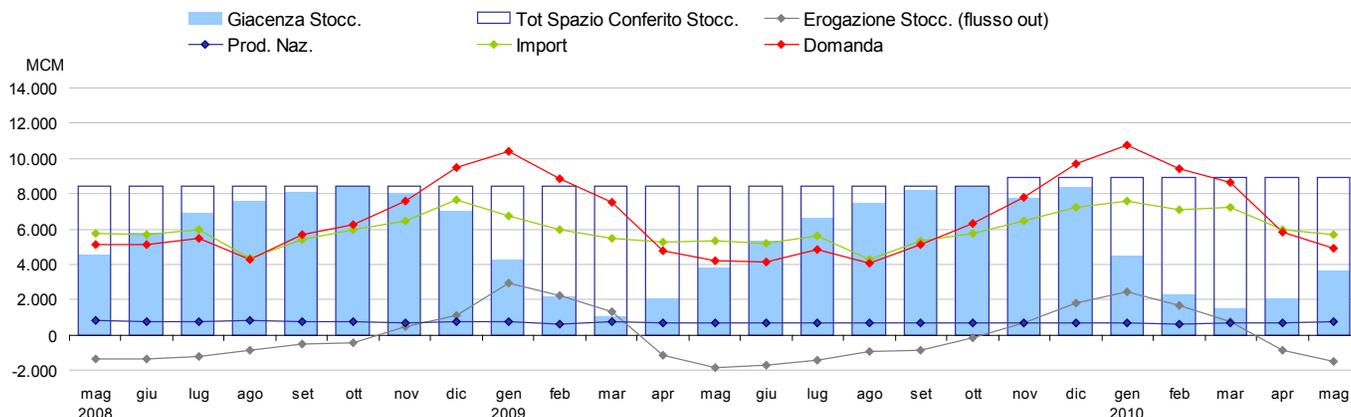


Grafico 3: Gas naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In un contesto di debolezza strutturale dell'euro, al livello minimo degli ultimi quattro anni, i diversi mercati energetici europei lanciano segnali di crescita divergenti. A fronte di una significativa inversione della tendenza rialzista delle quotazioni del greggio e dei prodotti petroliferi, si registrano aumenti consistenti dei prezzi del carbone e del gas. Quest'ultimo, so-

prattutto, raggiunge il massimo annuo su tutte le piazze europee, riferimento italiano escluso, contravvenendo al tipico andamento stagionale che lo vorrebbe in diminuzione nel semestre centrale dell'anno.

Le variazioni sui mercati dei combustibili non sembrano avere impatti di rilievo sulle quotazioni delle principali borse elettriche continentali, in perdurante fase di ridotta volatilità e solo parzialmente interessate da fenomeni di stagionalità.

A maggio i movimenti sui mercati valutari consolidano la fase di deprezzamento dell'euro, alimentata dalla crisi in atto nelle economie di alcuni paesi aderenti all'UE. In conseguenza di ciò il tasso di cambio \$/€ crolla al minimo valore rilevato dal 2006 (1,25 \$/€), sperimentando il sesto calo congiunturale consecutivo (-6,6%) e la prima riduzione tendenziale annua (-8,3%). Anche sui mercati internazionali del greggio, dopo due mesi di forti rincari, le quotazioni mostrano una decisa inversione tornando sui livelli di inizio 2010. In Europa il Brent si attesta a 75,2 \$/bbl, risultando in calo dell'11,5% su base mensile e ancora in crescita, gradualmente più contenuta, sui valori di un anno fa (+30,8%). Peraltro la riduzione congiunturale, oltre a smentire le aspettative rialziste espresse dagli operatori ad aprile, ha indirizzato i mercati verso uno scenario futuro fortemente ribassista nel breve periodo e in debole ripresa solo

a partire dal 2011. Tali dinamiche si riflettono fedelmente sui prezzi dei prodotti petroliferi, sancendo sia per il gasolio (643 \$/MT) che per l'olio combustibile (449 \$/MT) il ritorno sui valori di marzo (rispettivamente -9,5% e -8,5%) e l'interruzione della fase di espansione prevista il mese scorso dai mercati. In termini tendenziali, al pari del Brent, l'incremento dei due derivati si conferma vigoroso, ma su tassi progressivamente più moderati (+37/+39%). Le variazioni particolarmente accentuate registrate sul tasso di cambio rendono non trascurabili gli effetti di quest'ultimo nella conversione in euro delle quotazioni del greggio e dei suoi derivati. La consistente perdita di potere della moneta europea favorisce, infatti, la forte attenuazione delle flessioni congiunturali (-5,2% per il greggio, -2/-3% per i derivati), determinando per contro un inasprimento degli incrementi dal 2009 (+42/+55%).

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Mag 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 10	Lug 10	Ago 10	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,25	-6,6%	-8,3%	1,33	1,25 ▼	1,25 ▼	1,25 -	1,26 ▼
Brent	\$/bbl	75,2	-11,5%	+30,8%	86,2	69,5 ▼	70,3 ▼	71,0 -	77,1 ▼
FOB	€/bbl	60,0	-5,2%	+42,6%	64,8	55,7 ▼	56,3 ▼	56,8 -	61,4 ▼
Fuel Oil	\$/MT	449,0	-8,5%	+39,4%	497,0	418,8 ▼	424,0 ▼	429,0 -	463,0 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	358,2	-2,0%	+52,0%	373,8	335,5 ▼	339,6 ▼	343,5 -	368,7 ▼
Gasoil	\$/MT	642,9	-9,5%	+37,4%	721,0	594,3 ▼	598,1 ▼	603,0 -	659,4 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	513,0	-3,1%	+49,8%	542,2	476,1 ▼	479,0 ▼	482,8 -	525,1 ▼
Coal	\$/MT	89,6	+12,3%	+40,7%	88,5	93,5 ▲	94,8 ▲	95,0 -	97,8 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	71,5	+20,3%	+53,4%	66,6	74,9 ▲	75,9 ▲	76,1 -	77,8 ▲

In controtendenza con quanto osservato sul petrolio e sui suoi prodotti di raffinazione, il coal consolida la propensione rialzista recuperata nel precedente mese di aprile, riprendendo il trend moderatamente crescente seguito lungo tutto il 2009 e solo temporaneamente interrotto nei primi mesi dell'anno corrente. In particolare il riferimento europeo arriva a sfiorare i 90 €/MT, valore massimo da novembre 2008,

registrando una crescita su base congiunturale (+12,3%) e tendenziale (+40,7%), ulteriormente intensificata dal cambio in euro delle quotazioni (rispettivamente +20,3% e +53,4%). La conferma dei segnali di ripresa già lanciati ad aprile modifica al rialzo il prezzo a termine del carbone, facendo prevedere aumenti concentrati soprattutto nel prossimo mese di giugno.

(continua)

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

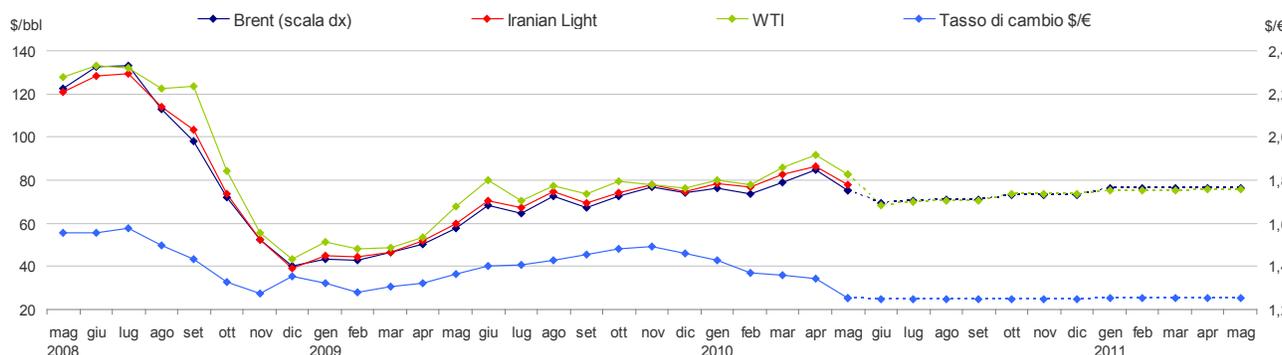


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

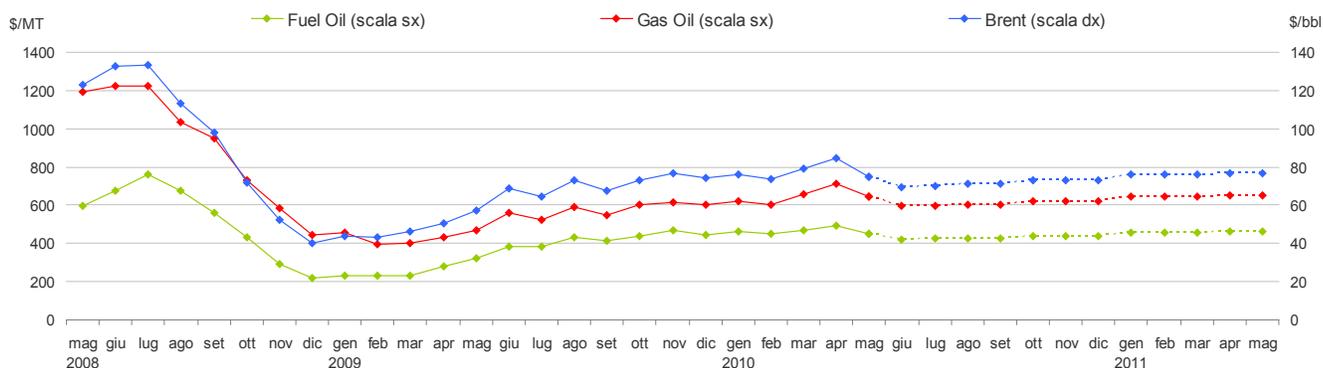
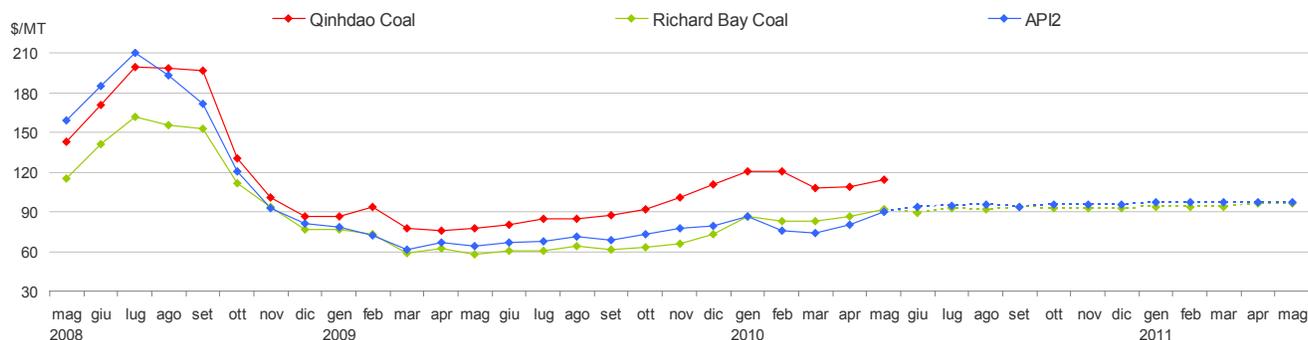


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

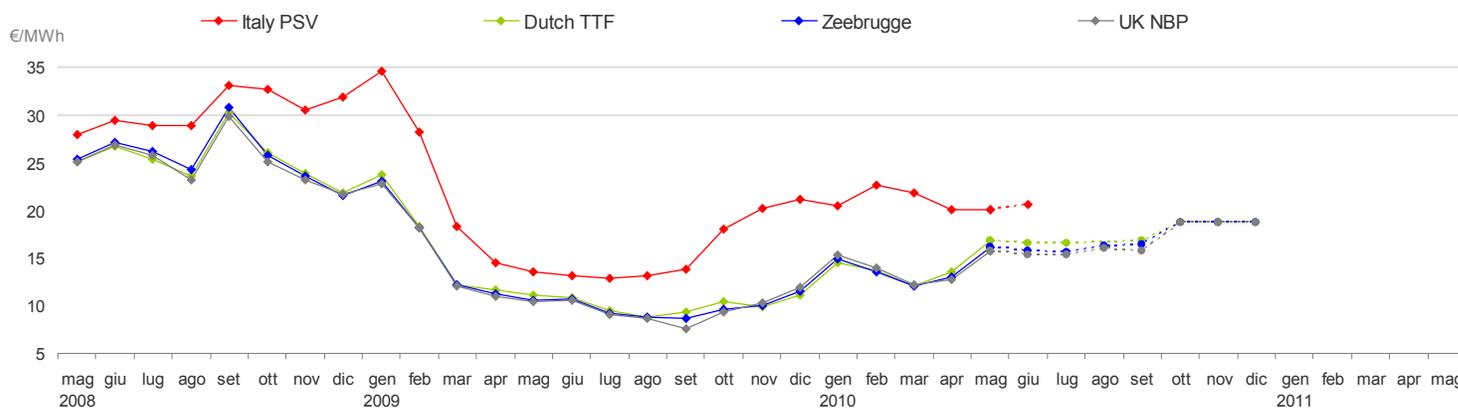
Ancora più sostenuti gli incrementi rilevati sui mercati del gas, dove le quotazioni arrivano a toccare il massimo da febbraio 2009, attestandosi sui 15/17 €/MWh. La spiccata crescita (+23/24% rispetto ad aprile) risulta tanto più sorprendente se collocata all'interno di un periodo, quello primaverile, solitamente caratterizzato da una minore domanda di gas e da conseguenti ridotte tensioni sui prezzi. Si rafforza in tal modo il trend al rialzo avviato nell'ultimo trimestre del 2009 che, apparentemente destinato ad essere arginato dalla fine dell'inverno, ha invece spinto le quotazioni su livelli progressivamente più elevati e decisamente superiori ai bassi valori sperimentati a partire da marzo dello scorso anno (+52/53%

su maggio 2009). Più in linea con la consueta stagionalità appare, per contro, il prezzo rilevato al PSV, stabile sui 20 €/MWh e in graduale convergenza ai valori espressi dai listini continentali. Su base annua il marcato incremento mostrato dal riferimento italiano (+47,8%) rispecchia la consolidata ripresa dei consumi di gas, particolarmente accelerata nei settori domestico (+23%) e industriale (+31%). Sul mercato italiano nel mese di maggio si segnala, peraltro, l'avvio della P-Gas, la piattaforma organizzata dal GME ai sensi della normativa vigente per facilitare la compravendita di gas naturale degli operatori iscritti al PSV (vedi Sezione Mercato Gas Italia di questa Newsletter).

Figura 1: Gas, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)					
GAS	Area	Mag 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 10	Lug 10	Ago 10	Gas Year 10		
PSV DA	Italia	20,08	+0,3%	+47,8%	19,00	20,60	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	16,78	+24,1%	+51,9%	15,10	16,60	▲	16,55	-	-	18,95
Zeebrugge	Belgio	16,12	+24,2%	+53,2%	14,56	15,66	▲	15,63	▲	16,30	19,02
UK NBP	Regno Unito	15,75	+23,3%	+51,0%	14,25	15,34	▲	15,34	▲	15,99	18,83



Le variazioni rilevanti registrate sui prezzi dei combustibili continuano a non mostrare effetti sugli andamenti delle quotazioni elettriche espresse dalle principali borse europee, caratterizzate da un trend di ridotta volatilità in atto ormai dalla fine del 2009. Anche a maggio i listini evidenziano modeste oscillazioni attorno alle rispettive medie annuali, tali da favorire soprattutto il perfetto riallineamento delle quotazioni centro-nord europee. Si inseriscono in quest'ottica i deboli aumenti congiunturali osservati su Powernext, EEX e EXAA (+1/5%) e i contemporanei cali di NordPool ed EEX-CH (-8/-9%), attestate complessivamente sui 41/43 €/MWh, livello al quale torna a convergere UK-APX dopo l'impennata dello scorso mese (-32%). In Italia il prezzo all'ingrosso dell'elettricità scende poco sotto i

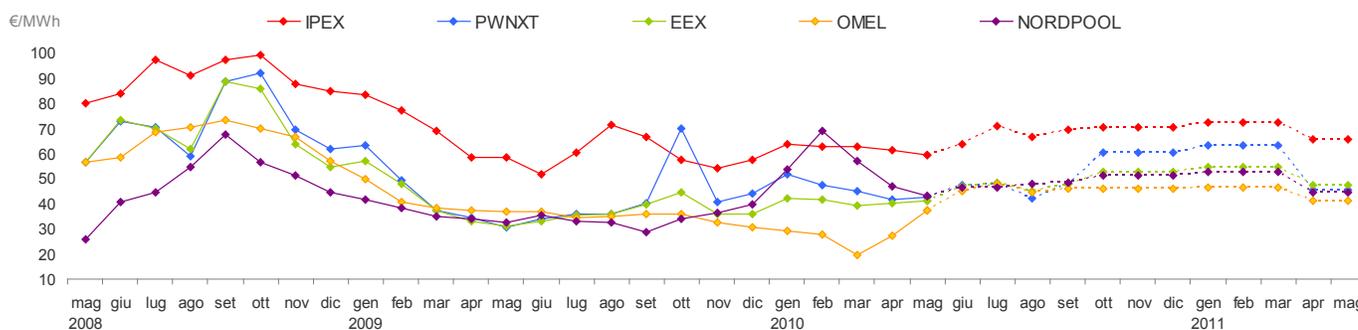
60 €/MWh (-3,2%), toccando il nuovo minimo annuo, mentre in Spagna raggiunge i 37,28 €/MWh (+36%), confermando l'inversione della tendenza ribassista già osservata ad aprile. Su base annua tutti gli exchange appaiono in crescita rispetto ai bassi valori del 2009 (+22/+40%), riflettendo una debole ripresa della domanda di energia. Le uniche parziali eccezioni si riscontrano nell'area mediterranea, dove sia Ipx che Omel si confermano sui livelli dello scorso anno. I mercati a termine sembrano suggerire un generalizzato incremento delle quotazioni nella seconda parte dell'anno, prospettando aumenti già a partire da giugno in Italia e il riproporsi delle tensioni indotte dalla limitata capacità produttiva nell'ultimo trimestre in Francia.

(continua)

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
POWER price	Area	Mag 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 10	Lug 10	Ago 10	Calendar
IPEX	Italia	59,36	-3,2%	+1,4%	63,25	63,75 ▼	70,75 ▼	66,25 -	71,00 ▼
Powernext	Francia	42,39	+1,7%	+37,7%	42,00	47,50 ▼	47,88 ▼	42,25 -	54,75 ▼
EEX	Germania	41,17	+2,8%	+33,1%	40,73	46,67 ▼	48,48 ▲	45,10 -	51,81 ▼
EEX-CH	Svizzera	42,47	-9,5%	+39,9%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	42,25	+4,6%	+39,5%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	37,28	+36,0%	+0,8%	35,80	44,75 ▼	47,88 ▲	44,35 -	43,86 ▼
UK-APX	Regno Unito	42,91	-32,0%	+22,1%	38,10	40,55 ▼	42,38 ▲	41,65 -	-
NordPool	Scandinavia	42,98	-8,3%	+31,5%	44,20	46,30 ▼	46,35 ▲	48,05 -	45,40 ▼



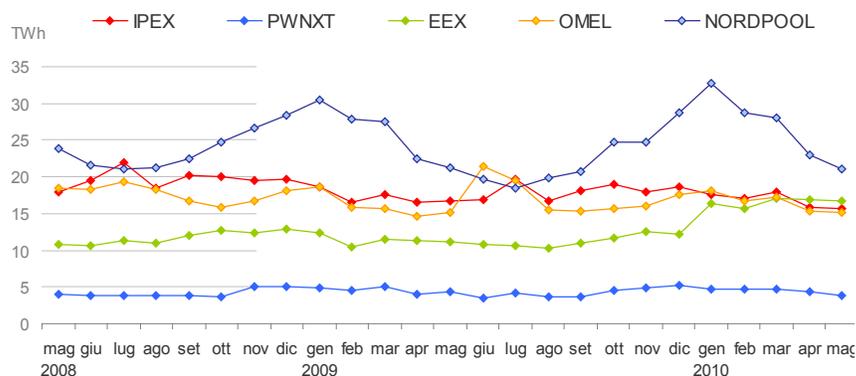
Con riferimento ai volumi circolanti sui mercati spot, la flessione evidenziata dalle borse maggiori rispetto ai dati di inizio anno riflette prevalentemente la stagionale contrazione dei consumi, manifestatasi con intensità diverse nei singoli paesi. Su base tendenziale le variazioni più consistenti si apprezzano ancora una volta su EEX, che rafforza il salto strutturale

compiuto a gennaio incrementando i suoi volumi del 50% (16,7 TWh). Stabili sui livelli del 2009 appaiono NordPool, che si conferma l'exchange su cui transita più energia (21 TWh), e Omel (15,1 TWh, -0,9%), mentre IpeX conferma le indicazioni di aprile, sperimentando la seconda riduzione tendenziale consecutiva (15,8 TWh, -6%).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)			
POWER volume	Area	Mag 10	Diff M-12(%)
IPEX	Italia	15,8	-6,0%
Powernext	Francia	3,9	-9,5%
EEX	Germania	16,7	+50,5%
EEX-CH	Svizzera	0,8	+35,1%
EXAA	Austria	0,5	+20,7%
Omel	Spagna	15,1	-0,5%
UK-APX	Regno Unito	1,5	+2,0%
NordPool	Scandinavia	21,1	-0,5%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 141.781 TEE nel mese di maggio, in aumento rispetto ai 94.503 TEE scambiati in aprile.

Dei 141.781 TEE scambiati, 78.603 sono stati di Tipo I, 54.104 di tipo II e 9.074 di tipo III. I prezzi, durante le sessioni di maggio, hanno registrato una flessione di circa 1 € per tutte le tipologie, rispetto alle medie dei prezzi di aprile.

La diminuzione dei prezzi ha riflettuto le aspettative circa un numero di TEE emessi sufficiente per coprire le esigen-

ze dei soggetti obbligati. Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di € 91,51 (rispetto a € 92,46 di aprile), i titoli di tipo II ad una media di € 91,41 (rispetto a € 92,79 di aprile) ed i titoli di tipo III ad una media di € 91,42 (rispetto a € 92,49 di aprile).

I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine maggio 2010, sono pari ad oltre 6,65 milioni.

Scaduto il termine del 31 maggio per l'adempimento dell'obbligo annuale in capo ai distributori, i volumi probabilmente subiranno una diminuzione, così come è avvenuto negli anni scorsi.

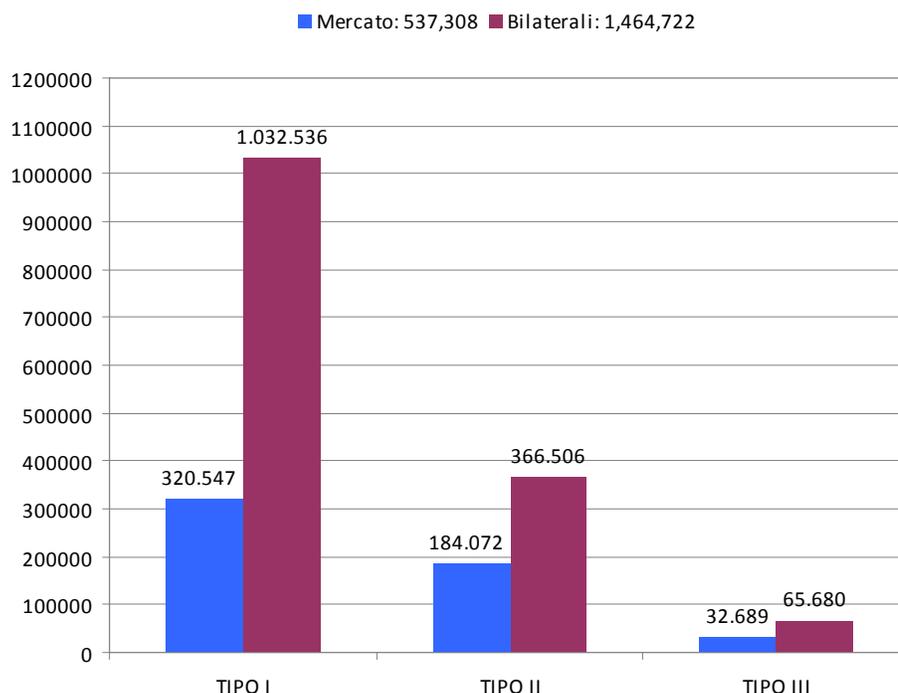
TEE, risultati del mercato del GME - maggio 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	78.603	54.104	9.074
Controvalore (€)	€ 7.193.125	€ 4.945.913	€ 829.556
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 90,00	€ 90,00	€ 90,10
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 92,20	€ 92,00	€ 92,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 91,51	€ 91,41	€ 91,42

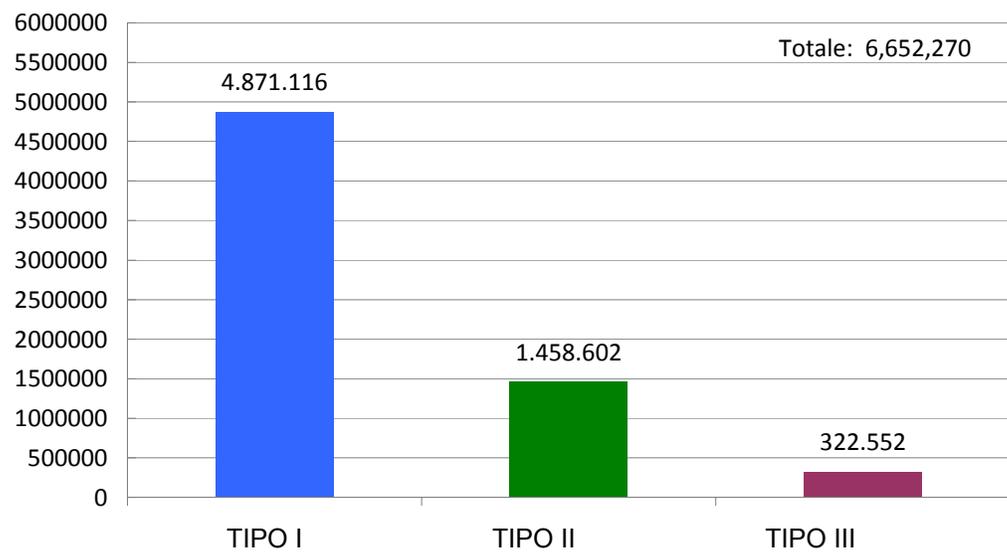
TEE, titoli scambiati gennaio - maggio 2010

Fonte: GME



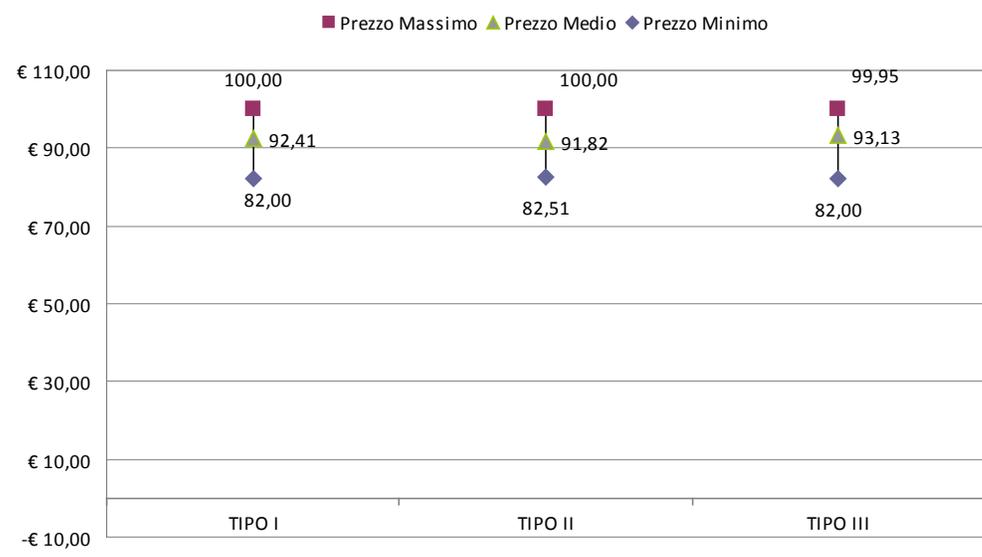
TEE, titoli emessi a fine maggio 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



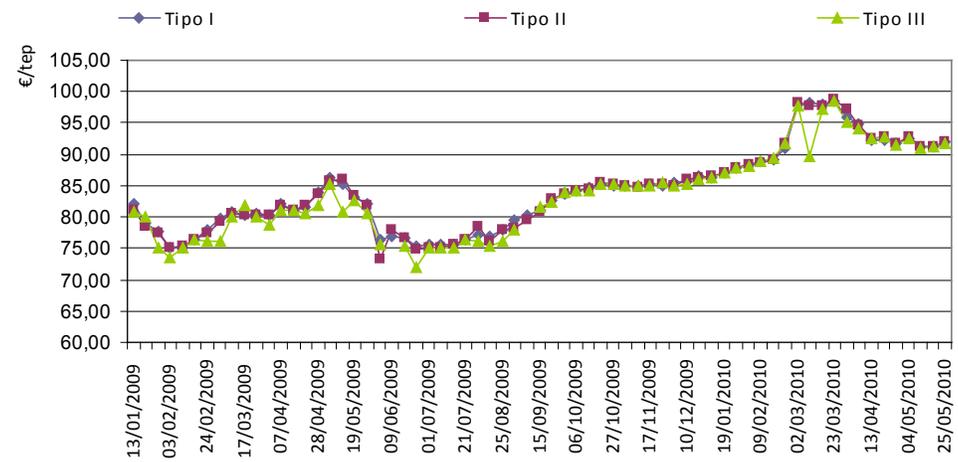
TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio-maggio 2010. Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009 - maggio 2010)

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di maggio sono stati scambiati 174.338 CV, in diminuzione rispetto ai 309.727 CV negoziati nel mese di aprile.

Gli scambi sono sempre concentrati sui CV⁽¹⁾ con anno di riferimento 2009, con 140.778 CV scambiati, in netta diminuzione rispetto ai 273.848 di aprile. I CV con anno di riferimento 2010 continuano a registrare volumi apprezzabili (29.854), anche se in diminuzione rispetto ai 35.337 scambiati ad aprile, mentre i volumi sui CV con anno di riferimento 2008 sono stati 640, in lieve aumento rispetto ai 542 del mese precedente.

Il mese di maggio ha fatto registrare scambi sui CV relativi a produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL) con anno di riferimento 2009 (3066 CV).

Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 in maggio è stato di € 88,79, uguale rispetto al mese precedente. Il decreto anti crisi approvato a fine maggio ha previsto, tra l'altro, l'abolizione dell'obbligo di ritiro dell'eccesso di offerta dei certificati verdi. Tale variazione nella normativa toglie un riferimento al mercato, in una situazione di eccesso di offerta dei CV rispetto a quelli necessari per l'adempimento dell'obbligo. Nei prossimi mesi potrebbe verificarsi una discesa dei prezzi, non più ancorati al valore di ritiro fissato precedentemente a € 88,91/MWh.

(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

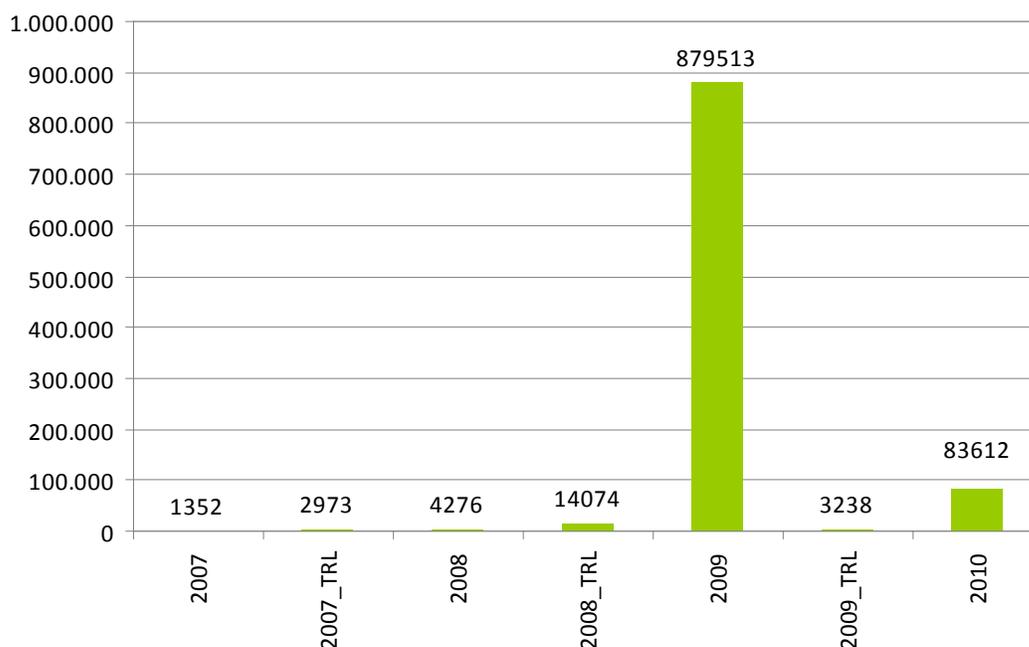
CV, risultati del mercato del GME maggio 2010

Fonte: GME

	2007	2007_TRL	2008	2008_TRL	2009	2009_TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	0	0	640	0	140778	3066	29854
Valore totale (€)	€ 0	€ 0	€ 56.565	€ 0	€ 12.499.810	€ 263.778	€ 2.558.192
Prezzo minimo (€/CV)			€ 88,32		€ 87,63	€ 86,00	€ 80,10
Prezzo massimo (€/CV)			€ 88,40		€ 88,85	€ 87,20	€ 88,80
Prezzo medio (€/CV)			€ 88,38		€ 88,79	€ 86,03	€ 85,69

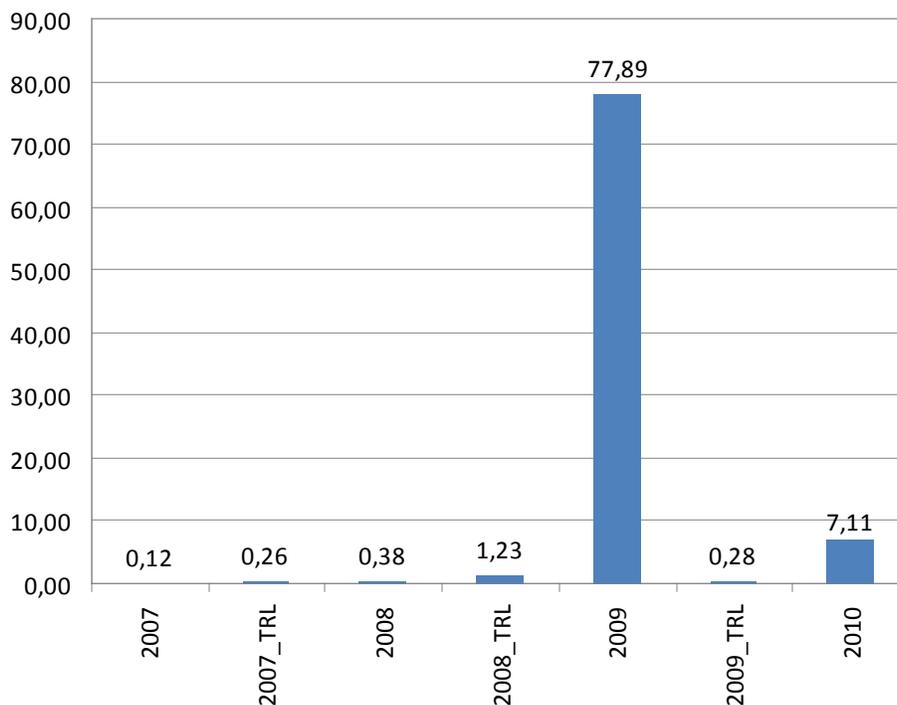
CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a maggio 2010)

Fonte: GME



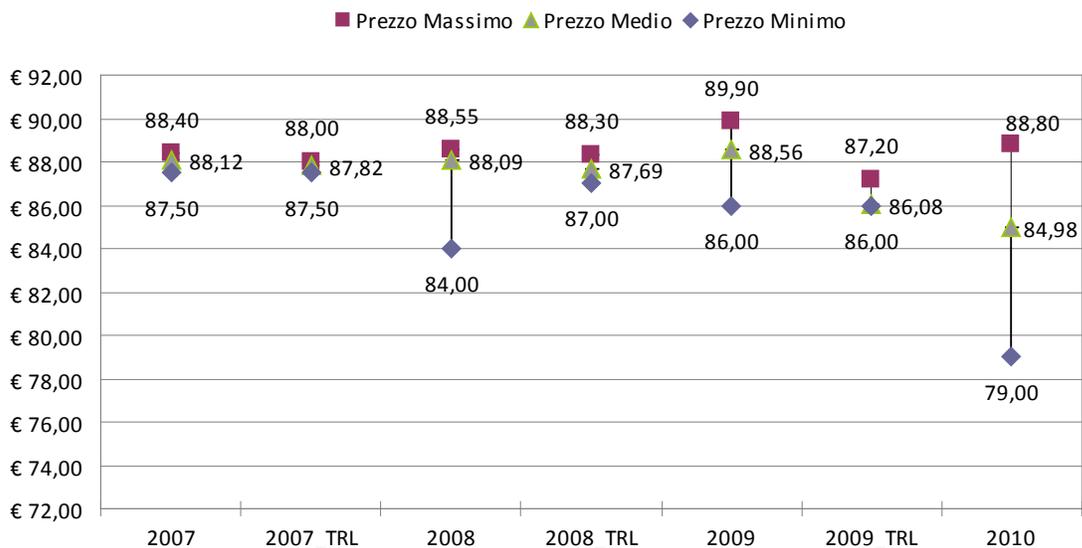
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio a maggio 2010). Milioni di € Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a maggio 2010). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di maggio le unità di emissione Dicembre 2010 hanno registrato un'alta volatilità nei prezzi, variando tra un minimo di 14,33 ed un massimo di 16,73 €/tonn.

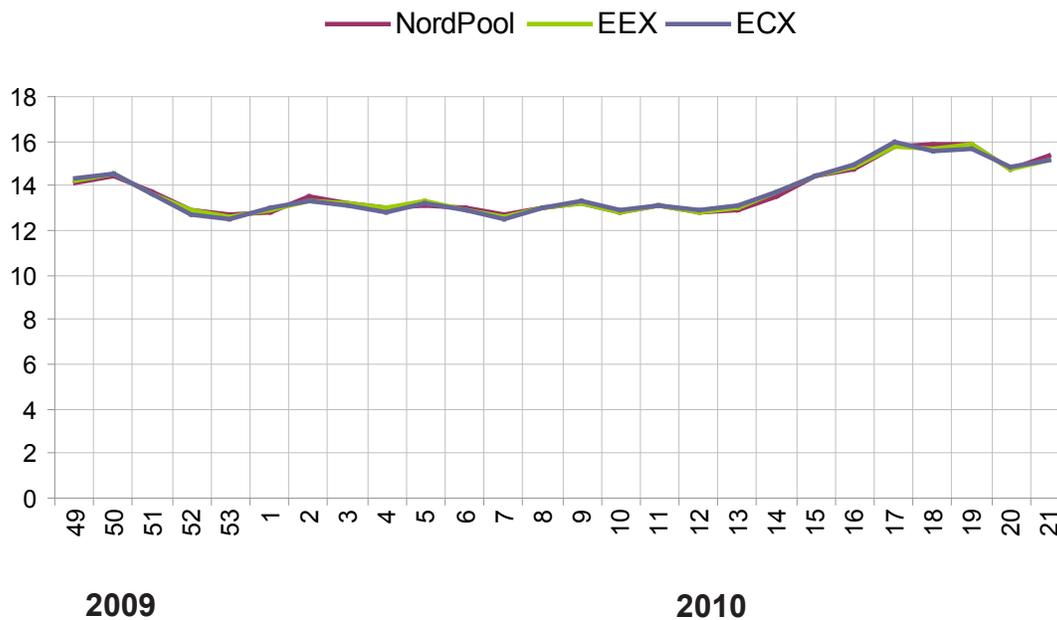
I movimenti dei prezzi sono stati guidati principalmente dall'evolversi della crisi del debito dei paesi europei. All'euforia determinatasi successivamente all'accordo dei maggiori paesi a concedere un aiuto alla Grecia, è seguita poi una fase di preoccupazione sulle prospettive economi-

che di tutti i paesi dell'area euro, impegnati in una drastica riduzione delle spese per consentire un rientro dei deficit. In tale scenario, si inseriscono anche i dubbi sulle possibilità di aumentare l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO2 al 2020, fissato al 20%, ipotesi che aveva innestato un sentiment rialzista sul mercato.

Nel corso del mese scorso sono state scambiate circa 544 milioni di EUA, portando il totale delle unità scambiate nel corso del 2010 a circa 2,26 miliardi di unità.

EUA, mercato a termine (dicembre 2010), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



TERZO PACCHETTO ENERGIA: MERCATO PIÙ APERTO ED INTEGRATO

(dalla prima)

devono essere gli stessi, la gestione delle reti deve essere imparziale in termini di accesso e di obiettivi e, allo stesso tempo, le decisioni sugli investimenti devono essere prese nella prospettiva di espandere le reti, per rinnovarle in modo da garantire la possibilità di nuovi ingressi sul mercato".

Dopo aver ricordato che "la deadline per la messa a punto della legislazione nazionale necessaria per attuare il Terzo pacchetto è marzo del 2011", Lowe esprime quindi la sua soddisfazione per l'avvio dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori energetici (Acer), con sede a Lubiana, alla cui guida è stato nominato il 6 maggio scorso l'italiano Alberto Pototschnig. "Ci aspettiamo di lavorare con l'Agenzia per contribuire a risolvere i conflitti tra i differenti mercati nazionali e diversi regolatori - dice - e per facilitare gli scambi ai confini, nella speranza che si possa arrivare ad un livellamento dei prezzi e dei termini contrattuali nel mercato interno".

Quanto all'ipotesi della costituzione di un hub del gas in Italia, che potrebbe essere favorita dall'integrazione su scala europea del mercato del gas e del suo trasporto, il dg Energia della Commissione afferma: "Lo sviluppo di un hub dovrebbe essere la conseguenza naturale dell'eliminazione degli ostacoli ai confini nazionali e dello sviluppo di nuove pipeline all'esterno dell'Unione Europea, dall'Algeria o dalla Russia, per esempio. I progetti per un corridoio sud, nel quale rientra l'Itgi (Turchia-Grecia-Italia) e la fornitura di gas naturale ai terminali dell'Adriatico e del Mediterraneo dovrebbero favorire la creazione di un hub in Italia".



Philip Lowe – Biografia

Philip Lowe è nato a Leeds nel 1947. Ha studiato politica, filosofia ed economia al St John's College di Oxford perfezionandosi alla London Business School. Dopo aver lavorato per un periodo nell'industria manifatturiera, nel 1973 entra a far parte della

Commissione Europea ricoprendo ruoli di alto profilo. Dal 1989 al 1991 è stato capo gabinetto presso la commissione Europea affari regionali. Dal 1991 al 1993 direttore per lo sviluppo rurale della DG "Agriculture". Dal 1993 al 1995 Direttore della Merger Task Force DG "Competition". Dal 1995 al 1997 capo gabinetto presso la Commissione per il trasporto e le infrastrutture europee. Dal 1997 al 2000 Direttore Generale della DG "Development". Dal 2000 al 2002 capo gabinetto del vice presidente Neil Kinnock, responsabile per le riforme amministrative della commissione. Da settembre 2002 a febbraio 2010 Direttore Generale della Dg Concorrenza della Commissione europea. Attualmente Direttore Generale della Dg Energia.



Le modifiche agli scenari energetici dettate dalla crisi: alcune riflessioni

Di Alberto Clò, R.I.E. Ricerche industriali ed Energetiche

Lo tsunami della crisi economica, ancora lontanissima dall'essere stata riassorbita nelle sue dinamiche reali, ha profondamente modificato i futuri scenari energetici sia internazionali, specie nelle aree industrializzate, che nazionali. Prenderne atto è necessario, non già per rinunciare a quel che si sarebbe dovuto comunque fare (specie sul versante del rafforzamento delle infrastrutture energetiche), ma per evitare che il mutamento delle tendenze abbia a ricadere negativamente su imprese e consumatori. Il passato aiuta a capire, specie guardando alle grandi crisi degli anni Settanta e alla grave duplice recessione che ne seguì. La convinzione comune era allora che la domanda di petrolio avrebbe ripreso la sua corsa, pur rallentata sul passato, appena se ne fosse usciti. Parallelamente, avrebbe ripreso la corsa dei prezzi: che si proiettavano a 200 dollari al barile a moneta attuale. Le cose non andarono affatto così. La domanda riprese, ma molto meno di quel che si profetizzava. Chi investì confidando fece enormi bagni di sangue. Molti degli investimenti che allora si avviarono vennero ultimati, ma non entrarono mai in esercizio. Chi non seppe comprendere i

mutamenti di scenario fu estromesso dai mercati. Tre delle "sette sorelle" letteralmente sparirono. La situazione d'oggi non è dissimile. La natura sistemica della crisi non consente d'aver contezza su alcuna variabile su cui disegnare il futuro, a partire dai modi/tempi dell'uscita dalla recessione. L'aspettativa alimentata sin da un anno fa secondo cui "il peggio è alle nostre spalle" si è dimostrata una pia illusione. Gli effetti della crisi sul nostro sistema energetico si scaricheranno soprattutto sul metano. Per tre ragioni: perché è la fonte che avrebbe dovuto crescere di più; perché è quella su cui si scaricherà la penetrazione delle risorse rinnovabili e del nucleare; perché è quella che risentirà di più della stagnazione dei consumi di energia. Se si dovesse, secondo gli intendimenti programmatici del Governo, pervenire ad una quota sia del nucleare che delle rinnovabili del 25% della domanda elettrica, l'impiego del metano non potrebbe che drasticamente ridursi non solo rispetto alle aspettative. Ponendo a confronto le previsioni al 2020 formulate dall'Unione Petrolifera e dall'ENEA prima (2007) e dopo la crisi (2010) alcune correzioni appaiono con tutta evidenza.

Previsioni della domanda energetica in Italia al 2020 elaborate prima e dopo la crisi¹

1. Unione Petrolifera		2020			
		Previsione elaborata nel 2010	Previsione elaborata nel 2007	Delta	Delta %
Domanda primaria di energia	Mtep	192,7	204,1	-11,4	-5,6%
Gas	md mc	94,8	101,5	-6,7	-6,6%
Petrolio	Mtep	69,5	72,0	-2,5	-3,5%
Energia elettrica richiesta sulla rete	TWh	390,0	454,7	-64,7	-14,2%

2. ENEA		2020			
		Previsione elaborata in autunno 2009	Previsione elaborata nel 2007	Delta	Delta %
Consumo finale di energia					
- "Scenario di riferimento"	Mtep	148	159	-11,0	-6,9%
- "Scenario ACT+" (Accelerazione Tecnologica)	Mtep	127	138	-11,0	-8,0%

¹ Fonti:

1. Unione Petrolifera: "Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2010-2025 (marzo 2010); "Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2007-2020 (febbraio 2007).

2. ENEA: "Audizione del Commissario Ing. Lelli alla 13^a Commissione Territorio, Ambiente del Senato: "Indagine conoscitiva sulle problematiche relative alle fonti di energia alternative e rinnovabili, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni in atmosfera e ai mutamenti climatici, anche in vista della Conferenza COP 15 di Copenhagen (27 ottobre 2009); "Rapporto Energia e Ambiente 2007" (luglio 2008).

Le modifiche agli scenari energetici dettate dalla crisi: alcune riflessioni

(continua)

Le cifre mettono in rilievo una diminuzione dei valori previsti di circa 11 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, indipendentemente che ci si riferisca al livello primario o finale del consumo di energia. Variazioni che rappresentano un range di riduzione tra il - 6% ed il - 8%. Con riferimento al livello della domanda nel 2005, possibile anno di riferimento pre-crisi e pivot di molte basi previsive anche solo a livello comunitario (sia per il consumo di CO2 che per gli scenari dei nuovi obiettivi del 20-20-20), si nota come i valori consuntivi fossero per la domanda energetica primaria di 193,6 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio e di 146 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio per il consumo finale di energia. Dati questi confrontabili con i valori previsivi al 2020 di UP ed ENEA.

In sintesi: (a) contrazione della domanda di energia (sia primaria che finale) a livelli assoluti che resteranno inferiori a quelli osservati prima della crisi. Quindi: un mercato che resterà stagnante. (b) contrazione ancor più forte (-14%) rispetto agli andamenti prima attesi della richiesta elettrica; (c) riduzi-

one del 7% circa della domanda di metano, sempre rispetto a quanto prima atteso. Qui la correzione delle tendenze è davvero impressionante, se si pensa che l'asticella dei 100 miliardi di metri cubi era – sino a pochi anni fa – programmata per quest'anno mentre ora si pensa possa essere superata solo oltre il 2020. Il mutato quadro previsionale italiano si inserisce in un contesto di revisione delle attese di consumo a livello mondiale ed europeo, sia in termini di domanda complessiva che di contributo delle singole fonti alla sua copertura.

Se si getta uno sguardo all'Europa, confrontando i dati previsivi al 2020 dell' "International Energy Outlook" elaborato dal Department of Energy (DOE) statunitense nel 2007 con quelli contenuti nella stessa pubblicazione del maggio 2010, non si trovano che conferme. Anche in questo caso, si nota, infatti, una riduzione complessiva della domanda primaria nell'ordine del -4%.

Ad essere nettamente penalizzate le fonti fossili rispetto ad una forte crescita delle altre fonti, in primis le rinnovabili.

Previsioni della domanda energetica dell' Europa OCSE al 2020 elaborate prima e dopo la crisi (quadrill. btu) ²

US EIA DOE	Previsione elaborata nel 2007	Previsione elaborata nel 2010	Delta	Delta %
Liquidi	32,4	27,7	-4,7	-15%
Gas	24,8	21,7	-3,1	-13%
Carbone	12,2	11,2	-1,0	-8%
Nucleare	9,3	10,0	0,7	8%
Idro e altre rinnovabili	7,5	12,4	4,9	65%
Totale	86,1	83,0	-3,2	-4%

Per quanto riguarda la domanda di gas, nel 2007 il DOE prevedeva per l'Europa un tasso di incremento medio annuo dell'1,4% che, nel nuovo scenario si è ridotto allo 0,5%. Il suo impiego era previsto crescere soprattutto nel comparto termoelettrico, ma le nuove previsioni al 2020 ne vedono scendere le quantità richieste nella generazione di elettricità dai precedenti 8,8 agli attuali 6,4 quadrillion BTU (- 27,3%) mentre le rinnovabili, nello stesso comparto, crescono da 7,2 a 10,9 quadrillion BTU (+51,4%).

Morale: l'orologio del nostro sistema energetico è regredito di un decennio. Le prospettive su cui si ragionava sino a poco

tempo fa si sono spostate in avanti di oltre un decennio. Ogni decisione non dovrebbe prescindere da questi mutati scenari; dalle peggiori disponibilità finanziarie; dagli accresciuti rischi di mercato. Sostenere il contrario è legittimo. A una condizione: che i costi delle decisioni non abbiano a ricadere sui consumatori. Esorcizzare la crisi trascurandone gli effetti è esercizio fintamente consolatorio ma molto rischioso. Meglio guardare in faccia alla realtà e reagirvi conseguentemente. Si imporrebbe un "esercizio programmatico" sul nostro futuro energetico che – senza intendimenti dirigistici – è nell'interesse delle imprese, dei consumatori, dell'intero Paese.

² US Energy Information Administration, Department of Energy: "International Energy Outlook 2007"; International Energy Outlook 2010.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Determina dell'AEEG | “Quantificazione, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08, del valore, espresso in euro/t, riconosciuto per quota di emissione nell'anno 2009” | pubblicata il 4 maggio 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/100419determinadmeg.htm>**

Con deliberazione ARG/elt n.77 del 11 giugno 2008, l'Autorità ha definito i criteri per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, dei maggiori oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE - istitutiva dell'Emission Trading Scheme (ETS) - limitatamente all'energia elettrica ceduta al GSE S.p.A., nell'ambito di convenzioni di cessione ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92. In particolare, l'art.5 di tale deliberazione ha definito due valori di riferimento, denominati P_{FLEX} e P_{EUA} , espressi in euro/t da riconoscersi per ogni quota di emissione nel secondo periodo di applicazione dell'ETS 2008 - 2012.

Con il presente provvedimento, l'AEEG, in applicazione del citato art. 5 della deliberazione ARG/elt 77/08, quantifica e determina che, per l'anno 2009:

- a) il valore del termine P_{FLEX} è pari a 11,82 €/t;
- b) il valore del termine P_{EUA} è pari a 13,26 €/t.

Il dettaglio inerente il processo di calcolo di tali termini, nel rispetto dei criteri indicati con deliberazione dell'AEEG ARG/elt n. 156 del 22 ottobre 2008, è riportato integralmente nell'Allegato A al provvedimento in oggetto.

■ **Documento di consultazione dell'AEEG 09/10 | “Il mercato a termine della capacità di generazione elettrica” | pubblicato il 4 maggio 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/009-10dco.jsp>**

Con il DCO in commento, l'Autorità prosegue il processo di consultazione finalizzato a riformulare l'attuale meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di generazione elettrica (Capacity Payment) avviato con il DCO n. 10 del 7 maggio 2009, dal titolo “I contratti a termine per l'adeguatezza della capacità di generazione elettrica” (cifra Newsletter del GME n.17). Obiettivo della riforma del predetto meccanismo è, da un lato, quello di soddisfare - in sicurezza e con adeguati livelli di qualità - la domanda attesa di energia elettrica con riferimento alle ore e alle zone di maggiore scarsità nell'offerta, dall'altro, quello di definire un quadro regolatorio adeguato per il sostegno degli investimenti, anche pluriennali, per lo sviluppo di nuovi impianti di produzione.

In particolare, il presente DCO, costituisce l'occasione per il Regolatore, per un verso, di pubblicare il resoconto delle risposte degli operatori al precedente DCO n. 10/09, per l'altro di effettuare talune precisazioni sugli obiettivi che ispirano e guidano l'azione regolatoria, nonché su specifici aspetti tecnici di dettaglio della proposta in precedenza avanzata.

In sintesi, il sistema di Capacity Payment attualmente in vigore non correla l'entità della remunerazione percepita dal titolare dell'impianto di generazione al livello di scarsità di offerta che si realizza nel mercato elettrico; risulta infatti remunerata la capacità resa disponibile dall'utente del dispacciamento in immissione nelle ore individuate ex ante come critiche dal Gestore di rete con riferimento all'anno solare di competenza, senza certezza che le ore indicate dal Gestore medesimo siano effettivamente rappresentative delle ore contraddistinte da elevata scarsità.

In particolare, per gli operatori che, disattendendo quanto dichiarato, non rendono effettivamente disponibile la capacità produttiva, non è prevista alcuna esplicita penalizzazione, ad eccezione della rinuncia al riconoscimento del corrispettivo fisso previsto dal capacity payment.

Per tali ragioni il Regolatore ritiene che il meccanismo vigente non appare adatto a perseguire nel tempo un livello adeguato di capacità di generazione al minore costo per gli utenti finali e per il sistema paese.

L'Autorità propone, pertanto, di superare l'attuale sistema con la creazione di un mercato della capacità, che, fornendo agli operatori segnali di prezzo di lungo periodo, consenta, tra l'altro, di contenere e ben valutare i rischi degli investimenti pluriennali in nuova capacità produttiva.

La capacità di generazione trattata su tale mercato sarebbe oggetto di contratti di opzione (Capacity Options) tra il Gestore di rete e gli operatori attivi nella generazione elettrica; tali contratti di opzione sarebbero strutturati in modo tale che, in cambio del riconoscimento di un premio economico, definito ex ante in base all'espletamento di procedure concorsuali, i produttori risultanti assegnatari si impegnerebbero a mettere a disposizione la capacità di generazione oggetto del contratto di opzione, nonché a pagare al Gestore di rete il prodotto tra tale quantità di capacità e l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento (stabilito dagli esiti del mercato all'ingrosso) e il prezzo di esercizio fissato a priori nel contratto.

Il prezzo di riferimento, per ciascuna ora, sarebbe il prezzo zonale del Mercato del giorno prima (di seguito: MGP) relativo alla zona nella quale la controparte del Gestore vende l'energia corrispondente alla propria capacità. Nel caso in cui l'offerta dell'operatore non fosse accettata sul mercato all'ingrosso, lo stesso sarebbe tenuto a offrire, tutta o la restante parte, della capacità contrattualizzata - sempre al rela-

Novità normative di settore (continua)

tivo prezzo zonale del MGP - sul Mercato dei servizi di dispacciamento.

Secondo tale meccanismo, i contratti di opzione non solo avrebbero il vantaggio di includere una penalizzazione effettiva in caso di mancato rispetto dell'impegno a rendere disponibile la capacità produttiva, ma, tra l'altro, conterrebbero la chiara definizione della penalizzazione medesima, pari all'eventuale differenziale positivo tra il prezzo di riferimento e il prezzo fisso di esercizio.

Tale automatismo costituirebbe de facto un indubbio incentivo a rendere disponibile la capacità proprio nelle ore e nelle zone soggette a maggiore scarsità nell'offerta di produzione. Infatti, essendo tali ore contraddistinte da elevati picchi di prezzo - quindi da elevati valori della differenza positiva fra prezzo di riferimento e prezzo di esercizio - per i produttori controparti del Gestore aumenterebbe, ceteris paribus, la perdita netta potenziale a cui andrebbero incontro qualora non riuscissero a controbilanciare il trasferimento, comunque da corrispondere a favore del Gestore, della differenza positiva fra i due prezzi, mediante la realizzazione di una vendita su MGP della capacità contrattualizzata ma non rilasciata.

Per quanto afferisce il premio del contratto di opzione, quest'ultimo dovrebbe costituire la variabile su cui porre in competizione i produttori rispetto all'opportunità di diventare controparte del Gestore. L'adozione di una procedura competitiva per l'individuazione del premio di ogni singolo contratto di opzione, permetterebbe, secondo l'AEEG, di minimizzare, a livello sistemico e nel tempo, gli oneri che l'implementazione di un meccanismo di remunerazione della capacità di generazione determinano sul Gestore di rete e quindi, indirettamente, sull'insieme dei consumatori finali.

Da ultimo, l'Autorità osserva che, qualora i contratti di opzione presentassero un elevato grado di standardizzazione, si potrebbe pensare di ricorrere al meccanismo del cascading che consenta la trasformazione e suddivisione di un singolo contratto con consegna a lungo termine, in contratti multipli riportanti periodi di consegna inferiori, ponendo in tal modo le condizioni per l'eventuale creazione di un mercato secondario della capacità, con il quale le controparti del Gestore titolari delle opzioni avrebbero la possibilità di trasferire, in tutto o in parte, le posizioni inizialmente assunte sul mercato primario. Il termine di chiusura per la presentazione delle osservazioni alla presente consultazione da parte dei soggetti interessati è fissato dall'AEEG al 14 giugno 2010.

■ **Comunicato stampa dell'AEEG** | "Energia: nasce l'Agenzia Europea dei Regolatori" | pubblicato il 7 maggio 2010 | [Download http://www.autorita.energia.it/it/com_stamp/10/100507.htm](http://www.autorita.energia.it/it/com_stamp/10/100507.htm)

Con il comunicato in commento, l'Autorità informa che ha pre-

so il via l'attività dell'Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER).

L'Agenzia sostituirà progressivamente l'EREGG (European Regulators Group for Electricity and Gas), l'organismo di regolazione istituito dalla Commissione Europea e il CEER (Council of European Energy Regulators), organismo volontario che fin dal 2000 riunisce tutti i Regolatori dei Paesi UE. L'istituzione dell'ACER rappresenta uno degli elementi portanti contenuti all'interno delle disposizioni previste dal "Terzo Pacchetto Energia". Il disciplinare relativo ai compiti ed alle future attività dell'Agenzia è stato approvato dall'UE con il Regolamento (CE) n. 713/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009.

Tra le attività previste nel Regolamento istitutivo dell'ACER si leggono: la promozione del coordinamento dei regolatori dei Paesi membri Ue; la definizione delle linee guida-quadro - sulla base delle priorità fissate annualmente dalla CE e dopo un attento dialogo con gli attori del settore - per la stesura e standardizzazione dei codici di trasmissione delle reti; l'indicazione di orientamenti, pareri e proposte sui mercati energetici, a tutte le istituzioni europee e agli altri stakeholders di riferimento; la risoluzione di eventuali controversie che dovessero sorgere tra i regolatori nazionali sulle questioni che afferiscono alla gestione dei flussi transfrontalieri; la verifica e la promozione per l'armonizzazione delle regole in materia di integrazione dei mercati energetici comunitari e le politiche di sostegno per la tutela dei consumatori europei.

In una prima fase transitoria, le attività dell'ACER saranno svolte a Bruxelles, direttamente presso gli uffici della Commissione Europea, mentre a regime l'ACER prenderà sede stabile in Lubiana (Slovenia).

■ **Decreto-legge 20 maggio 2010, n. 72** | "Misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione di CO2." | pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 117 del 21 maggio 2010 | [Download http://www.gazzettaufficiale.it/](http://www.gazzettaufficiale.it/)

Sulla G.U. Serie Generale n.117 del 21 maggio 2010 è stato pubblicato, a firma del Presidente della Repubblica, il Decreto-legge 20 maggio 2010, n.72 recante "Misure urgenti per il differimento di termini in materia ambientale e di autotrasporto, nonché per l'assegnazione di quote di emissione di CO2."

Il Decreto-legge in oggetto introduce, tra l'altro, rilevanti disposizioni e modificazioni normative inerenti la gestione dei meccanismi per la gestione e attuazione delle politiche nazionali in materia ambientale.

In particolare si segnala il disposto di cui all'Art.1, comma 1,

Novità normative di settore (continua)

che prevede il differimento al 30 giugno 2010, in luogo del 30 aprile u.s., del termine per la presentazione del modello unico di dichiarazione ambientale di cui alla legge 25 gennaio 1994, n. 70. I soggetti tenuti, con riferimento all'anno 2009, alla presentazione di tale dichiarazione dovranno avvalersi del modello unico di dichiarazione ambientale, come aggiornato - ai sensi dell'art. 1, comma 3, della medesima legge - con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri in data 27 aprile 2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 98 del 28 aprile 2010. Rimangono comunque valide le dichiarazioni già presentate dai soggetti obbligati, con riferimento all'anno 2009, secondo il modello allegato al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri in data 2 dicembre 2008, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 294 del 17 dicembre 2008.

Con riferimento all'adozione di misure, definite "di straordinaria necessita' ed urgenza", per l'assegnazione di quote di emissione di CO2 a operatori energetici ed industriali per impianti entrati in funzione dopo l'adozione del Piano nazionale di assegnazione (PNA) riferito al II° periodo di applicazione (2008-2012) dell'Emission Trading System europeo, l'art. 2, comma 1, del presente decreto, dispone che "Per le installazioni sottoposte alla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che non hanno ricevuto quote di emissione di CO2 a titolo gratuito a causa dell'esaurimento della riserva per i nuovi entranti[...]" il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE "[...] determina il numero di quote di CO2 spettanti a titolo gratuito agli operatori di impianti o parti di impianto, riconosciuti come «nuovi entranti» ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera m), del decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216, e ne dà comunicazione agli aventi diritto e all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas".

L'Autorità è chiamata (art.2, commi 2 e 3) a definire i crediti spettanti ai soggetti aventi diritto sulla base dell'assegnazione delle quote comunicate dal Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE, tenendo conto dell'andamento dei prezzi delle quote di CO2 sugli altri mercati europei. Detti crediti, comprensivi degli interessi maturati nella misura del tasso legale, saranno liquidati agli aventi diritto "entro 90 giorni dal versamento dei suddetti proventi senza aggravii per l'utenza elettrica e senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica" nei limiti dei proventi derivanti della vendita all'asta delle quote di CO2 per il III° periodo di applicazione (2013-2020) della direttiva 2003/87/CE, come successivamente modificata dalla direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009.

Da ultimo, si segnala la disposizione di cui all'art. 2, comma 3, del decreto in commento, contenente l'abrogazione dei commi 18 e 19 dell'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99, ovvero la cancellazione della riforma inerente il meccanismo dei Cer-

tificati Verdi con cui era stato prospettato il trasferimento, dal lato produzione/importazione al lato dispacciamento in prelievo, dell'obbligo di immettere all'interno del sistema elettrico nazionale una specifica quantità di energia rinnovabile .

■ **Delibera ARG/elt 75/10 | "Modifiche alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 febbraio 2010, ARG/elt 15/10" | pubblicata il 26 maggio 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/075-10arg.htm) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/075-10arg.htm>**

Nell'ambito della regolazione del sistema elettrico nazionale, ai sensi del decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, e della successiva legge 22 marzo 2010, n. 41 (di seguito: legge n.41/10), recante conversione con modificazioni del decreto-legge in commento, è stato introdotto, per il triennio 2010-2012, un nuovo servizio per la sicurezza della rete, reso sul territorio di Sicilia e Sardegna, che garantisca con la massima disponibilità, affidabilità e continuità, la possibilità di ridurre la domanda elettrica nelle citate isole maggiori, in ottemperanza alle istruzioni impartite direttamente dal Gestore di rete.

In particolare, la citata legge n. 41/10, nel processo di conversione, ha modificato l'art.1, comma 3, del decreto-legge originario, prevedendo, in luogo di quanto in precedenza emanato, che:

- il servizio di riduzione dei prelievi, per la sicurezza nelle isole maggiori di cui sopra, possa essere prestato unicamente per quote di potenza non impegnate in qualsiasi altro servizio remunerato volto alla sicurezza del sistema elettrico e/o in ogni altra prestazione che ne possa impedire o limitare il pieno adempimento;

- i soggetti che prestano detto servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza non possono avvalersi, per le quote di potenza impegnate nel medesimo servizio, delle misure di cui all'art.32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n. 99 (nel seguito: misure di interconnessione virtuale), limitatamente al periodo in cui gli stessi prestano il suddetto servizio e ferma restando la titolarità delle eventuali assegnazioni ottenute.

Al fine di tener conto delle modificazioni introdotte dalla legge n. 41/10 in sede di conversione del decreto-legge 25 gennaio 2010, n.3, l'Autorità, con il provvedimento in oggetto, modifica quanto in precedenza disposto con propria deliberazione ARG/elt n.15 del 9 febbraio 2010 (cifra Newsletter dell'GME n.25).

In dettaglio, il Regolatore prevede che, con riferimento alle quote di potenza impegnate nel servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza di cui al citato decreto-legge, rispetto alle quali non ci si possa avvalere - solo per il periodo in cui viene prestato il medesimo servizio - delle misure di interconnessione virtuale, non devono essere versati al Gestore di rete i corrispettivi di cui all'art. 3, comma 2, della deliberazione

Novità normative di settore (continua)

AEEG ARG/elt 179 del 20 novembre 2009.

Inoltre l'Autorità delibera che il Gestore di rete aggiorni e modifichi conseguentemente le procedure concorsuali per l'approvvigionamento delle risorse riducibili istantaneamente in Sicilia e Sardegna di cui all'art.4, comma 1, della deliberazione ARG/elt 15/10, provvedendo contestualmente alla ripubblicazione del relativo standard contrattuale.

Le modifiche di cui sopra, sono attuate dal Regolatore attraverso la sostituzione dell'art. 6, commi 1 e 2, dell'art.7 e dell'art. 8 della delibera ARG/elt 15/10 con le nuove versioni dei medesimi disposti inserite nel provvedimento in oggetto.

Delibera ARG/elt 78/10 | “Verifica di conformità degli schemi di progetto del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. di cui all'articolo 10, comma 10.4, lettera a) e 10.4bis della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (TIMM)” | pubblicata il 27 maggio 2010 | [Download http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/078-10arg.htm](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/078-10arg.htm)

Con comunicazione del 29 aprile 2010, il GME - ai sensi all'art. 10, comma 4, lettera a), e comma 4bis, della deliberazione dell'AEEG ARG/elt 115 del 5 agosto 2008, come successivamente modificata ed integrata, recante il Testo Integrato del Monitoraggio del Mercato (di seguito: TIMM) - ha trasmesso alla Direzione Mercati dell'Autorità:

- uno schema di progetto del data warehouse previsto dal TIMM e uno schema di progetto delle funzionalità dello strumento di business intelligence e delle modalità di interfaccia del medesimo strumento con i dati archiviati nel data warehouse, entrambi corredati da una relazione tecnica che ne comprovi tempi e costi di messa in opera (di seguito: schemi di progetto data warehouse);

- uno schema di progetto del simulatore del mercato del giorno prima e uno schema di progetto della piattaforma informatica per l'acquisizione dagli operatori dei dati di cui all'Allegato A del TIMM.

Con il provvedimento in oggetto il Regolatore, ai fini degli adempimenti previsti dal TIMM, considera positivamente verificati gli schemi di progetto data warehouse, lo schema di progetto del simulatore del mercato del giorno prima e lo schema di progetto della piattaforma informatica per l'acquisizione dei dati di mercato indicati nell'Allegato A del TIMM, trasmessi dal GME con la citata comunicazione del 29 aprile 2010, e, contestualmente, al fine di agevolare l'impiego di tali strumenti da parte della Direzione Mercati dell'AEEG, richiede che il GME predisponga un manuale utente di utilizzo per ciascuno dei progetti richiamati.

GAS

■ **Delibera ARG/gas 64/10 | “Proroga del termine di cessazione dell'applicazione transitoria del servizio di tutela prevista dall'articolo 5, comma 1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09” | pubblicata il 7 maggio 2010 | [Download http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/064-10arg.htm](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/064-10arg.htm)**

Con l'Art. 5 della Delibera ARG/gas n. 64 del 28 maggio 2009, recante l'approvazione del “Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane” (di seguito: TIVG), l'AEEG ha disposto l'applicazione transitoria, fino al 30 settembre 2010, delle condizioni di fornitura previste dal servizio di tutela - introdotto dalla legge 3 agosto 2007, n.125, recante “Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia” - anche per le tipologie di clienti finali che:

- alla data di entrata in vigore del TIVG, erano titolari di un contratto che prevedeva l'applicazione delle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione dell'AEEG n.138 del 4 dicembre 2003, in quanto tali clienti non avevano mai esercitato la facoltà, connessa alla loro condizione di clienti idonei, di stipulare nuovi contratti di fornitura sul mercato libero;

- e,
- avevano un consumo annuo di gas non superiore a 200.000 Smc/anno.

Con comunicazione del 22 aprile 2010, le Associazioni rappresentative delle PMI hanno richiesto all'Autorità una proroga dell'attuale assetto transitorio di tutela previsto dall'art.5 della deliberazione ARG/gas 64/09.

Tale richiesta è stata motivata sulla base della mancanza di condizioni concorrenziali per il segmento di mercato dei clienti finali rappresentato dalle medesime associazioni, nonché dalla necessità di implementare una chiara campagna informativa nei confronti dei clienti finali coinvolti nel processo di rimozione del regime transitorio di tutela.

Con il provvedimento in commento, l'Autorità, accogliendo l'istanza presentata dalle Associazioni delle PMI, proroga di un anno solare, al 30 settembre 2011, il termine previsto per la cessazione dell'applicazione transitoria del servizio di tutela per i clienti finali individuati dall'art.5 della deliberazione ARG/gas 64/09, intendendo assicurare, per tale tipologia di clientela, un adeguato percorso d'informazione prima che detta cessazione divenga effettivamente operativa, durante il quale saranno forniti tutti gli elementi necessari affinché i medesimi clienti possano provvedere ad una scelta consapevole del

Novità normative di settore (continua)

proprio fornitore nell'ambito del mercato libero. In materia, il Regolatore ritiene, inoltre, opportuno attendere il completamento dell'iter parlamentare del disegno di legge "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità europea - Legge comunitaria 2009" - contenente, tra l'altro, la delega al governo per l'attuazione della nuova direttiva europea gas 2009/73/CE - anche al fine di poter definire, secondo un quadro legislativo consolidato, le modalità che l'esercente l'attività di vendita dovrà adottare per la fornitura di gas nei confronti dei clienti finali individuati dall'art.5 della deliberazione ARG/gas 64/09 al termine del periodo transitorio.

■ **Delibera PAS 7/10** | “Parere dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas al Ministro dello Sviluppo Economico ai fini dell’approvazione del Regolamento della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote del gas naturale importato, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 marzo 2010” | pubblicata il 27 maggio 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/docs/10/007-10pas.htm) <http://www.autorita.energia.it/docs/10/007-10pas.htm>

Ai sensi dell'art. 5 del decreto del MSE 18 marzo 2010, recante attuazione della legge sviluppo per l'avvio di un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale, “il GME organizza e gestisce una Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato secondo modalità trasparenti, non discriminatorie e proconcorrenziali stabilite in un Regolamento da pubblicare, previa approvazione del Ministero, sentita l'Autorità, ai fini di verificarne la rispondenza ai principi posti dal medesimo decreto”.

Con la delibera in oggetto, l'AEEG, ai sensi dell'art. 5, comma 1, del decreto 18 marzo 2010, esprime parere favorevole alla proposta di Regolamento, trasmessa al Regolatore dal MSE con comunicazione del 16 aprile 2010, e alle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF), trasmesse al Regolatore dal MSE con comunicazione del 21 aprile 2010, motivando che la proposta di Regolamento, così come le DTF ivi comprese, risultano rispondenti ai principi generali posti dal decreto del MSE 18 marzo 2010.

ALTRI PROVVEDIMENTI DI INTERESSE

■ **Delibera ARG/elt 81/10** | **Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per gli anni 2007 e 2008 ed analisi dei possibili effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico nazionale** | pubblicata il 3 giugno 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/docs/10/081-10arg.htm) <http://www.autorita.energia.it/docs/10/081-10arg.htm>

■ **DCO 16 / 10** | **Condizioni per il dispacciamento nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili: definizione dell'indice di affidabilità IA ai fini del calcolo della mancata produzione eolica** | pubblicato il 3 giugno 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/docs/dc/10/016-10dco.jsp) <http://www.autorita.energia.it/docs/dc/10/016-10dco.jsp>

■ **Delibera ARG/gas 70/10** | **Estensione dell'ambito di applicazione di cui alla deliberazione 27 novembre 2009 – ARG/gas 182/09** | pubblicata il 3 giugno 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/docs/10/070-10arg.htm) <http://www.autorita.energia.it/docs/10/070-10arg.htm>

Agenda GME

■ 22 maggio-10 giugno

Giornata Mondiale del Vento

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

<http://www.anev.org>

■ 16 giugno

VI Forum Gas: I nuovi mercati del gas - Dalle rendite di posizione all'oversupply e alla Borsa Gas. Novità normative e opportunità di business alla vigilia dell'anno termico 2010-2011

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2342&t=events>

■ 18 giugno

Giornata dell'Energia - La riforma del prezzo di vendita al civile e i nuovi mercati del gas in Italia

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://www.nomismaenergia.it>

■ 16 - 18 giugno

European Cross Border Power Trading Forum - 2nd Annual

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzatore: Marcus Evans

As part of its vision for a more effective energy landscape in Europe – one that will help to ensure secure supplies, fair prices and a cleaner environment – the EU wants to see the development of a single pan-European electricity market.

This 2nd annual Marcus Evans forum will offer the tools to ad-

dress these challenges. Through a wide range of case studies, market participants will share their experiences on how to remove price differences between markets and achieve that integration and transparency necessary to build a solid European wholesale power market.

For further information please get in touch with Sumreen Rizvi sumreenr@marcusevansuk.com.

com remember to quote this Newsletter for a special discount!

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=16610&SectorID=3>

■ 22-23 giugno

Energy Conf

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it/a4506

■ 24 - 25 giugno

Il mercato del gas naturale e prospettive di Borsa gas: organizzazione, caratteristiche e trading

Milano, Italia

Organizzatore: Academy – Borsa Italiana

<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/calendario/index.aspx>

■ 8 luglio - Save the date

Presentazione della Relazione Annuale 2009

Roma, Italia

Organizzatore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.a.

www.mercatoelettrico.org

Gli altri appuntamenti

22 maggio-10 giugno

Giornata Mondiale del Vento

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

<http://www.anev.org>

8-10 giugno

Plug into power

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: PennWell

www.powergeneurope.com

9-10 giugno

Forum Italiano Sicurezza Gas 2010

Milano, Italia

Organizzatore: Comitato Italiano Gas, Gruppo Italia Energia

www.forumitalianosicurezzaogas.it

10 giugno

Energy Abundance, Trade and Industry Location

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM- IEFÉ

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3002&sez=Events&padre=82>

10 giugno

Classi a Confronto

Treviso, Italia

Organizzatore: Anit - Associazione Nazionale per l'Isolamento Termico e acustico

www.anit.it

Gli altri appuntamenti (continua)

9 – 11 giugno

Energy Talks Ossiach 2010

Ossiach, Austria

Organizzatore: SYMPOS

<http://www.energytalks.com>

13 – 16 giugno

District Energy/CHP 2010: 101st Annual Conference & Trade Show

Creating an Efficient Energy Future

Indianapolis, Usa

Organizzatore: IDEA

www.districtenergy.org

13-17 giugno

10th Regional Energy Forum - FOREN 2010

Neptun-Olimp, Romania

Organizzatore: WEC

<http://cnr-cme.ro/foren2010>

14 giugno

Nucleare: scelta ragionata, convinta e condivisa?

Roma, Italia

Organizzatore: Safe

www.safeonline.it

14 giugno

10-year gas network development plan

Buxelles, Belgio

Organizzatore: ERGEG

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP

14 giugno

Verso un'energia sostenibile

Terni, Italia

Organizzatore: E.on in collaborazione con Il Sole 24 Ore

www.ilsole24ore.com

14 -16 giugno

Corso di formazione per negozianti di strumenti derivati su energia (IDEX)

Milano, Italia

Organizzatore: Academy – Borsa Italiana

<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/calendario/index.aspx>

14-15 giugno

Eurelectric annual convention & conference

Dublino, Irlanda

Organizzatore: Eurelectric

<http://www.eurelectric.org/Dublin2010/>

15 giugno

I processi autorizzativi degli impianti fotovoltaici. Il ruolo delle Regioni

Bari, Italia

Organizzatore: Assosolare

<http://www.assosolare.org>

15-16 giugno

Pipe Tech World Summit 2010

Madrid, Spagna

Organizzatore: WTG Events

<http://www.pipetechsummit.com>

15-16 giugno

Biogas 2010

Londra, Inghilterra

Organizzatore: SMi

http://www.edie.net/whatson/view_event.asp?id=4155&channel=6&title=Biogas+2010&date=15/06/2010

15-17 giugno

Futuresource Conference 2010 Europe's sustainability event

Londra, Inghilterra

Organizzatore: FutureSource

<http://www.futuresourceuk.com/FUTURESOURCE/Home/2010-Home.aspx>

16 giugno

Energia e Territorio. Il Mezzogiorno e le nuove sfide: Infrastrutture e Imprese, le politiche di sviluppo, le fonti rinnovabili, il ruolo delle Regioni

Roma, Italia

Organizzatore: Associazione Studi e Ricerche per il Mezzogiorno

<http://www.srmezzogiorno.it/2009/roma-16-giugno-2010.html>

16 giugno

VI Forum Gas: I nuovi mercati del gas - Dalle rendite di posizione all'oversupply e alla Borsa Gas. Novità normative e opportunità di business alla vigilia dell'anno termico 2010-2011

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2342&t=events>

16-17 giugno

FEI 2010 Il futuro dell'energia: le nuove infrastrutture

Barletta, Italia

Organizzatore: Cenacolo

www.feiforum.it

Gli altri appuntamenti (continua)

17-18 giugno

European Environmental Law - Recent developments in legislation and jurisprudence, with a focus on energy and climate change

Trier, Germania

Organizzatore: ERA

www.era.int

18 giugno

Giornata dell'Energia - La riforma del prezzo di vendita al civile e i nuovi mercati del gas in Italia

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

www.nomismaenergia.it

20 giugno

SEEP 2010 - Conferenza Internazionale sulle Energie sostenibili e la Protezione Ambientale

Bari, Italia

Organizzatore: Politecnico di Bari

http://www.fast.mi.it/pdf/idrogeno_it.pdf

21-24 giugno

World National Oil Companies Congress

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Terrapin

<http://www.worldnationaloilcongress.com>

20 - 25 giugno

35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference

Honolulu, Usa

Organizzatore: IEEE

<http://www.ieee-pvsc.org/>

21-22 giugno

Energy risk management

Londra, Inghilterra

Organizzatore: SMI

<http://www.smi-online.co.uk/10energyrisk38.asp>

21-24 giugno

World National Oil Companies Congress

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

<http://www.worldnationaloilcongress.com>

22 giugno

Driving Change: Energy and Transportation in the 21st Century

2010

Cambridge, Inghilterra

Organizzatore: Eventbrite

<http://www.cuenconference2010.eventbrite.com>

23 giugno

Scenari di domanda energetica al 2030: contributo alla Strategia Energetica Nazionale

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE, Staffetta Quotidiana

www.aiee.it

22 - 23 giugno

III Solar Revolution Summit

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

22-23 giugno

International Refining Conference

Roma, Italia

Organizzatore: Gulf Pub

www.GulfPub.com/IRC

23-25 luglio

SolWest Renewable Energy Fair

John Day, Usa

Organizzatore: SolWest

www.solwest.org

23-24 giugno

Energy Efficiency in Russia

Mosca, Russia

Organizzatore: Adam Smith

www.adamsmithconferences.com

23-25 giugno

McCloskey Coal USA Conference 2010

New York, Usa

Organizzatore: The McCloskey Group

www.mccloskeycoal.com/conferences

24 giugno

From harmonious society to low carbon society, how China is tackling future challenges

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3003&sez=Events&padre=82>

24 - 25 giugno

Il mercato del gas naturale e prospettive di Borsa gas: organizzazione, caratteristiche e trading

Milano, Italia

Organizzatore: Academy - Borsa Italiana

<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/attivita/prodotto/dettaglio.aspx?i=386>

Gli altri appuntamenti (continua)

25 giugno-9 luglio

Competition and Regulation European Summer School

Creta, Grecia

Organizzatore: Athens University of Economics and Business

<http://www.cresse.info/default.aspx?articleID=14668&heading=Welcome>

28 giugno-2 luglio

4th World Congress of Environmental and Resource Economists

Montréal, Canada

Organizzatore: EAERE/AERE

<http://www.wcere2010.org/>

28-29 giugno

Small Modular Reactors

Washington, Usa

Organizzatore: Platts

<http://www.events.platts.com>

29-30 giugno

European Nuclear Power

Londra, Gran Bretagna

Organizzatore: Platts

www.platts.com

1-3 luglio

Forum internazionale dedicato alle nuove energie per lo sviluppo competitivo e sostenibile della città

Pisa, Italia

Organizzatore: Green City Energy

<http://www.greencityenergy.it/italian/convegni.php?iExpand2=10>

2 luglio

Cee Solar 2010

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: Easteurolink

<http://www.easteurolink.co.uk/>

4 -10 luglio

European Summer School on Climate Change Negotiations

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3020&sez=Events&padre=3018>

5-6 luglio

Energy trading and risk management

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Marcusevans

<http://www.marcusevans.com/>

7-8 luglio

2nd Argus Biofuels Trading in Asia

Singapore

Organizzatore: ArgusMedia

<http://www.argusbiodiesel.com/Asia2010/>

10-17 luglio

Summer School on Environmental accounting: external-ity valuation and Input-Output tools for policy analysis

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem-project.net/exiopool/scheda.php?ids=45>

25-28 agosto

11th IAEE European Conference Energy Economy, Policies and Supply Security: Surviving the Global Economic Crisis

Vilnius, Lituania

Organizzatore: IAEE)

<http://www.iaee2010.org>

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
ref. - Ricerche per l'economia e la finanza S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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