

**FOCUS**

# IL SII, LA BANCA DATI DELL'ENERGIA, PER SUPERARE LE ASIMMETRIE INFORMATIVE A BENEFICIO DEI CONSUMATORI E DEGLI OPERATORI

di Paolo Vigeveno – amministratore delegato di Acquirente Unico

■ Alla base dell'efficienza dei grandi sistemi organizzati c'è la comunicazione, ossia il flusso continuo di notizie e informazioni a supporto delle decisioni. È, quindi, determinante la disponibilità di informazioni e dati in un sistema complesso, oltre che cruciale, come quello energetico. È un tema soggetto ad analisi e studi. La conoscenza degli scenari e delle loro possibili evoluzioni influenza, infatti, in modo rilevante le scelte e le dinamiche che muovono i mercati liberalizzati in settori strategici per il Paese, determinando conseguenze di lunga portata ed efficacia, nel tempo e nello spazio. L'informazione, insomma, riveste un ruolo centrale nei mercati liberalizzati, ad ogni livello, per decidere di realizzare un nuovo impianto di generazione o per la scelta del piccolo consumatore di cambiare il proprio fornitore di energia elettrica e gas.

Così, per supportare il corretto funzionamento dei mercati energetici, con la Legge 129/10 dell'agosto 2010 il legislatore ha voluto la nascita del Sistema Informativo Integrato (SII), una sorta di banca dati nazionale dell'energia, affidandone realizzazione e gestione alla società pubblica Acquirente Unico SpA,

controllata interamente dal GSE. È in tale contesto che l'istituzione in AU del SII assicurerà l'imparzialità della sua gestione e la non discriminazione tra gli operatori che interagiscono tra di loro, con una garanzia di sicurezza e tempestività nello scambio delle informazioni, utili per lo sviluppo della concorrenzialità all'intero mercato e con benefici immediati sia per i consumatori che per gli operatori. La concorrenza potrà determinare effetti positivi duraturi solo quando, attraverso una scelta consapevole, il consumatore potrà premiare l'efficienza del venditore. La vera possibilità di risparmio, sia per il grande sia per il piccolo consumatore risiede, infatti, nella produzione e non nella commercializzazione al dettaglio, ove il margine a disposizione delle società di vendita è inferiore al 5% della spesa complessiva di un cliente medio. La riduzione delle «asimmetrie informative» tra le parti porta a un'informazione trasparente, corretta e completa a disposizione degli attori, fondamentale per il raggiungimento di tale obiettivo.



Fonte: Imagoeconomica

La riduzione delle «asimmetrie informative» tra le parti porta a un'informazione trasparente, corretta e completa a disposizione degli attori, fondamentale per il raggiungimento di tale obiettivo.

▶ continua a pagina 24

## IN QUESTO NUMERO

### ■ REPORT/GIUGNO 2011

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

### ■ FOCUS

Il SII, la banca dati dell'energia, per superare le asimmetrie informative a beneficio dei consumatori e degli operatori

di Paolo Vigeveno – amministratore delegato di Acquirente Unico

pagina 24

### ■ APPROFONDIMENTI

ETS e crediti internazionali: utilizzo da parte dei settori italiani e prospettive per la terza fase di trading

di Emanuele Vendramin – RIE

pagina 25

### ■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 27

### ■ APPUNTAMENTI

pagina 30

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno l'offerta di energia elettrica (oltre 63.600 MWh medi orari) ha segnato ancora un record superando quello dello scorso febbraio. Le unità di produzione hanno offerto, mediamente ogni ora, oltre 7.200 MWh in più rispetto a giugno 2010. Gli scambi di energia elettrica (circa 35.500 MWh medi orari) hanno però segnato ancora una flessione su base annua (-1,0%), la sesta consecutiva nel 2011. Un segnale positivo giunge dal fabbisogno nazionale di energia elettrica che, per la prima volta nel 2011, ha registrato una, seppur debole, crescita tendenziale (+0,1%). Contenuto

aumento anche per le vendite delle unità di produzione (+0,9%), favorito dal calo delle importazioni di energia dall'estero (-11,7%). Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) ha ripiegato di quasi 3 €/MWh rispetto al livello più alto del 2011 raggiunto a maggio, ma è aumentato su base annua di 8,21 €/MWh (+13,6%) portandosi a 68,41 €/MWh. Ancora tensioni sui prezzi di vendita delle due zone insulari; in Sicilia, in particolare, provocate anche dall'interruzione del collegamento dell'isola con il continente. La liquidità del mercato, ancora in risalita dal minimo del marzo scorso, si è attestata al 59,9%, cedendo 2,7 punti percentuali su base annua.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo rispetto a maggio (-2,86 €/MWh, -4,0%), ma in aumento di 8,21 €/MWh rispetto a giugno 2010 (+13,6%), si è portato a 68,41 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela il consistente rialzo su base annua nelle ore fuori picco (+10,86 €/MWh; +20,4%), e quello più contenuto nelle ore di picco (+3,30 €/MWh; +4,5%) con i prezzi attestatisi rispettivamente a 64,04 e 76,52 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload, pari a 1,12, rimane pertanto su livelli molto bassi.

I prezzi di vendita zionali, tutti in aumento tendenziale, evidenziano

ancora il considerevole divario tra zone continentali ed isole. Tra le prime il prezzo è variato di pochi €/MWh, con un minimo nel Sud pari a 64,31 €/MWh. Le due zone insulari, pur riducendo il notevole gap di maggio, hanno ancora segnato prezzi piuttosto alti: 74,00 €/MWh la Sardegna e 106,29 €/MWh la Sicilia. In quest'ultima, nei primi giorni del mese, quando la chiusura della connessione con il continente impediva di importare energia e con un'offerta interna da impianti a ciclo combinato molto ridotta, il prezzo di vendita orario non è mai sceso sotto i 150 €/MWh (Grafico 2).

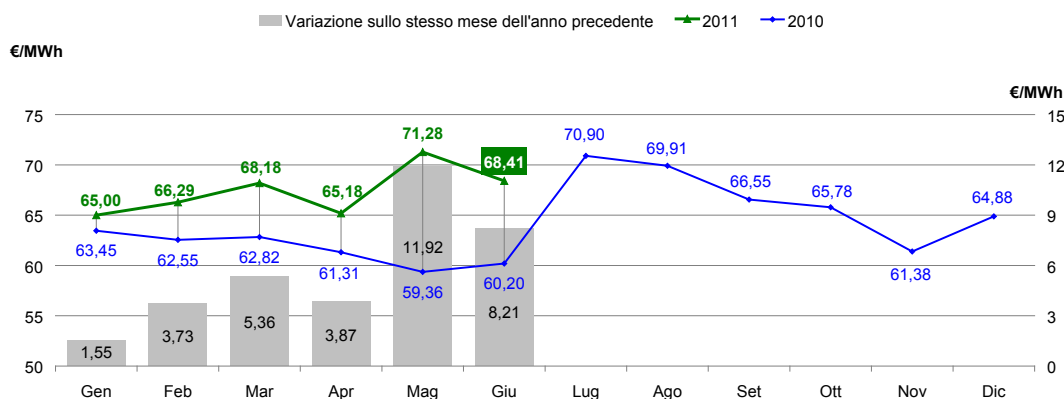
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2011	2010	Var vs 2010		Borsa		Sistema Italia		2011	2010
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
<b>Baseload</b>	<b>68,41</b>	<b>60,20</b>	<b>8,21</b>	<b>13,6%</b>	<b>21.262</b>	<b>-5,2%</b>	<b>35.469</b>	<b>-1,0%</b>	<b>59,9%</b>	<b>62,6%</b>
<i>Picco</i>	76,52	73,22	3,30	4,5%	25.879	-0,2%	42.757	-0,4%	60,5%	60,4%
<i>Fuori picco</i>	64,04	53,19	10,86	20,4%	18.777	-8,5%	31.545	-1,4%	59,5%	64,2%
<i>Minimo orario</i>	37,49	12,87			11.723		23.044		49,8%	56,7%
<i>Massimo orario</i>	102,83	120,94			29.191		46.938		66,5%	69,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

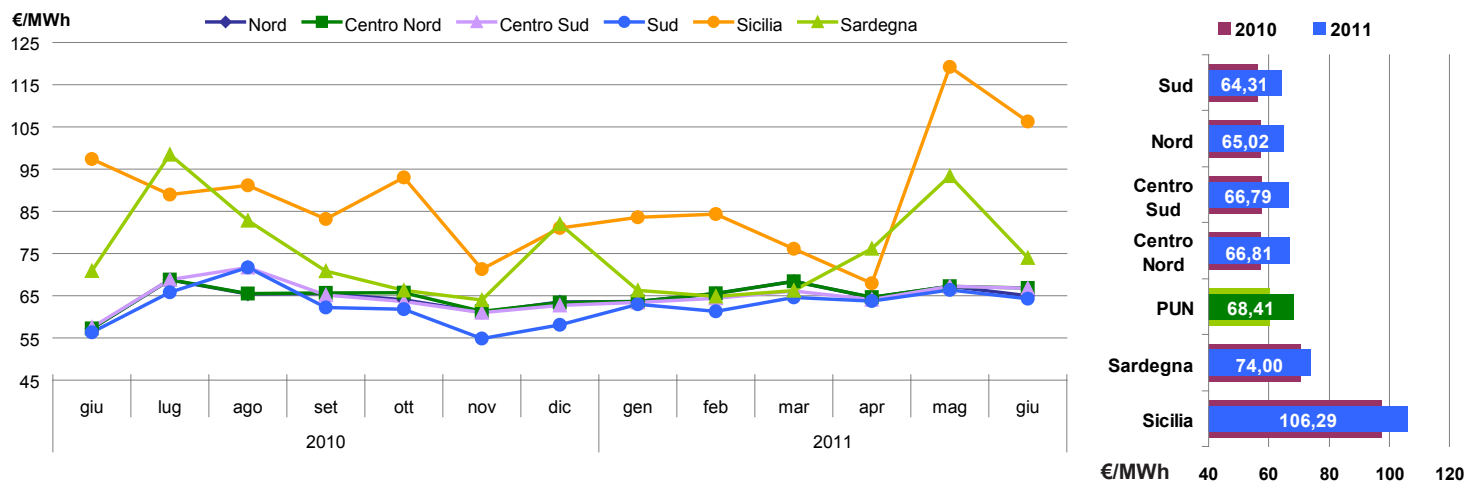
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,5 milioni di MWh, hanno registrato una flessione su base annua dell'1,0%, la sesta consecutiva. Ancora in calo l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,3 milioni di MWh (-5,2%), ma con tassi più contenuti rispetto ai primi mesi

del 2011. Per contro rallenta il tasso di crescita degli scambi di energia O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,2 milioni di MWh (+6,0%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, ha guadagnato 1,2 punti percentuali rispetto a maggio, e ne ha ceduti 2,7 su base annua, attestandosi al 59,9% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.308.941</b>	<b>-5,2%</b>	<b>59,9%</b>
Operatori	9.607.758	+0,2%	37,6%
GSE	3.501.648	-12,2%	13,7%
Zone estere	2.199.535	-14,2%	8,6%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.228.951</b>	<b>+6,0%</b>	<b>40,1%</b>
Zone estere	1.304.067	-7,1%	5,1%
Zone nazionali	8.924.884	+8,2%	34,9%
Saldo programmi PCE	-		
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>25.537.892</b>	<b>-1,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>20.267.918</b>	<b>+32,2%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>45.805.811</b>	<b>+11,4%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

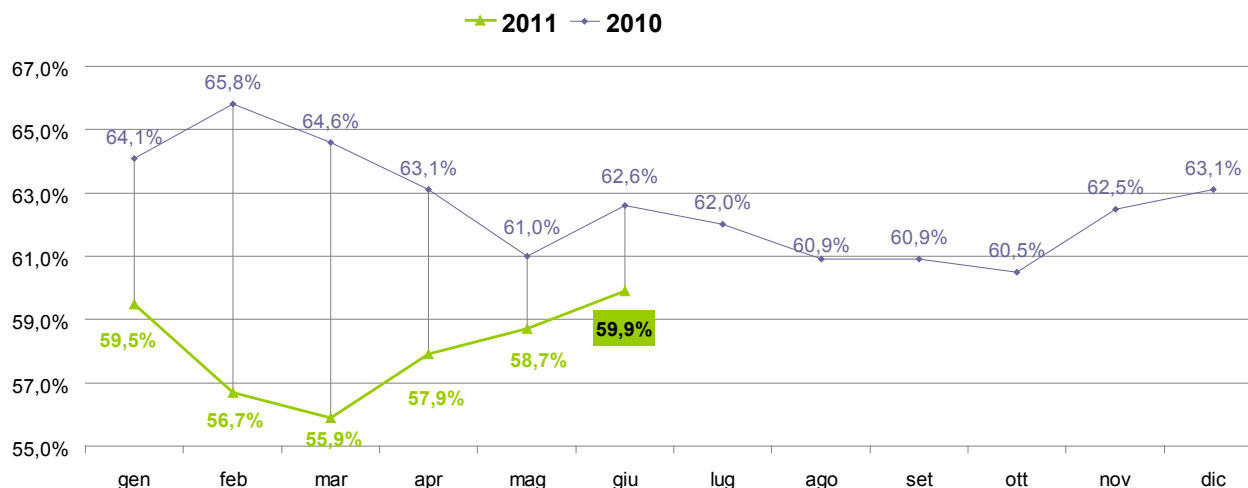
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.308.941</b>	<b>-5,2%</b>	<b>59,9%</b>
Acquirente Unico	3.569.487	-1,6%	14,0%
Altri operatori	10.103.034	-9,8%	39,6%
Pompaggi	49.794	-85,3%	0,2%
Zone estere	103.342	+6,9%	0,4%
Saldo programmi PCE	1.483.284	+68,4%	5,8%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.228.951</b>	<b>+6,0%</b>	<b>40,1%</b>
Zone estere	36.000	+55,2%	0,1%
Zone nazionali AU	2.790.000	-11,3%	10,9%
Zone nazionali altri operatori	8.886.235	+20,7%	34,8%
Saldo programmi PCE	-1.483.284		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>25.537.892</b>	<b>-1,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.691.525</b>	<b>-18,3%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>27.229.418</b>	<b>-2,3%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,4 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale dell'1,1%; il calo ha interessato soprattutto il Nord (-3,3%) e la Sicilia (-3,1%). In crescita invece gli acquisti al Sud (+5,3%) ed in Sardegna (+19,7%). Pari a soli 139 mila MWh gli acquisti sulle zone estere (+16,2%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione

nazionale, pari a 22,0 milioni di MWh, sono lievemente aumentate rispetto a giugno 2010 (+0,9%); rilevante però la crescita al Centro Sud (+35,9%) – collegata all'impianto a carbone di Torvaldaliga - ed in Sardegna (+9,0%); in calo tutte le altre zone. In flessione anche le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,5 milioni di MWh (-11,7%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.817.864	30.303	+19,3%	11.127.259	15.455	-2,7%	13.716.679	19.051	-3,3%
Centro Nord	3.397.897	4.719	+2,5%	1.634.231	2.270	-5,2%	2.829.818	3.930	-1,0%
Centro Sud	6.423.315	8.921	+22,1%	2.739.730	3.805	+35,9%	4.083.048	5.671	-0,5%
Sud	6.664.682	9.257	+5,2%	4.112.459	5.712	-3,7%	2.107.342	2.927	+5,3%
Sicilia	2.423.208	3.366	-1,7%	1.488.193	2.067	-2,3%	1.550.381	2.153	-3,1%
Sardegna	1.518.943	2.110	+10,3%	932.418	1.295	+9,0%	1.111.282	1.543	+19,7%
<b>Totale nazionale</b>	<b>42.245.910</b>	<b>58.675</b>	<b>+14,1%</b>	<b>22.034.290</b>	<b>30.603</b>	<b>+0,9%</b>	<b>25.398.551</b>	<b>35.276</b>	<b>-1,1%</b>
Estero	3.559.901	4.944	-12,8%	3.503.602	4.866	-11,7%	139.342	194	+16,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>45.805.811</b>	<b>63.619</b>	<b>+11,4%</b>	<b>25.537.892</b>	<b>35.469</b>	<b>-1,0%</b>	<b>25.537.892</b>	<b>35.469</b>	<b>-1,0%</b>

L'analisi per tecnologia di produzione rivela il forte calo tendenziale delle vendite da impianti idroelettrici (-16,7% ad apporto naturale, -19,2% a pompaggio) e quello degli impianti a ciclo combinato (-5,2%) – concentrato soprattutto al Sud con -25,6%. Per contro, sono cresciute le vendite da impianti a carbone (+44,9%) – trainate dal Centro Sud (+126,8%) –, termici tradizionali (+29,2%), geotermici (+8,4%) ed eolici

(+33,1%). Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone è salita al 10,8% (+3,3 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella da impianti termici tradizionali al 16,3% (+3,5 p.p.); è scesa, invece, al 18,7% la quota degli impianti idroelettrici ad apporto naturale (-3,9 p.p.) ed al 47,9% quella dei ciclo combinati (-3,1 p.p.); pressoché invariata la quota delle vendite degli altri impianti (Tabella 5).

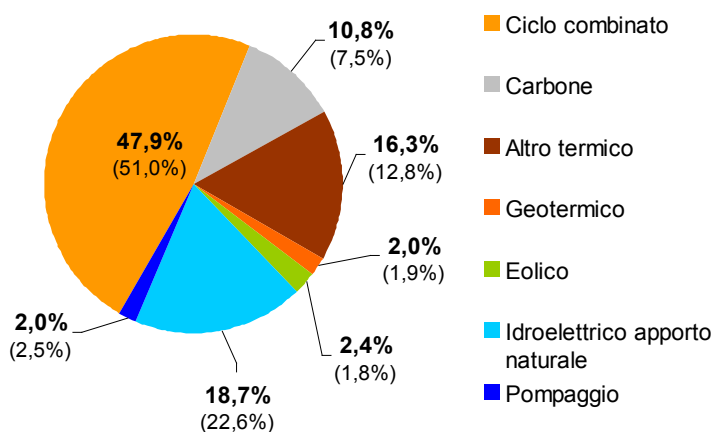
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto: media oraria

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
<b>Termoelettrico</b>	<b>10.042</b>	<b>+6,2%</b>	<b>2.059</b>	<b>-0,6%</b>	<b>3.312</b>	<b>+46,8%</b>	<b>5.126</b>	<b>-4,9%</b>	<b>1.821</b>	<b>-4,1%</b>	<b>1.213</b>	<b>+10,0%</b>	<b>23.573</b>	<b>+6,3%</b>
Ciclo combinato	7.328	+3,2%	1.274	-5,9%	1.250	+1,9%	2.752	-25,6%	1.515	-2,1%	538	+1,4%	14.658	-5,2%
Carbone	920	+3,6%	8,20	-64,3%	1.734	+126,8%	-	-100,0%	-	-	634	+15,9%	3.297	+44,9%
Geotermico	-	-	615	+8,4%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	617	+8,4%
Altro termico	1.794	+22,2%	162	+26,5%	328	+24,1%	2.372	+44,9%	305	-12,9%	41	+65,7%	5.002	+29,2%
<b>Idroelettrico</b>	<b>5.404</b>	<b>-15,9%</b>	<b>208</b>	<b>-34,8%</b>	<b>341</b>	<b>-22,4%</b>	<b>241</b>	<b>-24,7%</b>	<b>90</b>	<b>+79,0%</b>	<b>26</b>	<b>-36,3%</b>	<b>6.310</b>	<b>-16,9%</b>
Apporto naturale	4.929	-15,0%	191	-37,1%	312	-18,1%	241	-24,7%	17	-19,0%	19	-19,1%	5.708	-16,7%
Pompaggio	474	-23,8%	17	+10,6%	29	-50,2%	-	-	74	+145,5%	7	-59,3%	602	-19,2%
<b>Eolico</b>	<b>9</b>	<b>+255,3%</b>	<b>3</b>	<b>-12,8%</b>	<b>153</b>	<b>+46,4%</b>	<b>344</b>	<b>+56,5%</b>	<b>156</b>	<b>-6,1%</b>	<b>56</b>	<b>+22,8%</b>	<b>721</b>	<b>+33,1%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>15.455</b>	<b>-2,7%</b>	<b>2.270</b>	<b>-5,2%</b>	<b>3.805</b>	<b>+35,9%</b>	<b>5.712</b>	<b>-3,7%</b>	<b>2.067</b>	<b>-2,3%</b>	<b>1.295</b>	<b>+9,0%</b>	<b>30.603</b>	<b>+0,9%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini  
dei mercati del GME

[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), a giugno, il prezzo d'acquisto è variato tra i 65,21 €/MWh di MI2 e 67,41 €/MWh di MI4. Il confronto con l'analogo prezzo su MGP negli stessi periodi

relevanti (ore) evidenzia che le sessioni di MI più vicine al momento dello scambio fisico dell'energia presentano prezzi viepiù bassi (Tabella 6).

Tabella 6: MI, confronto con MGP dei prezzi medi mensili

Fonte: GME

MERCATI (periodi rilevanti)	MGP (1-24 h)	MI1 (1-24 h)	MI2 (1-24 h)	MI3 (13-24 h)	MI4 (17-24 h)	
€/MWh						
<b>Prezzo d'acquisto*</b>	<b>68,41</b>	<b>65,69</b> (-4,0%)	<b>65,21</b> (-4,7%)	<b>67,37</b> (-6,8%)	<b>67,41</b> (-7,4%)	
<b>Prezzi di vendita</b>	<b>Nord</b>	<b>65,02</b>	<b>62,49</b> (-3,9%)	<b>62,69</b> (-3,6%)	<b>64,40</b> (-5,5%)	<b>65,53</b> (-4,6%)
	<b>Centro Nord</b>	<b>66,81</b>	<b>63,66</b> (-4,7%)	<b>63,57</b> (-4,9%)	<b>65,72</b> (-6,7%)	<b>67,17</b> (-4,4%)
	<b>Centro Sud</b>	<b>66,79</b>	<b>63,66</b> (-4,7%)	<b>63,57</b> (-4,8%)	<b>65,72</b> (-6,7%)	<b>67,17</b> (-4,4%)
	<b>Sud</b>	<b>64,31</b>	<b>62,75</b> (-2,4%)	<b>62,76</b> (-2,4%)	<b>64,88</b> (-3,9%)	<b>66,19</b> (-3,7%)
	<b>Sicilia</b>	<b>106,29</b>	<b>78,73</b> (-25,9%)	<b>75,16</b> (-29,3%)	<b>76,37</b> (-34,9%)	<b>72,92</b> (-38,6%)
	<b>Sardegna</b>	<b>74,00</b>	<b>72,66</b> (-1,8%)	<b>73,05</b> (-1,3%)	<b>74,66</b> (-4,5%)	<b>76,44</b> (-3,6%)

\* Il prezzo d'acquisto delle sessioni di MI è calcolato come media dei prezzi zionali ponderati con gli acquisti.

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti

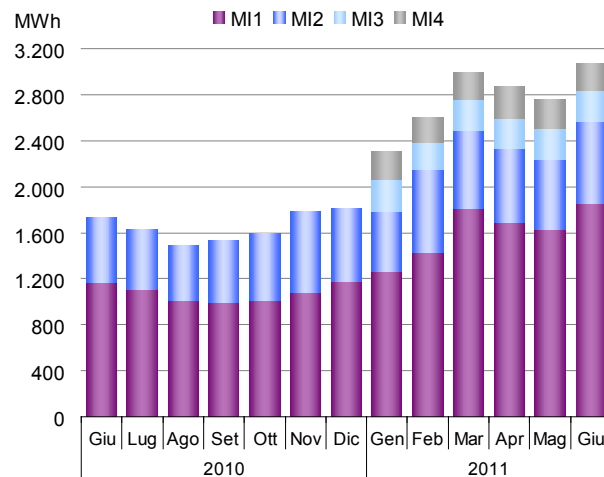
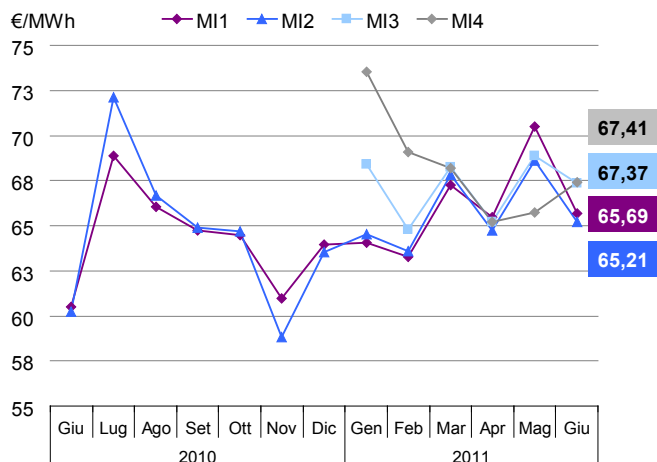
(continua)

Rispetto a giugno 2010, i prezzi di MI1 ed MI2, gli unici per cui è possibile il confronto, sono aumentati rispettivamente dell'8,6% e dell'8,2%. I volumi scambiati su MI1 sono stati 1,3 milioni di MWh, in aumento del 59,1% su base annua,

mentre quelli scambiati su MI2, pari a 519 mila MWh, sono cresciuti del 25,0%. Sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4 sono stati scambiati rispettivamente 96 e 56 mila MWh (Grafico 5).

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



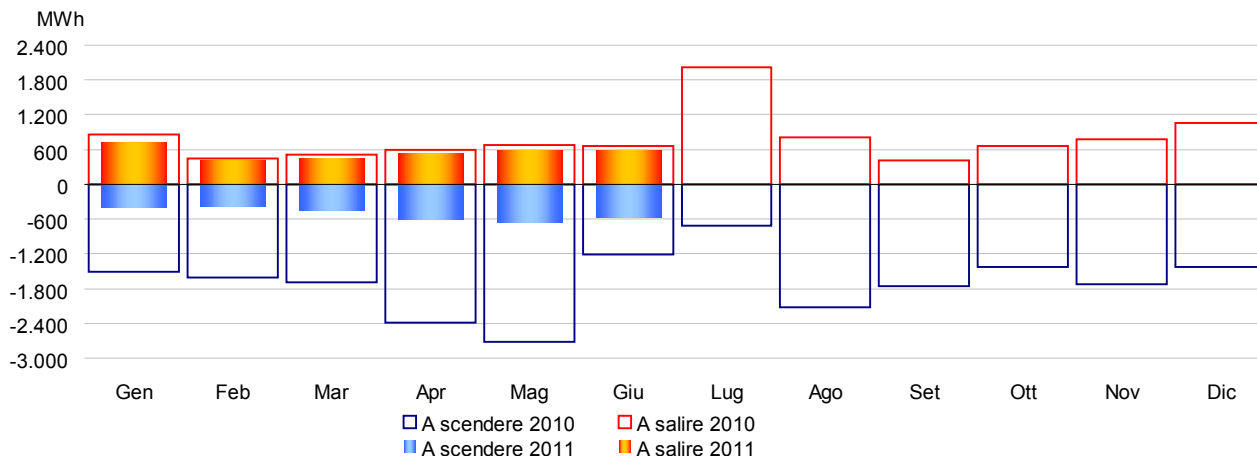
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a giugno, gli acquisti di Terna, pari a 424 mila MWh, hanno segnato una flessione del 10,4% su base annua. Sul mercato

a scendere, le vendite di Terna, più che dimezzate rispetto ad un anno fa, sono state 413 mila MWh (-52,4%) (Grafico 6).

Grafico 6: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a giugno sono stati negoziati 1.478 contratti (1.228 baseload e 250 peakload), pari a 8,3 milioni di MWh; il prodotto *Anno 2012* sia peakload che baseload è stato il più scambiato. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 5.466 MW, per un totale di 14,6 milioni di MWh. Tutti i prodotti in contrattazione

hanno evidenziato un prezzo di controllo stabile o in flessione rispetto a maggio (Tabella 7).

Il prodotto *Luglio 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 689 MW sul baseload e di 345 MW sul peakload, per complessivi 600 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2011	75,90	-3,0%	7	45	-	45	-	-
Agosto 2011	74,50	-2,1%	1	30	-	30	654	486.576
Settembre 2011	74,80	0,0%	-	-	-	-	624	449.280
Ottobre 2011	77,45	-	-	-	-	-	461	343.445
III Trimestre 2011	75,07	-1,7%	13	152	-	152	-	-
IV Trimestre 2011	77,45	-2,6%	17	230	-	230	801	1.769.409
I Trimestre 2012	77,57	0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2012	68,83	0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	72,21	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	73,30	-2,1%	64	771	-	771	1.106	9.715.104
<b>Totale</b>			<b>102</b>	<b>1.228</b>	<b>-</b>	<b>1.228</b>	<b>3.646</b>	<b>12.763.814</b>

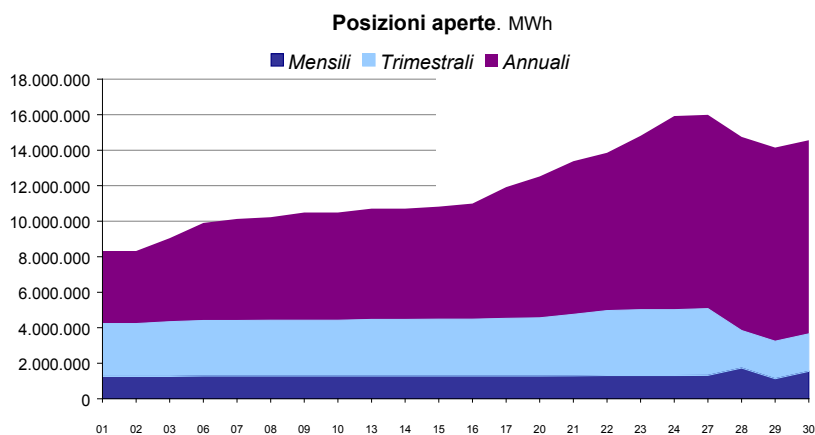
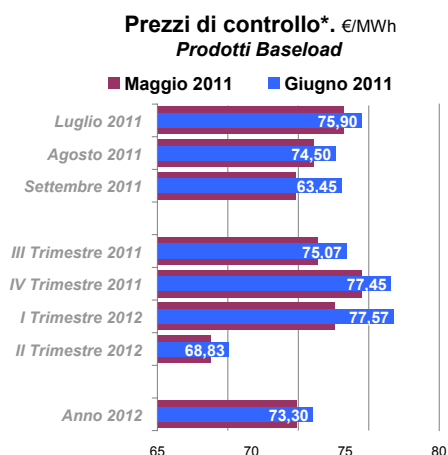
  

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2011	90,50	-0,5%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2011	83,50	-5,4%	1	30	-	30	375	103.500
Settembre 2011	80,34	0,0%	-	-	-	-	345	91.080
Ottobre 2011	89,84	-	-	-	-	-	280	70.560
III Trimestre 2011	84,67	-2,1%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2011	89,00	-0,9%	2	35	-	35	440	343.200
I Trimestre 2012	89,98	0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2012	78,00	0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	83,76	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	82,80	-2,4%	14	185	-	185	380	1.190.160
<b>Totale</b>			<b>17</b>	<b>250</b>	<b>-</b>	<b>250</b>	<b>1.820</b>	<b>1.798.500</b>

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

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo\* dei prodotti negoziabili a giugno ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a giugno 2011, sono state pari a 21,4 milioni di MWh, in aumento del 14,3% rispetto allo stesso mese del 2010, trainate dalla decisa crescita dei contratti non standard (+20,5%) e dei contratti Baseload (+15,8%), che assieme raccolgono oltre il 90% dei volumi. Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei

conti energia di 14,6 milioni di MWh (+19,6%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,2 milioni di MWh (+5,9%), che nei conti in prelievo, pari a 11,7 milioni di MWh (+11,2%) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo il picco annuale del mese scorso, è sceso a quota 1,46, in calo anche su base annua (Grafico 8).

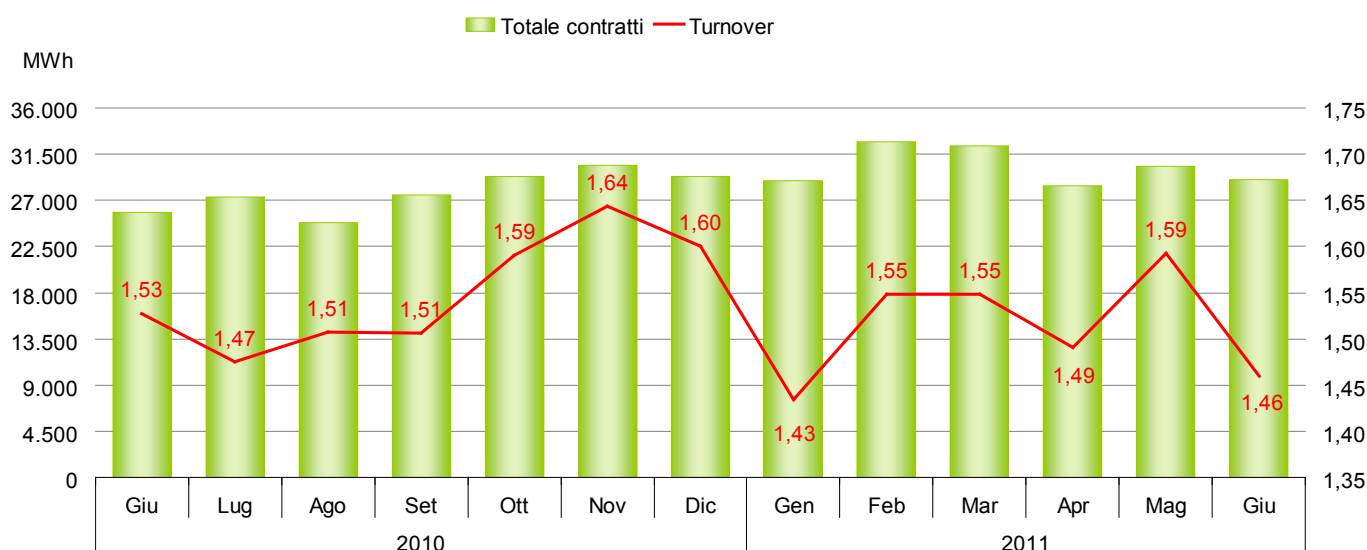
Tabella 8:PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.531.478	+15,8%	30,6%	Richiesti	10.463.170	+7,1%	100,0%	11.712.989	+11,1%	100,0%
<i>Off Peak</i>	589.224	- 23,2%	2,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.576.413	+39,0%	24,6%	-	-	-
<i>Peak</i>	789.186	- 42,7%	3,7%	<b>Registrati</b>	<b>10.228.951</b>	<b>+5,9%</b>	<b>97,8%</b>	<b>11.712.235</b>	<b>+11,2%</b>	<b>100,0%</b>
<i>Week-end</i>	2.431	- 71,1%	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.370.144	+34,5%	22,7%	-	-	-
Totale Standard	7.912.319	+1,6%	37,0%	Rifiutati	234.218	+103,1%	2,2%	754	-94,1%	0,0%
Totale Non standard	13.010.281	+20,5%	60,9%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	206.269	+127,5%	2,0%	-	-	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>20.922.599</b>	<b>12,5%</b>	<b>97,9%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-	-	<b>1.483.284</b>	<b>+68,4%</b>	-
<b>MTE</b>	<b>441.240</b>	<b>+332,8%</b>	<b>2,1%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>21.363.839</b>	<b>+14,3%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>14.635.932</b>	<b>+19,6%</b>	<b>68,5%</b>							

Grafico 8: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME





## PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di giugno il differenziale di prezzo tra la zona Nord di IpeX e la borsa BSP torna a crescere a 11,42 €/MWh (+3,01 €/MWh). Tale crescita riflette il marcato calo del prezzo sloveno, che scende a 53,60 €/MWh (-9,8%), analogamente a quanto osservato sulle altre borse europee, a fronte di una lieve flessione del prezzo italiano attestatosi a 65,02 €/MWh (-3,3%). Ciononostante il numero di ore in cui le due borse hanno avuto prezzi allineati rimane al 12%, tra i valori più alti dalla partenza del market coupling.

Nel corso del mese il nuovo meccanismo ha allocato 160 MW di capacità transfrontaliera, in flessione dal massimo storico

del mese scorso (183 MW), ma comunque pari al 40% della capacità assegnata tra i due paesi. Tale capacità è stata gestita nel 99% delle ore in import, verso l'Italia, coerentemente con il suddetto differenziale. Di contro l'asta esplicita è risultata sempre in import generando tuttavia sottoutilizzo della capacità disponibile nell'1,7% delle ore.

Infine, si osserva una diminuzione dei volumi trattati dalla borsa BSP, scesi a 201 MWh medi orari (-6,5%), comunque quadruplicati rispetto ai livelli precedenti l'avvio del market coupling.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)						N° di ore (%)			Capacità (MW)
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Delta Pz Nord - Pz BSP	Delta Pz Nord - Pz BSP M-1	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
<b>BaseLoad</b>	<b>65,02</b>	<b>-3,3%</b>	<b>53,60</b>	<b>-9,8%</b>	<b>11,42</b>	<b>8,41</b>	<b>88%</b>	<b>12%</b>	<b>0%</b>	<b>160</b>
Picco	72,96	-2,6%	63,18	-8,7%	9,78	6,26	30%	5%	0%	61
Fuori Picco	60,03	-1,5%	49,69	-12,1%	10,34	5,22	29%	6%	0%	54
Festivo	61,58	-6,1%	46,99	-7,7%	14,59	14,93	29%	1%	0%	45

\* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

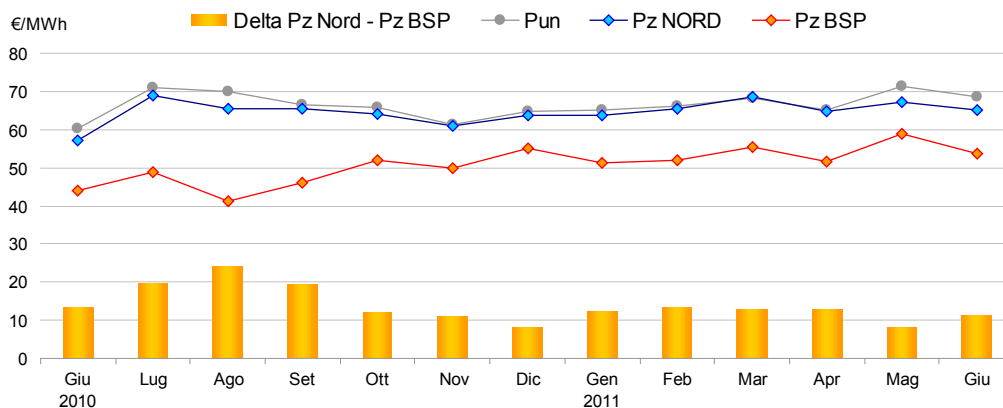
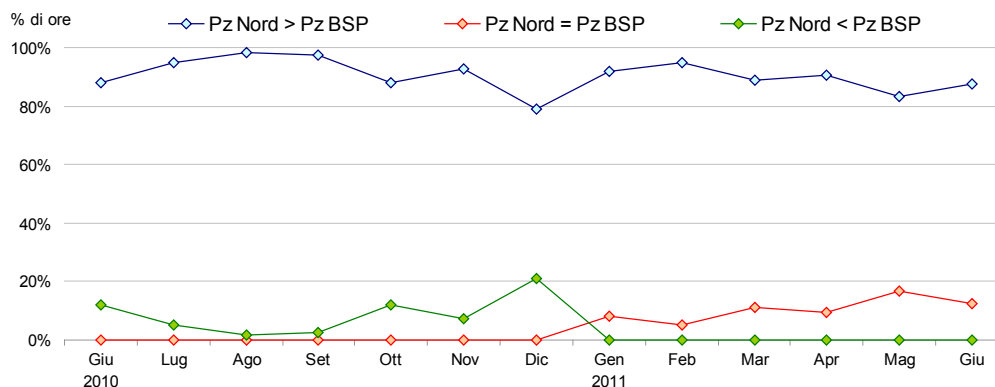


Grafico 2: andamento del delta della Pz Nord - Pz BSP

Fonte: GME



## PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
<b>Import</b>	159	235	99,0%	100,0%	99,0%	98,3%	0,0%	1,7%	0,0%	0,0%
<b>Export</b>	0	0	1,0%	0,0%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Totale</b>	<b>160</b>	<b>235</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>98,3%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

Grafico 3: relazione tra delta Pz Nord – Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

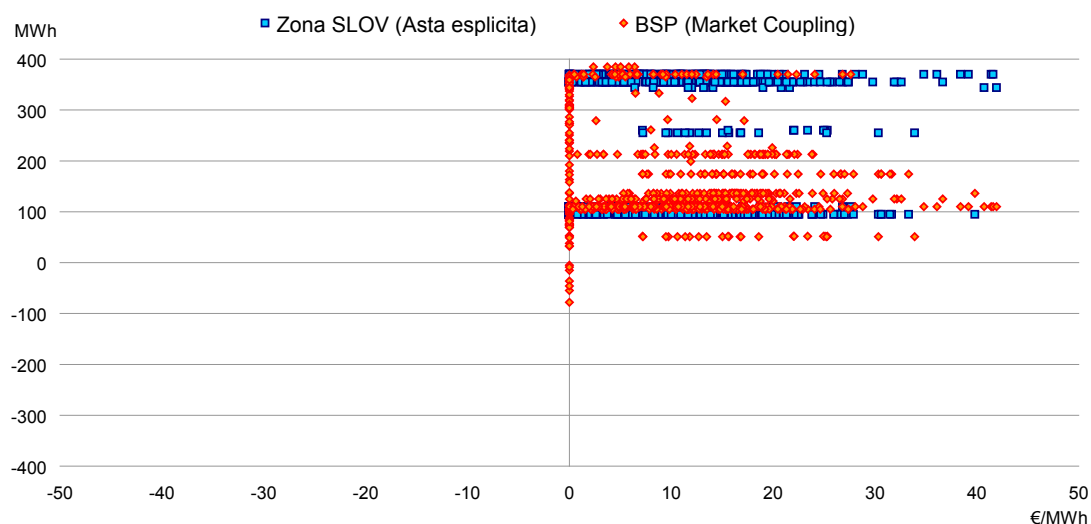
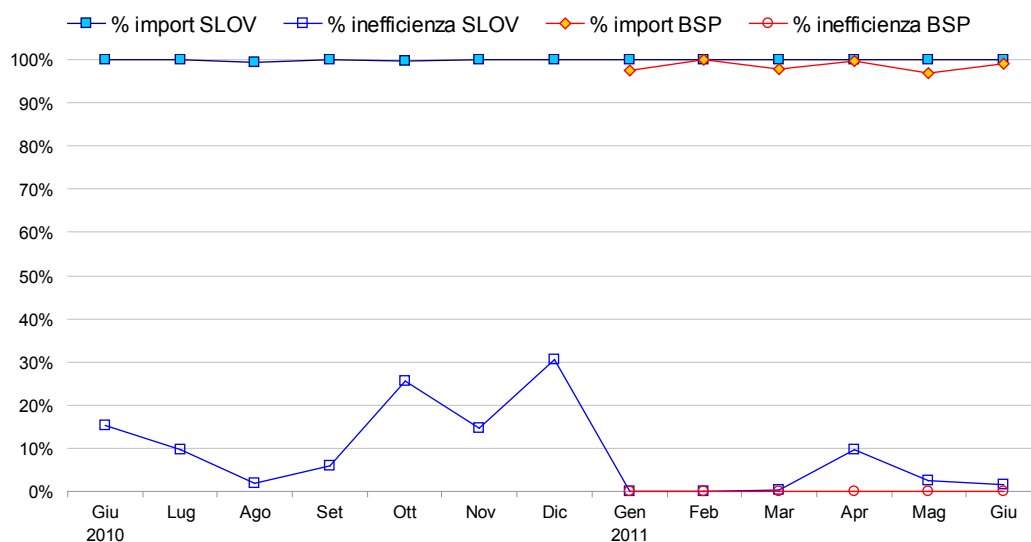


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di giugno presenta un calo tendenziale della domanda di gas, trainato dalla riduzione dei consumi termoelettrici, stante variazioni meno significative sui comparti domestico e industriale. Le quotazioni al PSV confermano le

tendenze al rialzo del mese precedente segnando il massimo annuo, mostrando valori ancora sensibilmente superiori ad un anno fa. Infine, sui mercati spot del gas naturale gestiti dal GME le negoziazioni sono proseguite con volumi modesti e con prezzi su livelli inferiori alle quotazioni del PSV.

Il mese di giugno presenta livelli di domanda di gas ancora in calo fisiologico rispetto al mese precedente e su valori inferiori rispetto ad un anno fa e pari a 4.315 milioni di mc (-4%). Tale riduzione riflette prevalentemente un calo dei consumi termoelettrici (-9%), che scendono fino a toccare i modesti livelli rilevati nel 2009, stante variazioni meno significative sui

comparti domestico e industriale. I consumi consolidati da inizio anno confermano ancora ribassi tendenziali (-4%) con riduzioni concentrate sul comparto domestico (-7%), benché in aumento rispetto ai valori dell'anno di crisi 2009 (+5%) per effetto del rimbalzo registrato sui comparti industriale (+17%) e termoelettrico (+10%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
<b>Domanda</b>	<b>4.315</b>	<b>-4%</b>
Impianti di Distribuzione	1.052	+2%
Consumi Termoelettrici	2.040	-9%
Consumi Industriali	1.024	-2%
Rete terzi e consumi di sistema	199	+14%
<b>Offerta</b>	<b>4.315</b>	<b>-4%</b>
Import	5.153	-3%
Produzione Nazionale	623	-11%
Sistemi di stoccaggio	-1.461	+5%

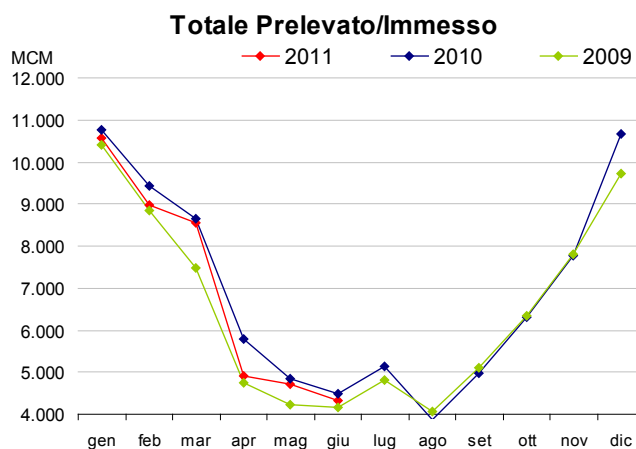
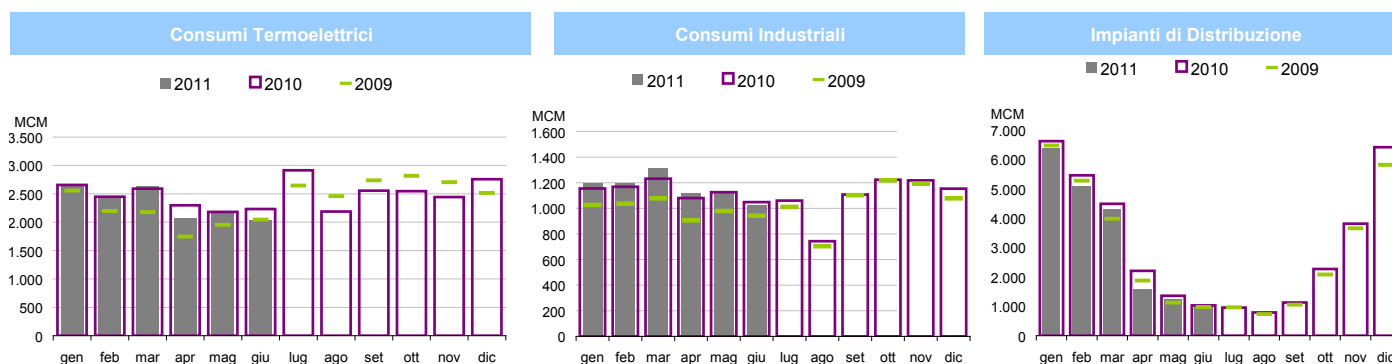


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



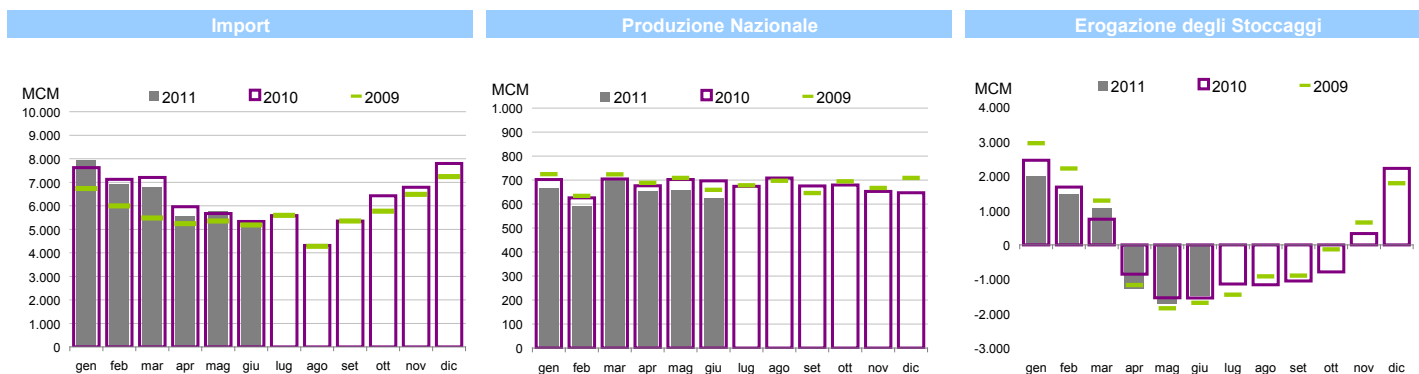
(continua)

La riduzione tendenziale dei consumi è stata assorbita dalla diminuzione della produzione nazionale che si porta a 623 milioni di mc (-11%), ma soprattutto dal calo dei flussi in import – scesi a 5.153 milioni di mc (-3%) – come risultato netto dell'aumento dei flussi algerini (p.e. di Mazara del Vallo, +10%), di quelli russi (p.e. di Tarvisio, +22%) e di quelli in ingresso al terminale GNL di Cavarzere (+48%), e della riduzione di quelli olandesi (p.e. di Passo Gries, -12%), stante il perdurare dell'interruzione del gasdotto

Greenstream che collega l'Italia alla Libia attraverso il p.e. di Gela. Coerentemente alla condizione stagionale di bassa domanda, gli stoccaggi hanno registrato flussi in iniezione intensi, ma in calo tendenziale e pari a -1.461 milioni di mc (rispetto a -1.541 del mese di giugno 2010). Di conseguenza il livello di gas stoccato all'interno dei siti – ancora in forte crescita tendenziale (+28%) – ha raggiunto i 6.431 milioni di mc risultando in anticipo di 1-2 mesi rispetto al normale processo di riempimento osservato negli anni precedenti.

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



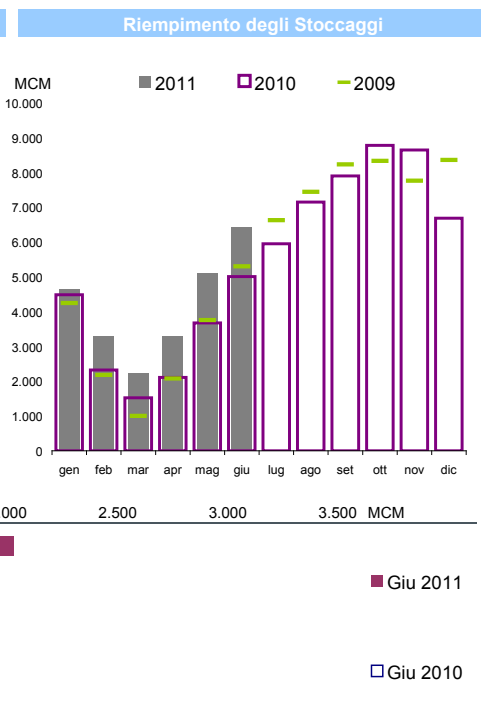
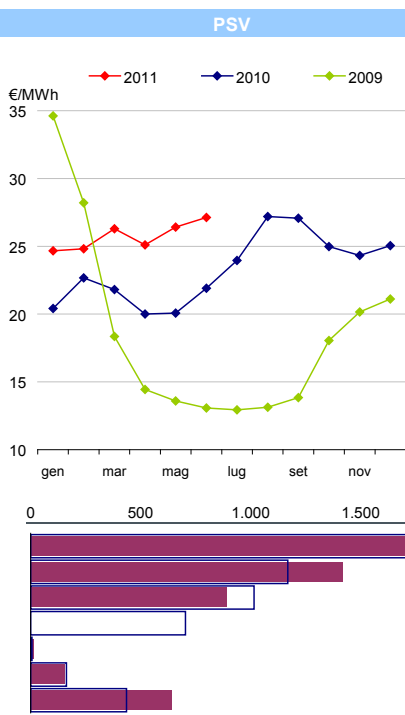
Il prezzo al PSV conferma le dinamiche al rialzo del mese precedente crescendo al massimo valore annuo di 27,12 €/MWh (+24%), immediatamente a ridosso degli elevati

livelli registrati ad agosto 2010 (27,18 €/MWh) sostenuti dai problemi tecnici relativi al gasdotto Transigas, e terzo massimo da febbraio 2009 (28,21 €/MWh).

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

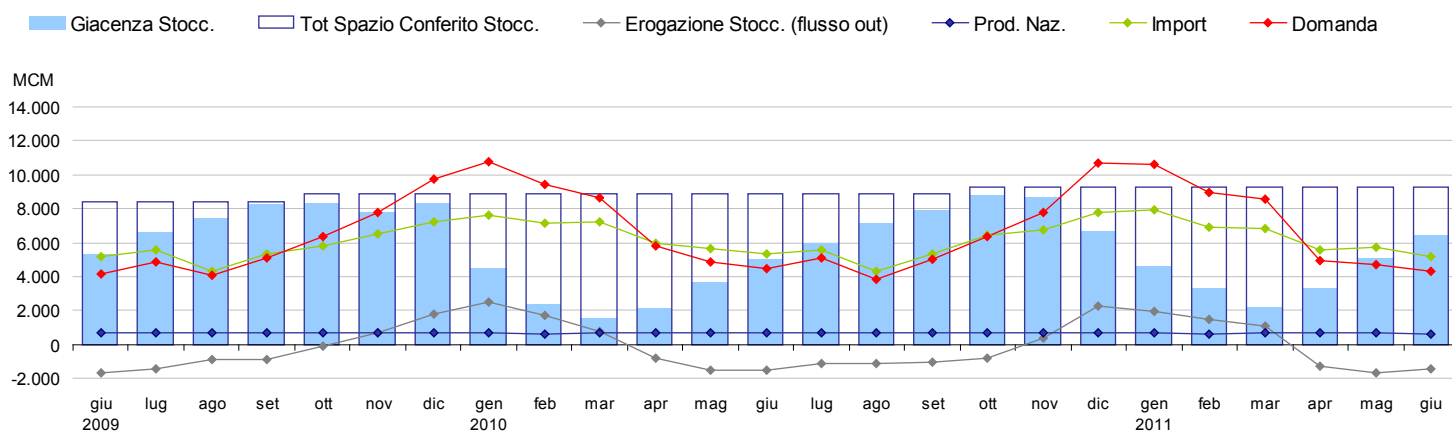
PSV	€/MWh	Δ% Tend
<b>Prezzo medio</b>	27,12	+24%
min	26,20	+25%
max	29,50	+23%
Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
<b>Stoccaggio (stock level)</b>	6.431	+28%
Erogazione (flusso out)	0	-
Iniezione (flusso in)	1461	-5%
Flusso netto	-1461	+5%
Totale Spazio Conferito	9.236	+4%
Quota su spazio conferito (%)	70%	+13 p.p.
Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	313	-0%
Import medio giornaliero	172	-3%
Quota di utilizzo (%)	55%	-2 p.p.
Punti di Entrata	MCM	Δ% Tend
<b>Totale Import</b>	5.153	-3%
Mazara del Vallo	2.028	+10%
Tarvisio	1.420	+22%
Passo Gries	893	-12%
Gela	0	-100%
Gorizia	14	+126%
Panigaglia (GNL)	154	-5%
Cavarzere (GNL)	644	+48%



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



A giugno le negoziazioni sui mercati spot del gas naturale del GME sono proseguite registrando un modesto volume di scambi, pari a 4.944 MWh su MGP-gas, ad un prezzo medio di 25,83 €/MWh, e pari a 720 MWh su MI-gas, ad un prezzo di 26,50 €/MWh. Il mese in oggetto – per la prima volta dall’avvio della borsa

gas – evidenzia uno scollamento tra le quotazioni PSV e MGP-gas caratterizzato oltretutto da opposte tendenze congiunturali, rilevando per quest’ultimo livelli di prezzi inferiori di circa 1,3 €/MWh.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	25,83	-3,6%	4,28%	-	-	-
	c€/Gj	717,49	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	26,50	-6,7%	0,00%	-	-	-
	c€/Gj	736,11	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	27,12	+2,7%	2,9%	-	-	-
	c€/Gj	753,35	-	-	-	-	-

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

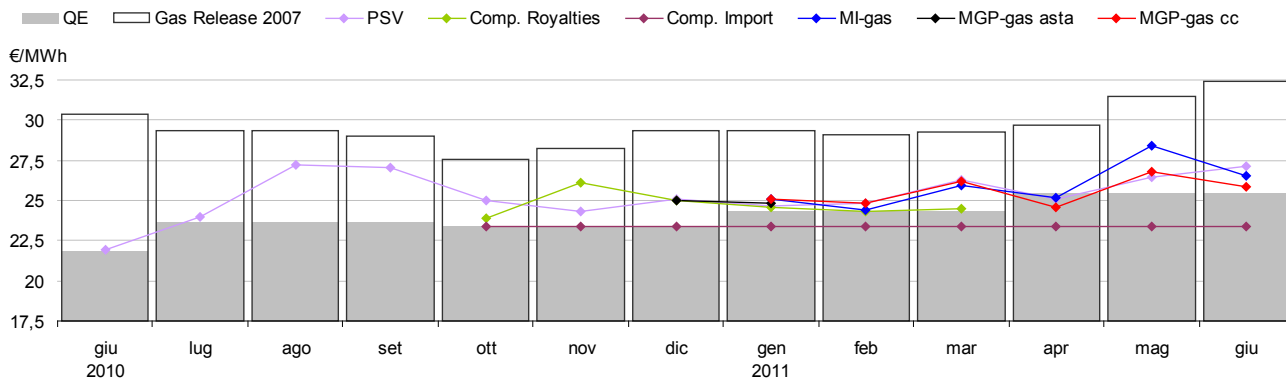


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

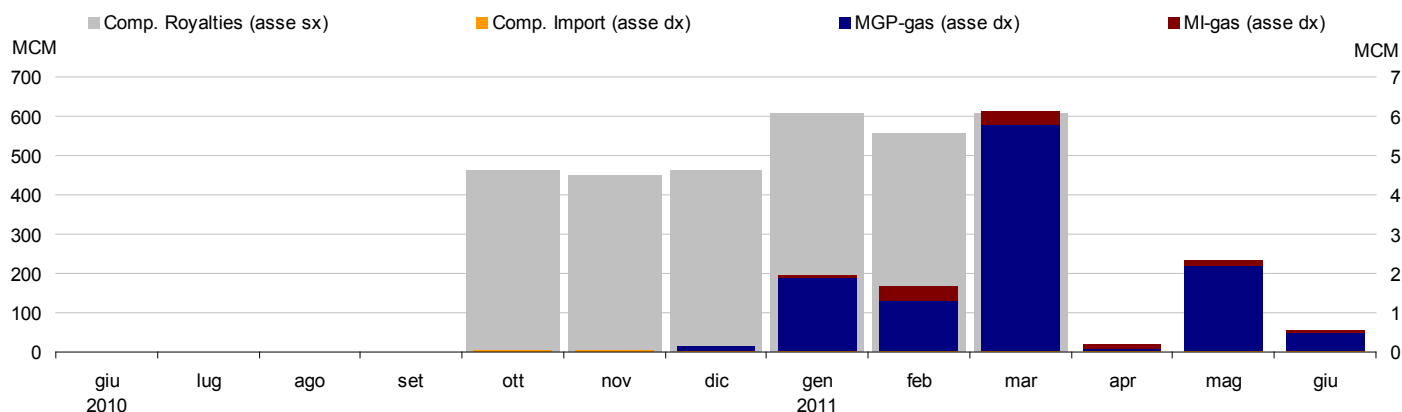
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	0,45	-79,0%	-	-	0,45	4	3	8
	MWh	4.944		-	-	4.944			
MI-gas	MCM	0,07	-50,0%	-	-	0,07	1	1	1
	MWh	720		-	-	720			
Comparto Royalties	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-		-	-	-			
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-		-	-	-			

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

Grafico 5: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME, SRG



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di giugno si caratterizza per una sostanziale stabilità delle quotazioni del greggio e dei principali combustibili europei, che si confermano sui livelli più alti dell'ultimo triennio, nonostante un rallentamento della spiccata tendenza rialzista osservata fino ad aprile.

Decisamente più marcate appaiono, invece, le dinamiche congiunturali ribassiste evidenziate dai prezzi dei mercati elettrici continentali, in calo dai valori massimi di maggio in Italia e in ripiegamento sui minimi annui in Europa centro-settentrionale.

Dopo il progressivo aumento registrato tra la fine del 2010 e la prima parte del 2011, nel mese di giugno le quotazioni del Brent hanno mostrato una sostanziale stabilità congiunturale, confermandosi sui 114 \$/bbl, valore che, nonostante il break di maggio, appare ancora tra i più elevati dell'ultimo triennio (+52,4% rispetto al 2010). In termini di tendenza, merita attenzione lo scollamento evidenziato dal riferimento statunitense del greggio, interessato da una più chiara propensione ribassista, che sembra peraltro anticipare il calo atteso nel breve termine anche sui mercati europei. Le dinamiche si ripetono pressoché analoghe sui derivati petroliferi: sul gasolio, ancorato ai 935 \$/MT, e sull'olio combustibile, in lieve ripresa congiunturale a 669,3 \$/MT (+3,6% su maggio). Al pari del greggio, i due prodotti di raffinazione mostrano ancora tassi

di crescita annui particolarmente elevati (+44/+51%), parzialmente erosi nell'immediato futuro dalle aspettative moderatamente ribassiste espresse dai mercati a termine. Anche le quotazioni del carbone si confermano sui livelli di maggio, mantenendosi sui 123 \$/MT, valore comunque tra i più alti del periodo 2009-2011 (+31,2% rispetto allo scorso anno). Allargando l'orizzonte ai mercati extra-europei, si segnalano anche in questo mese le dinamiche in controtendenza del riferimento asiatico, salito al massimo valore da settembre 2008 per effetto del quarto aumento congiunturale consecutivo. Nella conversione in euro delle quotazioni, l'andamento del tasso di cambio, attestatosi a 1,44 \$/€ (+0,5% sul mese precedente, +17,9% sul 2010), non produce variazioni di rilievo nelle dinamiche congiunturali dei combustibili, producendo invece effetti più evidenti sugli incrementi tendenziali, ridotti tra l'11% e 29%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Giu 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 11	Ago 11	Set 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,44	+0,5%	+17,9%	1,44	1,45 ▲	1,45 ▲	1,45 -	1,43 ▲
Brent	\$/bbl	114,0	-0,5%	+52,4%	114,7	105,2 ▼	105,5 ▼	105,7 -	106,5 ▼
FOB	€/bbl	79,2	-1,0%	+29,2%	79,8	72,6 ▼	72,8 ▼	73,1 -	74,6 ▼
Fuel Oil	\$/MT	669,3	+3,6%	+51,1%	645,3	633,5 ▼	628,5 ▼	625,0 -	619,3 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	464,8	+3,1%	+28,1%	448,6	437,2 ▼	434,1 ▼	432,1 -	434,0 ▼
Gasoil	\$/MT	935,3	+0,4%	+44,2%	939,2	877,1 ▼	881,1 ▼	885,1 -	903,5 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	649,6	-0,1%	+22,3%	653,0	605,3 ▼	608,6 ▼	611,9 -	633,2 ▼
Coal	\$/MT	122,8	+0,2%	+31,2%	120,8	121,0 ▼	122,5 ▲	123,8 -	126,0 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	85,3	-0,3%	+11,3%	84,0	83,5 ▼	84,6 ▼	85,6 -	88,3 ▼

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

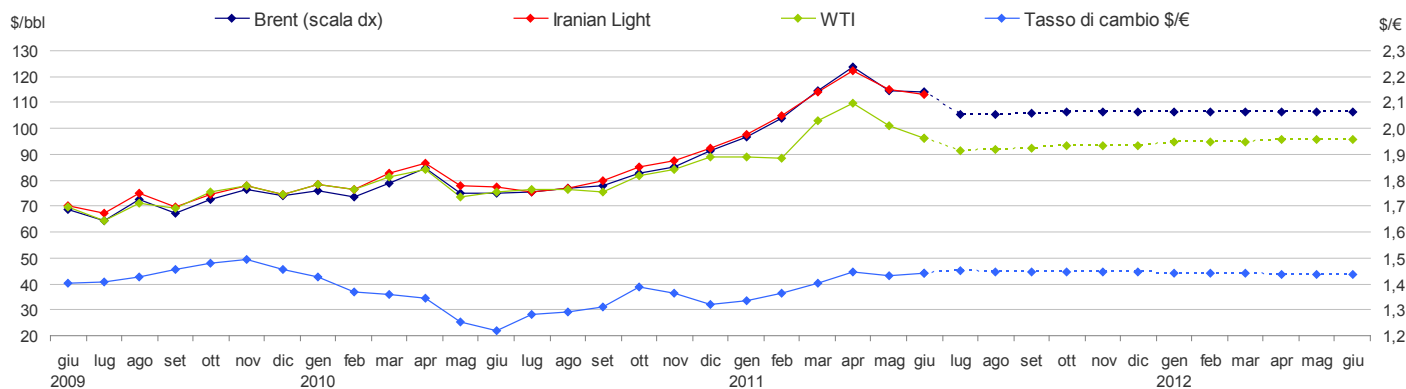


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

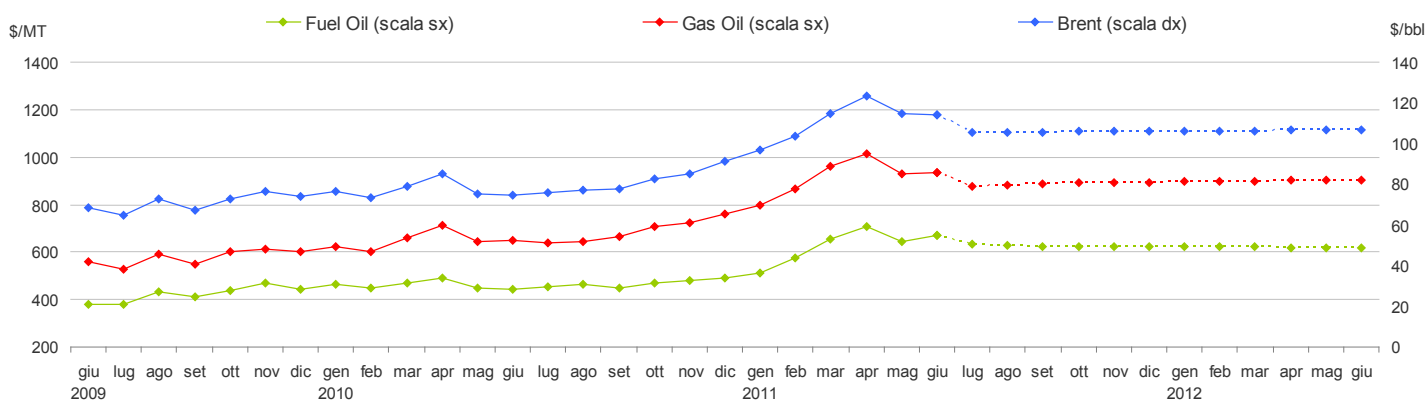
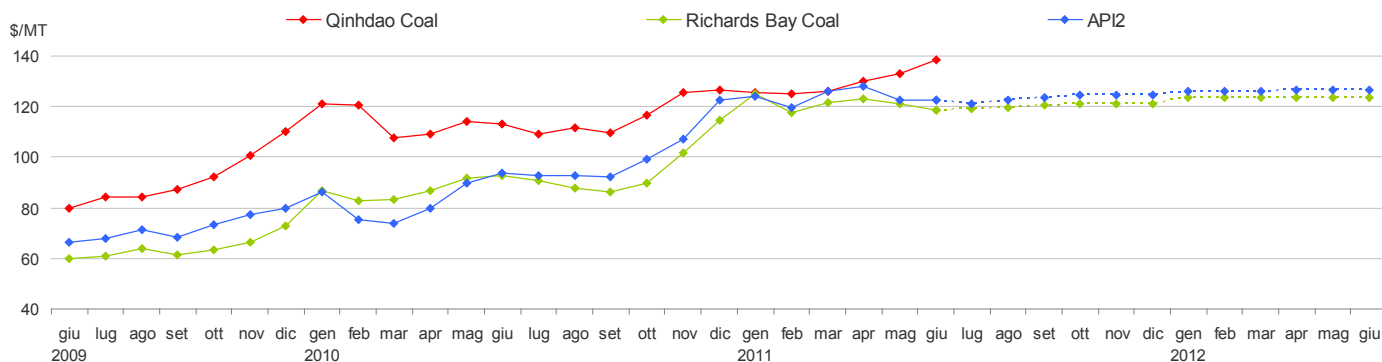


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters





(continua)

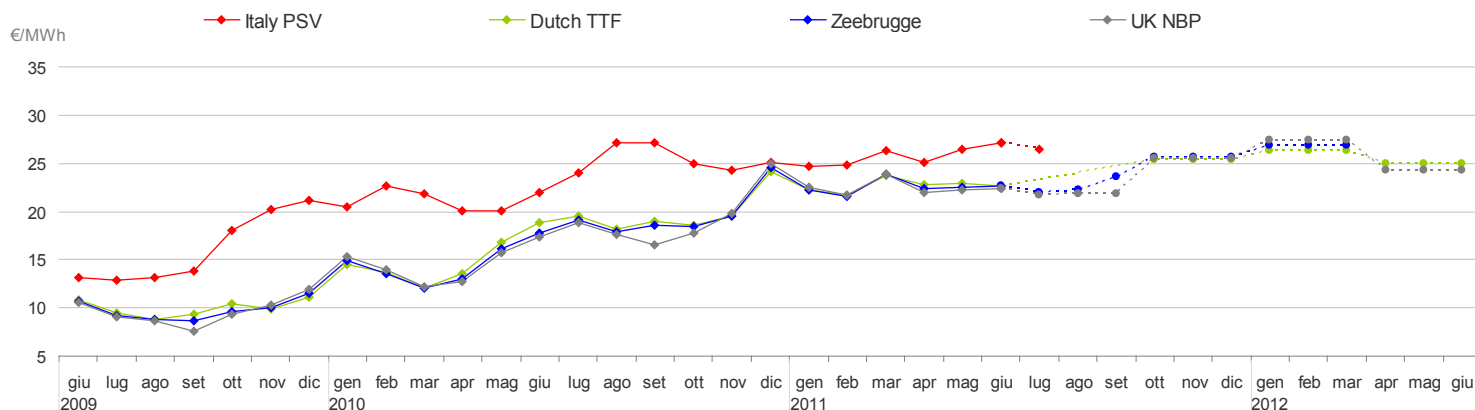
La fase di generale stabilità delle quotazioni trova riscontro anche sui principali hub europei del gas, andando peraltro a rafforzare una tendenza in atto già da aprile. In Europa centro-settentrionale il prezzo del gas permane sui 22/23 €/MWh, mostrando piccole oscillazioni rispetto al mese precedente (-1,3/+1,1%) e un più pronunciato aumento su base annua (+19/30%). D'altro canto, in Italia, dove le logiche commerciali appaiono ancora in parte influenzate dall'incertezza determinata dalla perdurante chiusura del gasdotto Greenstream, la

quotazione al PSV risulta in crescita a 27,12 €/MWh (+3% sul mese precedente, +24% sul 2010). In conseguenza di ciò si determina un ulteriore allargamento del differenziale di prezzo con il resto d'Europa, prossimo ai 5 €/MWh e comunque sui livelli minimi dell'ultimo biennio. In chiave prospettica i mercati futures indicano lievi ritocchi al ribasso delle quotazioni nel prossimo trimestre, interrotti dalla stagionale ripresa di ottobre, legata alla partenza del nuovo anno termico.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)							
GAS	Area	Giu 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 11	Ago 11	Set 11	Gas Year 11				
PSV DA	Italia	27,12	+2,7%	+23,8%	27,20	26,40	-	-	-	-	-	-	
Dutch TTF	Olanda	22,65	-1,3%	+19,8%	23,25	-	-	-	-	-	25,35	▼	
Zeebrugge	Belgio	22,64	+0,8%	+27,2%	22,78	22,02	▼	22,21	▼	23,55	-	25,47	▼
UK NBP	Regno Unito	22,44	+1,1%	+29,4%	22,45	21,73	▼	21,85	▼	21,85	▼	25,32	▼



In contrapposizione rispetto a quanto osservato sui mercati dei combustibili, il mese di giugno registra una decisa flessione delle quotazioni rilevate sulle principali borse elettriche, attestatesi sui 48/53 €/MWh (-8/-11% rispetto al dato di maggio), valore che, con rare eccezioni, rappresenta su ciascun listino il prezzo minimo degli ultimi dieci mesi. In questo contesto si segnalano le dinamiche particolarmente accentuate del riferimento francese, sceso a 43,40 €/MWh (-18,9% congiunturale) per effetto soprattutto della forte riduzione manifestata dal prezzo nelle ore di bassa domanda. Nell'area mediterranea la propensione al ribasso appare meno accentuata in Italia, la cui quotazione si attesta a 68,41 €/MWh (-4,0% sul mese precedente), e in Spagna, dove il prezzo risulta addirittura in lieve ripresa a 50 €/MWh (+2,2%). Su base tendenziale si

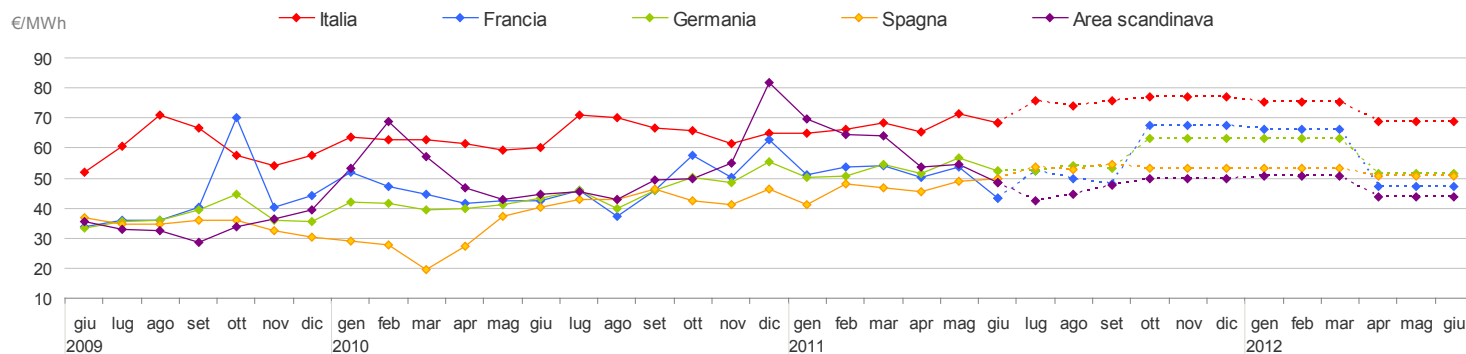
consolidano le indicazioni già emerse in questa prima parte del 2011, che muovono nella direzione di un incremento delle quotazioni compreso tra il 13% e il 25%. Anche in questo caso si rilevano le eccezioni emerse nell'area scandinava (+8,1%) e, soprattutto, in Francia (+1,9%), praticamente riallineatasi al basso livello del giugno scorso. In ottica futura, i prezzi a termine propongono uno scenario di breve periodo caratterizzato da un ampliamento del differenziale esistente tra il riferimento italiano e il resto d'Europa, previsto tuttavia in forte attenuazione a partire dall'autunno, in corrispondenza dello stagionale aumento dei consumi elettrici d'Oltralpe e dei possibili impatti generati dal ridimensionamento del parco nucleare tedesco.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Giu 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 11	Ago 11	Set 11	Calendar
Italia	68,41	-4,0%	+13,6%	70,75	75,75 ▼	74,00 ▼	75,75 -	72,50 ▼
Francia	43,40	-18,9%	+1,9%	53,97	52,50 ▼	49,86 ▼	47,93 -	56,40 ▼
Germania	52,30	-8,0%	+20,6%	56,46	52,46 ▼	53,95 ▼	53,11 -	57,09 ▼
Svizzera	53,16	-8,4%	+22,7%	-	-	-	-	-
Austria	53,15	-8,2%	+23,2%	-	-	-	-	-
Spagna	50,00	+2,2%	+24,6%	53,10	53,50 ▼	52,98 ▼	54,50 -	52,20 ▼
Regno Unito	51,48	+4,3%	+21,5%	50,29	49,39 ▼	48,85 ▼	49,98 -	-
Area scandinava	48,40	-11,2%	+8,1%	52,90	42,50 ▼	44,48 ▼	47,63 -	46,50 ▼



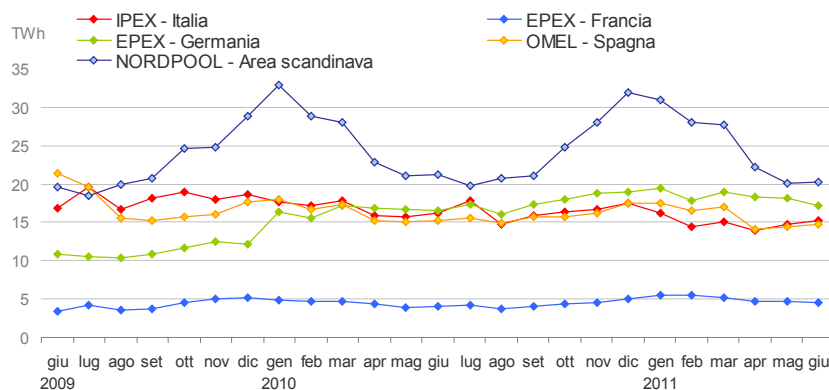
Poche novità si registrano in merito ai volumi scambiati sulle borse europee, ancora in diminuzione annua sulle borse più grandi (-4/-5%), tra le quali Nord Pool si conferma la più

capiente con i suoi 20,2 TWh, e in aumento tendenziale su Epex-Germania, attestatasi a 17,2 TWh (+4,5% rispetto al 2010).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Giu 11	Diff M-12(%)
Italia	15,3	-5,2%
Francia	4,6	+11,0%
Germania	17,2	+4,5%
Svizzera	0,9	+22,6%
Austria	0,6	+15,4%
Spagna	14,7	-4,0%
Regno Unito	1,7	+12,3%
Area scandinava	20,2	-4,9%



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di giugno sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 14.672 TEE, in diminuzione rispetto ai 211.227 TEE scambiati a maggio.

Dei 14.672 TEE sono stati scambiati 3.890 di Tipo I e 10.782 di tipo II; nessun titolo di tipo III, invece, è stato movimentato sul mercato.

Dopo il picco degli scambi, registrato a maggio, legato alla

scadenza annuale per l'adempimento degli obblighi in capo ai distributori, e in relativo anticipo rispetto alla pausa estiva, oltre ai volumi, sono diminuiti anche i prezzi medi registrati a giugno rispetto a quelli del mese precedente (-8,95 % per la Tipologia I e -7,86 % per la Tipologia II).

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 95,69 € (rispetto a 105,09 € di maggio), i titoli di tipo II ad una media di 97,82€ (rispetto a € 106,15 di maggio).

I titoli emessi dall'inizio del meccanismo sono pari a 9.681.101.

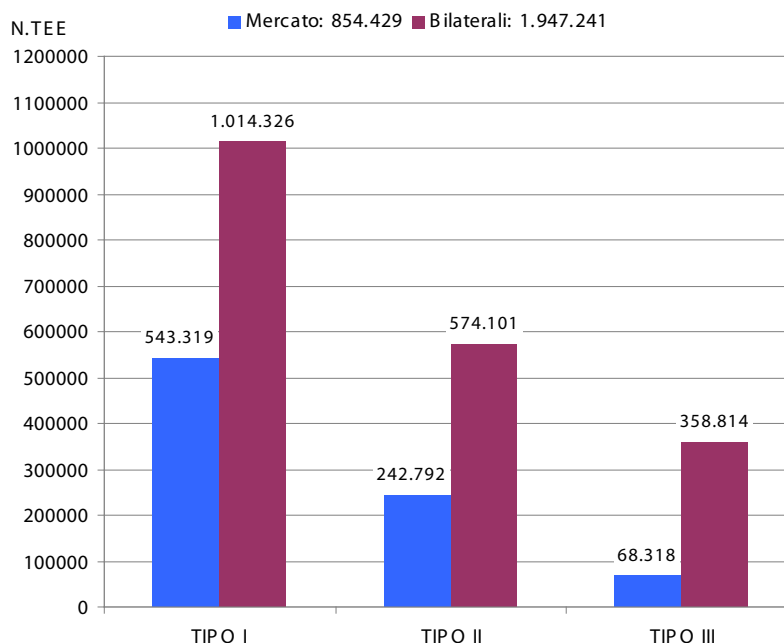
TEE, risultati del mercato del GME - giugno 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	3.890	10.782	-
Controvalore (€)	€ 372.229	€ 1.054.654	-
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 94,00	€ 92,30	-
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 99,00	€ 98,50	-
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 95,69	€ 97,82	-

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 30 giugno 2011

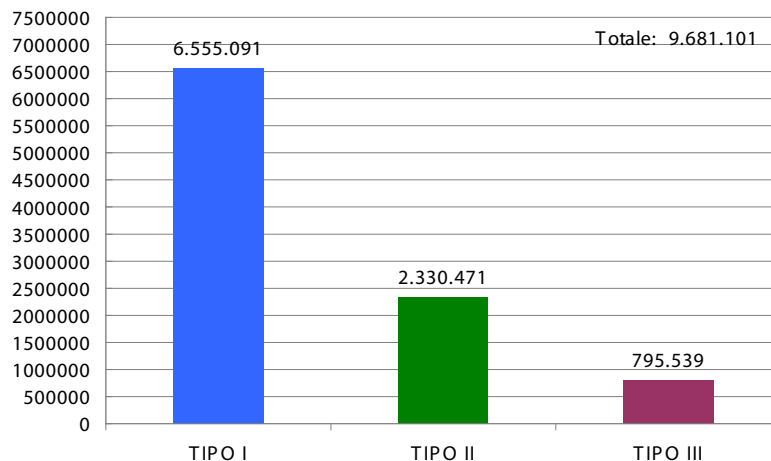
Fonte: GME



(continua)

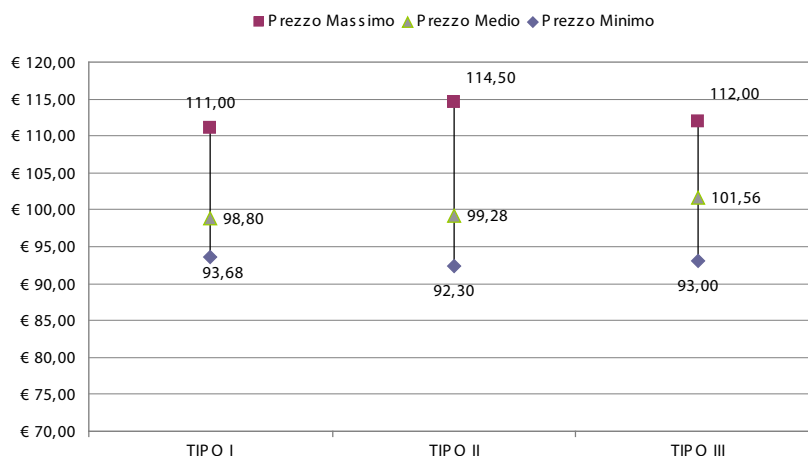
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine giugno 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



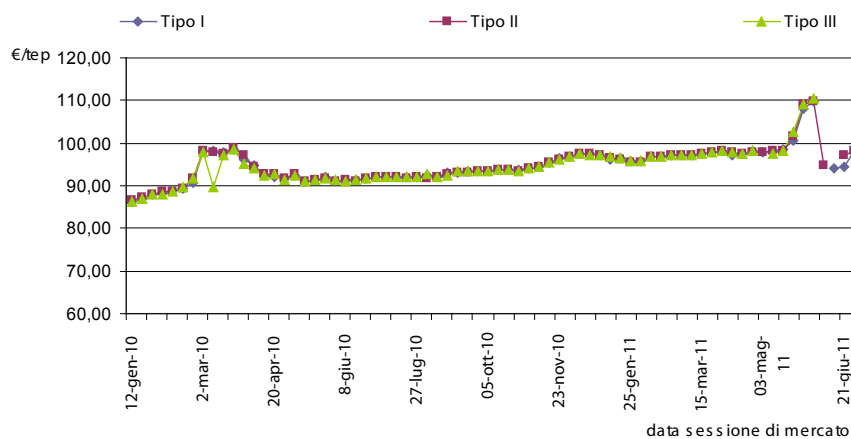
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 30 giugno 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a giugno 2011)

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di giugno sono stati scambiati 240.297 CV, in diminuzione rispetto ai 479.477 CV negoziati nel mese di maggio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011, con un volume pari a 214.314, in aumento rispetto ai 179.990 CV\_2011 scambiati a maggio, e dei CV con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 22.292, in diminuzione rispetto al volume delle transazioni registrate nel mese precedente, pari a 295.663.

In aumento anche i volumi dei CV scambiati con anno di riferimento 2009, pari a 2.262 (1.458 i CV\_2009 scambiati a maggio). Infine, i CV con anno di riferimento 2009\_TRL che hanno raggiunto un numero di scambi pari a 1.429, a maggio non sono stati negoziati.

In riferimento ai prezzi medi, rispetto al mese di maggio, si è registrata una generale diminuzione tranne che per i CV\_2009, che hanno registrato un aumento di 0,81 €/MWh. I CV\_2011 sono diminuiti di 1,66 €/MWh, i CV\_2010 di 1,18 €/MWh.

Più in dettaglio, nel mese di giugno, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2011 è stato di 79,85 €/MWh, mentre quello relativo ai CV\_2010 è stato pari a 85,26 €/MWh. Il prezzo medio dei CV con anno di riferimento 2009 è stato pari a 83,82 €/MWh, ed il prezzo dei CV con anno di riferimento 2009 per teleriscaldamento è stato pari a 79,05 €/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.

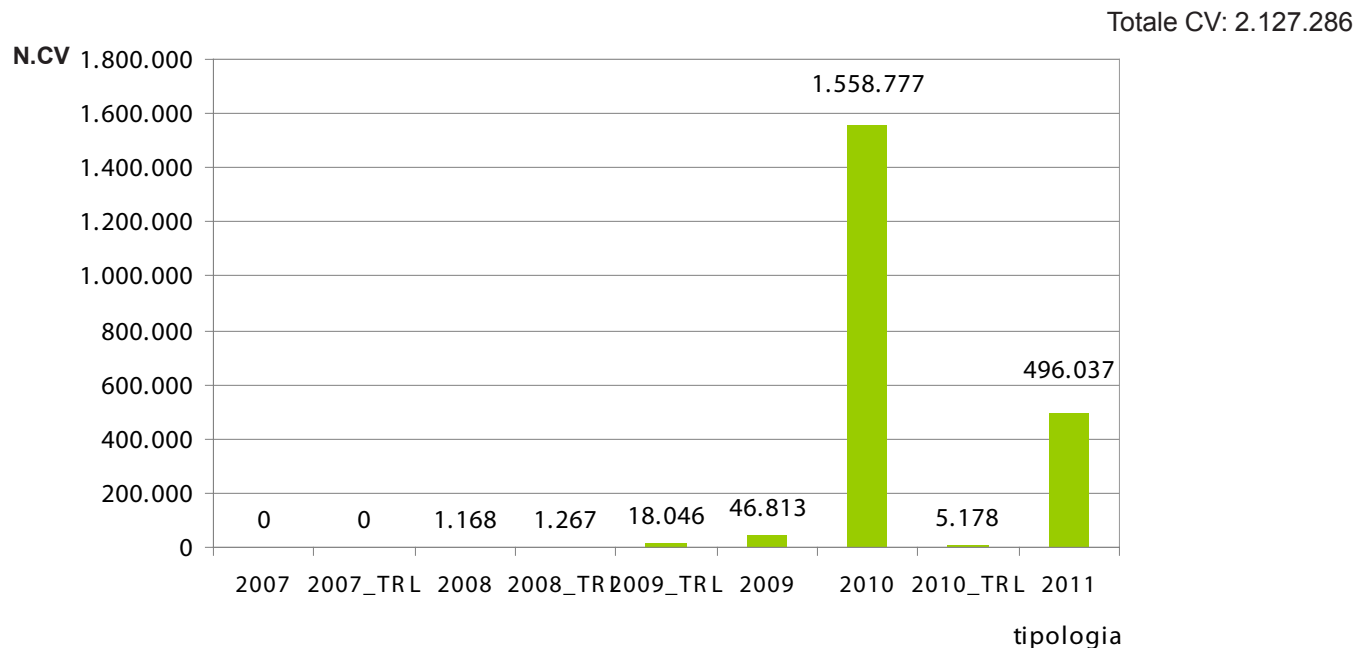
CV, risultati del mercato GME giugno 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2009	2009_TRL	2010	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	2.262	1.429	22.292	214.314
Valore totale (€)	€ 189.596,40	€ 112.962,45	€ 1.900.647,60	€ 17.111.968,60
Prezzo minimo (€/CV)	€ 82,00	€ 79,05	€ 80,00	€ 79,50
Prezzo massimo (€/CV)	€ 86,10	€ 79,05	€ 86,35	€ 80,30
Prezzo medio (€/CV)	€ 83,82	€ 79,05	€ 85,26	€ 79,85

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio al 30 giugno 2011)

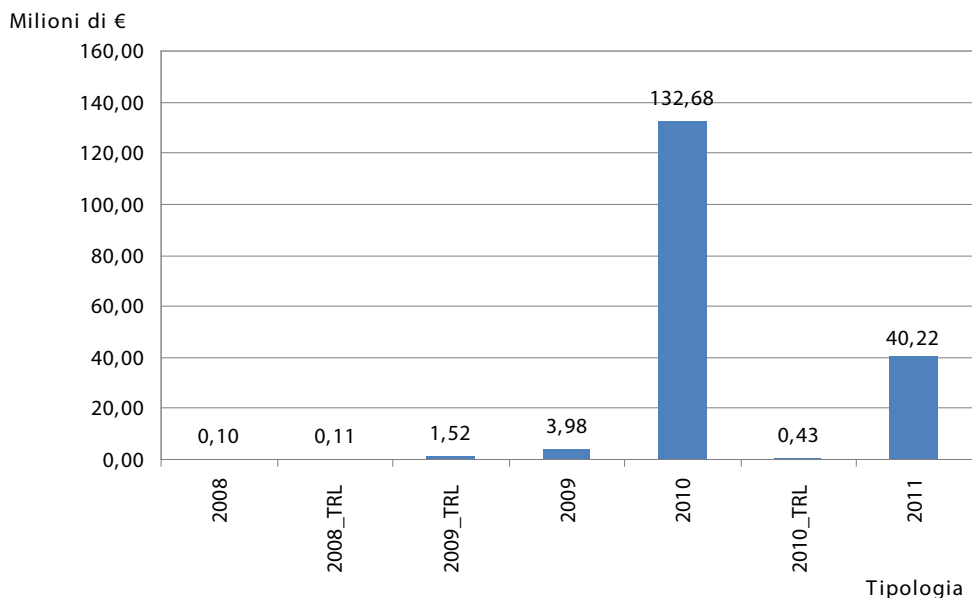
Fonte: GME



(continua)

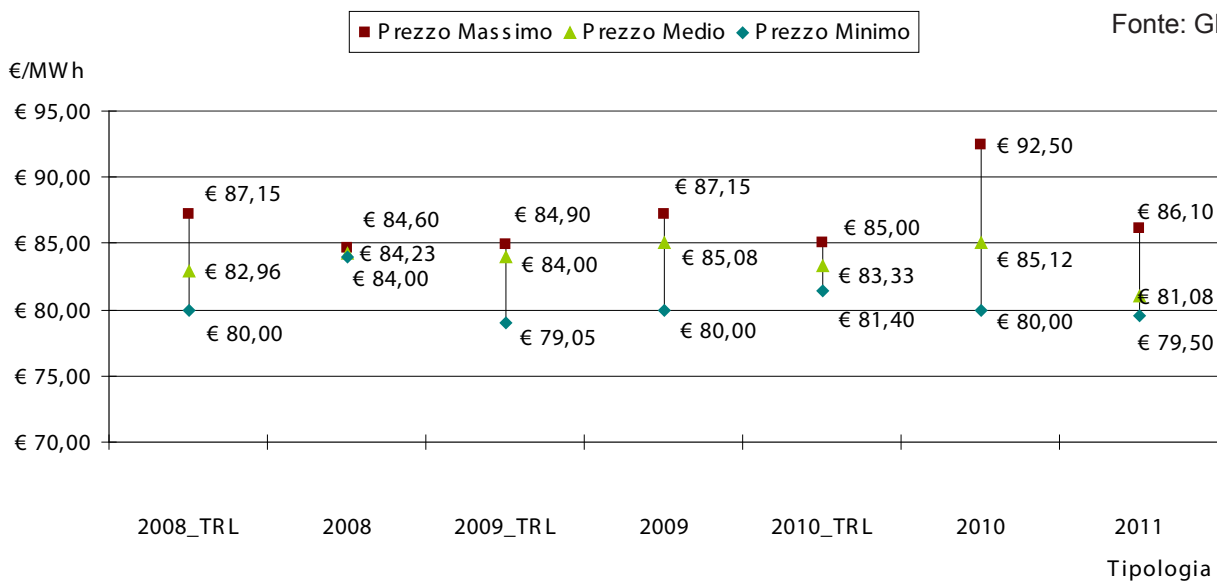
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 30 giugno 2011).

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 30 giugno 2011). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



# Mercato europeo delle unità di emissione

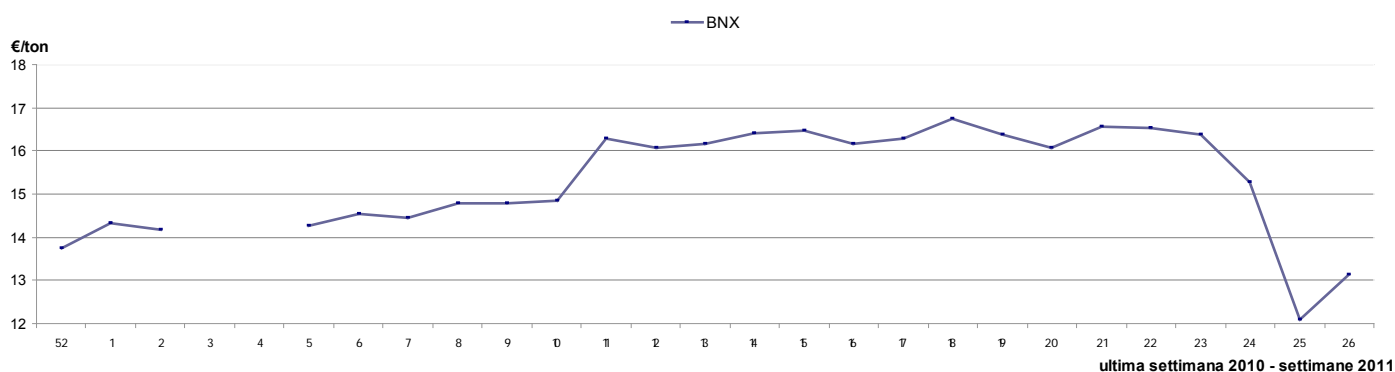
A cura del GME

■ Nel corso del mese di giugno sono state scambiate sulle piattaforme europee 870 milioni di EUAs, in forte aumento rispetto al mese precedente (401,5 milioni di EUA a maggio - fonte Point Carbon).

Sul mercato spot gestito da Bluenext, nel mese di giugno, i prezzi hanno subito un crollo (da 16 €/ton a 12 €/ton), come evidenziato nel grafico sottostante, anche se si è registrato un leggero recupero nell'ultima settimana del mese.

EUA, mercato a pronti (da novembre 2010), media settimanale

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



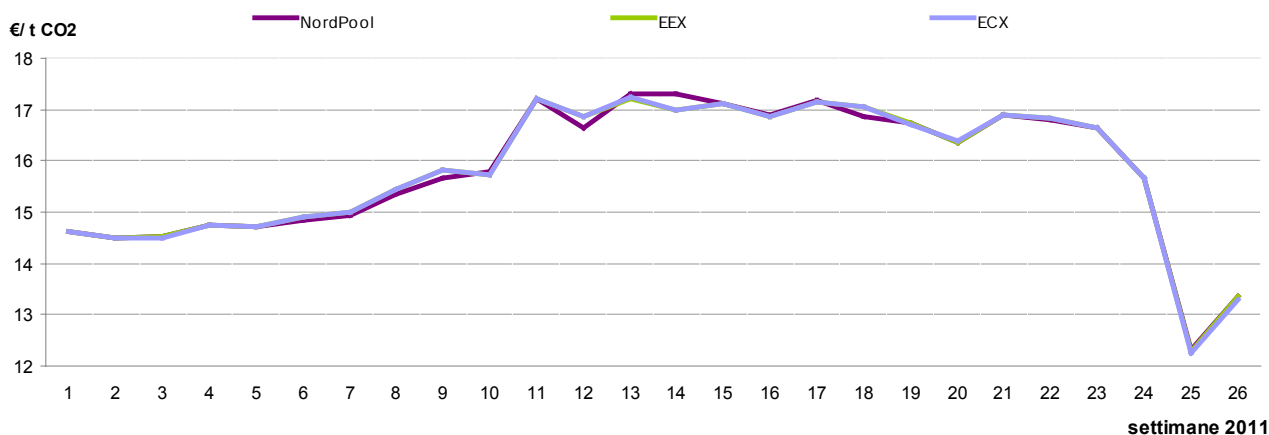
Anche sul mercato a termine, i prezzi del contratto di riferimento, con consegna *Dicembre 2011* (ICE ECX), che negli ultimi tre mesi hanno oscillato sempre intorno ai 17€/ton, nel mese di giugno, sono scesi vertiginosamente ai livelli del 2009, registrando un leggero recupero solo verso la fine del mese. Diversi fattori possono aver contribuito alla discesa dei prezzi, tra cui lo sgonfiarsi della speculazione sul blocco delle

centrali nucleari tedesche e la questione riguardante la nuova tranche di aiuti alla Grecia, la cui situazione crea aspettative di rallentamento dell'economia europea.

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2011-2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine (da novembre 2010) - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



## IL SII, LA BANCA DATI DELL'ENERGIA, PER SUPERARE LE ASIMMETRIE INFORMATIVE A BENEFICIO DEI CONSUMATORI E DEGLI OPERATORI

di Paolo Vigevano – amministratore delegato di Acquirente Unico

(continua dalla prima)

Dal luglio 2007, quando è stata avviata la completa liberalizzazione del mercato elettrico, il cliente finale ha gradualmente aumentato la consapevolezza delle dinamiche della liberalizzazione con un ruolo attivo grazie alla possibilità di scelta tra le condizioni economiche del servizio di maggior tutela e le offerte del mercato libero. Come ha recentemente accertato un'indagine RIE-GMPRgroup sul comportamento dei consumatori, il passaggio al mercato libero è sì una tendenza che si va sviluppando con ritmi in linea con gli altri paesi europei, ma un italiano su due non conosce ancora le offerte sul gas e di poco superiore è quella relativa all'energia elettrica. Insomma, la mancanza di una comunicazione capillare ed efficace ha frenato l'iniziativa delle famiglie all'interno del mercato.

Molto è stato fatto in questi anni dall'AEEG per favorire le scelte e le decisioni degli utenti. Tra gli strumenti di comunicazione istituzionale ci sono il «Trova offerte» sulla pagina web dell'Autorità, l'«Atlante dei diritti del consumatore» e lo «Sportello del Consumatore di Energia», gestito da Acquirente Unico. A tale proposito, con quasi un milione di telefonate ricevute e più di 45 mila reclami lavorati dal suo avvio, per volumi lo Sportello è il primo centro di assistenza e tutela dei consumatori del settore pubblico. Al forte incremento del carico di lavoro si è fatto fronte con l'immissione di risorse qualificate, grazie ad un grande impegno organizzativo di AU e al supporto dell'AEEG. È stata una risposta adeguata, razionale oltre che operativa, a una crescente presa di coscienza del consumatore di avere, anche sotto la spinta della crisi economica internazionale, un comportamento partecipativo e attento a soluzioni di risparmio energetico per una minore spesa, nonché un interesse per i temi ambientali.

Così, da quel luglio di 4 anni fa, grazie all'estensione alle famiglie della facoltà di scegliere liberamente il proprio fornitore, circa 5 milioni tra utenze domestiche e piccole e medie imprese hanno esercitato il passaggio alle offerte del mercato libero. È un numero rilevante e in costante crescita, in uno scenario che, nel solo settore elettrico, annovera più di 36 milioni di utenze. Un tale crescente volume di transazioni incontra, però, limiti negli attuali sistemi informativi di distributori e venditori, concepiti per altri ambiti operativi e con scarse capacità di comunicazione.

Le difficoltà d'interazione tra i sistemi informativi dei distributori e dei venditori non hanno favorito la tempestività e la precisione con cui devono essere espletati i procedimenti amministrativi, sui quali si basa concretamente il passaggio dei consumatori da un fornitore all'altro (lo switching). Di conseguenza, parte delle disfunzioni commerciali registrate in questi anni sul mercato sono riconducibili a ritardi, inesattezze e resistenze



nella disponibilità dei dati per i distributori.

L'atteso avvio del SII non solo potrà aumentare i flussi di informazioni, sia in termini di quantità che di qualità, ma limiterà anche i fenomeni critici, come la morosità dei clienti finali, così stimolando maggiore concorrenza nel settore.

Taluni ritengono che il SII sia un progetto troppo ambizioso. È certamente uno strumento complesso. Anche per questo è opportuno il coinvolgimento delle parti interessate per minimizzare i costi d'integrazione dei loro sistemi informativi. Le risorse risparmiate grazie alla nuova e maggiore efficienza del sistema, unite a un'efficace azione competitiva, potranno trasformarsi in benefici economici per i consumatori oltre che per l'intero sistema.

Ferme restando le garanzie sulla privacy e sull'accesso ai dati, uno dei benefici legati all'introduzione del SII sarà la riduzione dell'uso opportunistico dello switching, cioè il cambio di fornitore da parte di consumatori che non hanno pagato una o più bollette precedenti (il «turismo energetico»). La realizzazione e l'attivazione del Sistema avverranno per fasi successive, a partire dal settore elettrico, per essere estese in seguito a quello del gas.

Si tratta, insomma, di dare un'ulteriore spinta al processo di conquista di una maggiore fiducia da parte dei consumatori nei confronti del sistema, favorendo in tal modo il cambio del fornitore e, di conseguenza, aumentando ancora di più i tassi di switching, che già oggi si pongono tra i più elevati d'Europa.

In conclusione, parafrasando lo slogan di una pubblicazione ben nota agli operatori del settore, che recita «l'energia muove la nostra informazione», tra non molto si potrà dire che «l'informazione oggi muove l'energia».



## ETS E CREDITI INTERNAZIONALI: UTILIZZO DA PARTE DEI SETTORI ITALIANI E PROSPETTIVE PER LA TERZA FASE DI TRADING

Emanuele Vendramin – RIE

In base agli accordi sottoscritti con il Protocollo di Kyoto<sup>i</sup> ed adottati dalla Commissione Europea<sup>ii</sup> le installazioni incluse nell'Emission Trading Scheme possono utilizzare per la compliance emissiva i crediti (CERs e ERUs) derivanti da progetti internazionali di riduzione delle emissioni nella misura massima prevista dai rispettivi Piani Nazionali di Allocazione<sup>iii</sup>. Il quantitativo di crediti utilizzabili dagli impianti ETS italiani per la seconda fase di trading (2008-2012) è pari a 30,24 milioni all'anno (151,2 milioni l'assegnazione complessiva per l'intero periodo 2008-2012). Il limite è stato differenziato in base all'attività svolta dall'impianto in modo da rispettare il tetto massimo imposto dalla Commissione Europea corrispondente al 15% dei permessi allocati nel periodo<sup>iv</sup>. Il ricorso ai crediti da parte degli impianti ETS italiani è progressivamente aumentato negli anni: da 7,4 milioni del 2008, a 8,6 milioni del 2009, per giungere a 13,3 milioni del 2010 registrando un incremento nel triennio di circa l'81%.

Con quasi il 74% delle restituzioni gli impianti di combustione risultano il settore economico che maggiormente ha utilizzato i crediti nel periodo 2008-2010. Con una quota inferiore invece troviamo la produzione di cemento e calce (14,5%) e la raffinazione (8,8%). Inoltre gli impianti di combustione hanno usufruito dei crediti per il 5,6% dell'assegnazione, seguiti dalla produzione di cemento e calce (4,6%), dalla raffinazione (4,4%), dalla produzione di carta (3,5%) e dalla produzione del vetro (1,8%). Tali valori tendono a rispecchiare il peso percentuale sul totale emissioni dei rispettivi settori. Tra gli impianti termoelettrici (sottogruppo degli impianti di combustione), sono state quasi esclusivamente le installazioni rientranti nella categoria Cip6 ad impiegare i crediti internazionali, mentre i restanti operatori si sono limitati a restituire le quote ricevute in sede di allocazione senza sfruttare la possibilità di arbitraggio tra prezzi degli EUAs e prezzi dei CERs.

Tab. 1: Uso di crediti CERs e ERUs per settore economico ETS nel periodo 2008-2010 (Mton)

Settore ETS	Totale allocato	Totale verificato	Crediti restituiti	% crediti/ allocato	% crediti/ totale crediti restituiti
Impianti di combustione	382,726	387,781	21,587	5,6%	73,6%
Raffinazione	59,082	72,750	2,580	4,4%	8,8%
Siderurgia	57,128	36,900	0,133	0,2%	0,5%
Cemento e calce	93,486	75,570	4,263	4,6%	14,5%
Vetro	9,213	8,280	0,168	1,8%	0,6%
Ceramiche e laterizi	2,374	1,201	0,036	1,5%	0,1%
Carta e pasta per carta	16,146	13,608	0,564	3,5%	1,9%
Altre attività	1,099	0,939	0,000	0,0%	0,0%
<b>Totale</b>	<b>621,255</b>	<b>597,029</b>	<b>29,330</b>	<b>4,7%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: elaborazione RIE su dati registro CITL

Per quanto riguarda la localizzazione dei progetti che hanno generato i crediti utilizzati dagli impianti ETS italiani emerge un evidente sbilanciamento geografico verso le economie emergenti (Cina, India, Brasile) a conseguenza della migliore organizzazione di questi paesi rispetto ai Paesi in Via di Sviluppo nella gestione degli investimenti (minori rischi politici, finanziari, migliori infrastrutture e tessuto industriale più maturo ad ospitare gli investimenti "low carbon"). Ancora più sbilanciata è invece la distribuzione tecnologica dei crediti utilizzati, la quale dipende quasi esclusivamente da

progetti di abbattimento dei gas industriali (HFC, N<sub>2</sub>O) che raggiungono il 90% del totale, dove ENEL risulta la società europea che ha fatto maggior ricorso ai crediti derivanti da progetti di distruzione dei gas HFC. La principale motivazione è riconducibile ai più elevati tassi di conversione in unità di CO<sub>2</sub> equivalente (un'unità di gas industriale HFC eliminata equivale a 11.700 unità di CO<sub>2</sub> e quindi alla generazione di 11.700 crediti CERs).

Per la terza fase dell'ETS (2013-2020) la Commissione non ha di fatto previsto un limite specifico, ma ha esteso a tutto

## ETS E CREDITI INTERNAZIONALI: UTILIZZO DA PARTE DEI SETTORI ITALIANI E PROSPETTIVE PER LA TERZA FASE DI TRADING

(continua)

il periodo 2008-2020 il limite definito per la fase precedente. L'ammontare di crediti utilizzabili è quindi calcolabile sottraendo al tetto già definito di 30,24 milioni di crediti la quantità di permessi utilizzata nella seconda fase. Il valore va poi aggiustato per tener conto della quota aggiuntiva da destinarsi ai nuovi settori industriali (quali la produzione dell'alluminio e dell'ammoniaca) e all'aviazione che entreranno a far parte dell'ETS dal 2012, inoltre, qualora il target emissivo europeo al 2020 passi dal -20% al -30%, verrà innalzato il limite all'utilizzo dei crediti internazionali fino alla metà dell'onere di abbattimento addizionale. In aggiunta la Direttiva 2009/29/CE (che regola l'utilizzo degli strumenti flessibili nel periodo 2013-2020) afferma che per produrre crediti ammissibili nell'ETS, i CDM registrati dopo il 2012 dovranno necessariamente essere realizzati nei Paesi in Via di Sviluppo o in paesi che abbiano ratificato accordi internazionali di riduzione delle emissioni. Infine la Commissione, con la Decisione del 21 gennaio 2011, ha stabilito che dal 1° maggio del 2013 non sarà più ammissibile nell'ETS l'uso di crediti internazionali derivanti da progetti CDM finalizzati all'abbattimento dei gas industriali (HFC e N<sub>2</sub>O). Gli impianti ETS che possiedono

crediti generati da queste tipologie di progetti dovranno necessariamente convertirli entro tale data. A differenza della seconda fase di regolazione, il mercato dei crediti post-2012 è caratterizzato da numerose incertezze che dipenderanno sia dall'evoluzione dei negoziati internazionali, che potranno avere effetti determinanti sulla domanda e sull'offerta di crediti, sia dalle decisioni della Commissione in merito ai criteri di eleggibilità dei crediti, che se da un lato assicurano l'integrità ambientale dei progetti, dall'altro godono di ampia discrezionalità. Sul mercato saranno presenti CERs ad elevata qualità, derivanti da progetti ammissibili per la fase tre dell'ETS e caratterizzati da prezzi più elevati, che seguiranno i prezzi dei permessi EUAs con uno spread che dipenderà dal livello dell'offerta e CERs a bassa qualità con prezzi più bassi che tenderanno ad allinearsi a quelli dei prezzi dei permessi AAUs. L'impossibilità di sapere a priori quali e quanti crediti potranno essere utilizzabili nell'ETS inficia le strategie di lungo periodo degli operatori riguardo la copertura delle proprie posizioni, obbligandoli ad operare secondo un approccio di breve periodo del tipo wait and see.



<sup>i</sup> E con i successivi Accordi di Marrakech (Conferenza COP7 del 2001).

<sup>ii</sup> Con la Direttiva 2004/101/CE.

<sup>iii</sup> Direttiva 2003/87/CE.

<sup>iv</sup> Piano Nazionale d'Assegnazione per il periodo 2008-2012 elaborato ai sensi dell'articolo 8, comma 2 del D.lgs. 4 aprile 2006, n. 216.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93** | “Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE” (Terzo Pacchetto Energia) | pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 148 del 28 giugno 2011- Supplemento Ordinario n.157 | Download <http://www.gazzettaufficiale.it/guridb/dispatcher?service=1&datagu=2011-06-28&task=dettaglio&numgu=148&redaz=011G0136&tmstp=1309289671402>

Con la pubblicazione del D.lgs in oggetto, il Legislatore nazionale recepisce nell'ordinamento italiano le ultime disposizioni comunitarie in materia di energia emanate dal Parlamento e dal Consiglio Europeo mediante l'approvazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE (Terzo Pacchetto Energia) e della Direttiva 2008/92/CE - relativa ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica - andando contestualmente ad abrogare le precedenti norme contenute nelle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.

Il D.lgs de quo è suddiviso in cinque Titoli i quali contengono, rispettivamente, norme comuni per lo sviluppo dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica, norme specifiche per i settori gas ed elettrico, disposizioni disciplinanti gli obiettivi e le competenze dell'Autorità di regolazione nazionale. Nel complesso i 50 articoli previsti nel provvedimento, introducono rilevanti modifiche alla normativa nazionale in tema di mercati elettrici e del gas, andando in particolare a modificare alcune disposizioni di cui al D.lgs 79/99 e al D.lgs 164/00.

Focalizzando l'attenzione sulle disposizioni che riguardano direttamente le attività del GME, si segnala in particolare, con riferimento al settore gas, l'Art. 32 recante "Misure a favore della liquidità del mercato", ove è previsto che il Gestore, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, assuma la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale. A tale fine, il Regolatore è chiamato a fissare le condizioni atte a garantire al Gestore dei mercati lo svolgimento di tali attività, ivi compresa quella di controparte centrale delle negoziazioni. Per il settore elettrico, con particolare riferimento al processo comunitario in atto finalizzato all'integrazione dei mercati elettrici nazionali per la costituzione di un mercato europeo integrato, si segnalano le norme contenute nell'Art. 37 recante appunto la "Promozione della cooperazione regionale", ove viene disposto che “..al fine di promuovere gli scambi transfrontalieri

e assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti e lo sviluppo sostenibile, nonché di conseguire prezzi competitivi..”, il Gestore della rete (Terna) e il Gestore dei mercati energetici (GME) operano con i rispettivi gestori dei Paesi membri, assicurando il coordinamento delle proprie azioni ed informando preventivamente il Ministero dello sviluppo economico e l'AEEG. In tale ambito, Terna e il GME sono inoltre chiamati, congiuntamente, a redigere un rapporto, con cadenza semestrale, con cui informano le richiamate istituzioni nazionali di riferimento sullo stato di avanzamento delle iniziative assunte in materia e sullo stato dei relativi progetti.

■ **Documento di consultazione dell'AEEG n. 21/11** | “Regolazione dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili” | pubblicato il 6 giugno 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/021-11dco.jsp>

In tema di trasparenza e di attività di controllo delle vendite di energia elettrica prodotta attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili, con il presente DCO il Regolatore ha completato un ciclo di consultazione avviato con i precedenti DCO 26/09 del 27 luglio 2009 (cifra NL GME n.19), e DCO 23/10 del 14 luglio 2010 (cifra NL GME n.30).

In materia - in continuità con quanto prospettato nei due precedenti DCO - l'AEEG individua:

1. nelle certificazioni di origine (definte CO-FER) lo strumento idoneo per la promozione della trasparenza delle vendite di energia da fonti rinnovabili;
2. nel meccanismo di scambio/traferimento di tali certificazioni CO-FER, lo strumento di controllo e monitoraggio delle predette vendite, garantendo, in tal modo, che la medesima energia prodotta da fonti rinnovabili non possa essere inclusa in più contratti di vendita ai clienti finali. A tal fine, i titoli CO-FER rappresenteranno la base su cui implementare la regolazione e la verifica delle offerte commerciali di energia verde.

Secondo lo schema di Delibera proposto con il DCO in commento, per verificare che l'insieme di energia elettrica oggetto delle offerte commerciali di energia “verde” in un dato anno “n” corrisponda al quantitativo di energia elettrica coperto da titoli CO-FER, il GSE dovrà provvedere ad effettuare gli opportuni controlli annuali, con modalità coerenti con le tempistiche di svolgimento del processo di comunicazione del fuel mix disclosure posto dal DM 31 luglio 2009, recante “Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione”.

In caso di riscontro di un disallineamento, ciascun esercente la vendita sarà tenuto a corrispondere al GSE un corrispettivo

# Novità normative di settore (continua)

unitario - si ipotizza pari a due volte il prezzo medio di negoziazione dei CO-FER rilevato dal GME sulle proprie piattaforme - per ogni MWh eccedente i quantitativi non coperti dai titoli CO-FER dal medesimo posseduti.

Qualora la società di vendita non risulti già in possesso dell'ammontare necessario di titoli CO-FER utile al fine del superamento della relativa verifica, la stessa avrà la facoltà di perfezionare eventuali scambi di CO-FER con gli altri soggetti titolari (GSE/produttori che non beneficiano di altri sistemi di incentivazione/venditori che, eventualmente, detengono un surplus delle relative certificazioni) ponendo le basi, in tal senso, per lo sviluppo di un vero e proprio mercato delle certificazioni CO-FER.

Con riferimento a tale ultimo aspetto, l'Autorità individua nel GME il soggetto naturalmente preposto alla gestione della piattaforma di scambio di tali certificazioni di origine, nonché alla gestione della piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali afferenti le certificazioni CO-FER.

In dettaglio, nella bozza di deliberato oggetto della consultazione in argomento, l'AEEG, prevede, che il GME debba, entro il 30 settembre 2011, inviare per approvazione all'AEEG, una proposta di regolamento disciplinante il funzionamento della piattaforma di scambio dei CO-FER, nonché per la regolazione delle transazioni bilaterali.

Invero, il DCO in commento invita tutti i soggetti interessati a fornire le proprie osservazioni anche in ordine:

- alle modalità con cui le società di vendita devono rendere trasparenti le informazioni riguardanti le fonti di produzione dell'energia elettrica oggetto di vendita;
- alle modalità e procedure di cessione da parte del GSE delle certificazioni assegnate in connessione agli impianti di produzione che già beneficiano di un altro incentivo;
- alle modalità di determinazione del corrispettivo da applicare alle società di vendita, qualora in esito ai controlli effettuati dal GSE, risulti che l'energia elettrica venduta e classificata come prodotta da fonte rinnovabile, risulti eccedentaria rispetto al corrispondente numero di CO-FER in proprio possesso.

Con riferimento alle tempistiche di avvio, il Regolatore propone che le disposizioni contenute nel presente DCO andranno ad applicarsi all'energia elettrica "verde" fornita ai clienti finali a decorrere dall'1 gennaio 2012.

## GAS

■ **Documento di consultazione dell'AEEG n. 22/11 | "Servizi di bilanciamento del gas naturale: regolazione delle partite fisiche ed economiche (settlement) Orientamenti Finali" | pubblicato il 16 giugno 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/022-11dco.jsp>**

Con riferimento alle modalità di misurazione, stima e attribuzione

dei quantitativi gas agli utenti del sistema di trasporto del gas naturale, con il DCO in oggetto l'AEEG analizza con maggiore dettaglio le proposte già illustrate in una prima fase nel DCO 46/10 del 13 dicembre 2010, evidenziando i propri orientamenti finali in merito alle modalità per la determinazione delle partite fisiche in prelievo (attività di misura/stima) e delle corrispondenti partite economiche (settlement) inerenti la gestione del servizio di bilanciamento, come definito dalla delibera AEEG del 15 aprile 2011, ARG/gas 45/11.

Nello specifico, la proposta dettagliata nel documento riporta soluzioni per la gestione della contabilizzazione delle quantità prelevate nel mercato del gas naturale, con riferimento ai punti di prelievo per i quali, allo stato, risulti tecnicamente impossibile procedere, in modo economico, a misurare i prelievi su base giornaliera.

La difficoltà ad ottenere misure per orizzonti temporali di prelievo coerenti con le tempistiche di valorizzazione vigenti sul mercato all'ingrosso (periodo rilevante pari al giorno gas), comporta la necessità che alcune partite di gas siano determinate in base a convenzioni (c.d. load-profiling) e che siano predisposte specifiche modalità di determinazione delle partite economiche funzionali al servizio di bilanciamento (settlement).

Tenendo conto che le metodologie di load-profiling e di settlement costituiscono un elemento fondamentale di collegamento e raccordo tra il mercato all'ingrosso e il mercato al dettaglio, il DCO propone revisioni di efficientamento e innovazione delle medesime, nonché l'introduzione di nuovi obblighi informativi per le imprese distributrici per un fluido svolgersi delle attività inerenti.

Senza entrare nella disamina puntuale delle soluzioni avanzate, preme in ogni caso segnalare quanto proposto al "Punto 7.D" ove l'Autorità avanza l'ipotesi di utilizzare il prezzo giornaliero di chiusura del costituendo Mercato del Bilanciamento Gas gestito dal GME (MB-GAS) - di cui all'Art. 7.4 della Delibera ARG/Gas 45/11 - come prezzo di riferimento per valorizzare economicamente le eventuali differenze riscontrate tra le partite fisiche determinate in esito alla sessione mensile di bilanciamento (a regime, da svolgersi entro il 25° giorno del m+1) e quelle determinate in esito alla sessione di aggiustamento ex post (a regime, da svolgersi entro la chiusura del m+14, momento in cui sono disponibili, e si considerano determinate, tutte le misurazioni dei punti di prelievo dalla rete).

Tale soluzione si basa sulla considerazione che, per un adeguato processo di valorizzazione, il prezzo giornaliero di chiusura del MB-GAS possa rappresentare, con un sufficiente grado di approssimazione, il prezzo di riferimento della risorsa gas nel periodo temporale cui si riferisce la sessione di aggiustamento ex post.

I soggetti interessati potranno formulare le proprie osservazioni all'AEEG entro il 29 luglio 2011, termine previsto per la chiusura della presente consultazione.

# Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera ARG/gas 79/11** | “Approvazione della documentazione contrattuale della società Gestore dei servizi energetici S.p.A. relativa alle misure di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130/10” | pubblicata il 28 giugno 2011 | <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/079-11arg.htm>

Con il provvedimento de quo l’Autorità, in applicazione delle disposizioni contenute nella Delibera ARG/gas 193/10 del 11 novembre 2010, (cifra NL GME n.33), recante “Determinazione delle misure e dei corrispettivi di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130”, come successivamente modificata ed integrata, e in base alla documentazione trasmessa dal GSE all’AEEG con comunicazione del 13 giugno 2011, approva:

- ai sensi dell’Art. 3, comma 4, della citata deliberazione - e con diverse prescrizioni richiamate nei considerata del provvedimento in oggetto - lo schema di contratto tra il GSE e il soggetto investitore aderente in relazione ai servizi connessi alle misure transitorie di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo n. 130/10;

- ai sensi dell’Art. 8, comma 2, della citata deliberazione - prevedendo anche in questo caso alcune prescrizioni di modifica ed integrazione richiamate nelle premesse - lo standard contrattuale tra il GSE e il soggetto stoccatore virtuale, nonché il relativo Regolamento per lo svolgimento, da parte del Gestore, delle procedure concorrenziali di selezione degli stoccatore virtuali.

Inoltre il Regolatore, sempre al fine di dare attuazione a quanto previsto dall’Art. 3, comma 1, lettera a), della Delibera ARG/gas 193/10, dispone che il GSE e il GME si coordinino al fine di definire le modalità con cui il soggetto investitore aderente debba offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione gestiti dal GME, le quantità di gas rese disponibili al medesimo dagli stoccatore virtuali abbinati.

La regolazione di tali disposizioni operative dovrà essere sottoposta all’AEEG per approvazione, e, in seguito, opportunamente recepita nello schema di contratto tra il GSE e il soggetto investitore.

Da ultimo l’Autorità differisce al 29 luglio 2011 il termine temporale di ricevimento, da parte del GSE, delle richieste

di cui all’Art. 3, comma 1, lettera a), della Delibera ARG/gas 193/10, ovvero delle richieste espresse dai soggetti investitori industriali sulla quota parte della capacità fisica dai medesimi finanziata, rispetto alla quale gli stessi intendono avvalersi dell’anticipazione dei benefici previsti dalle misure transitorie.

■ **Delibera ARG/gas 81/11** | “Differimento della data di decorrenza dell’applicazione delle disposizioni in materia di disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale, di cui agli articoli da 3 a 11 della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11” | pubblicata il 24 giugno 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/081-11arg.htm>

Con riferimento all’entrata in vigore della disciplina del bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale e dell’avvio della relativa piattaforma del bilanciamento gestita dal GME, l’Autorità, con delibera ARG/gas 45/11 del 15 aprile 2011, aveva inizialmente stabilito come prima data di partenza il primo giorno gas del mese di luglio 2011.

In esito alla consultazione svolta dal GME sul Regolamento della piattaforma di bilanciamento, diversi operatori di settore hanno segnalato l’opportunità di prevedere un adeguato periodo di prova della piattaforma di bilanciamento, prima del suo effettivo avvio, nonché l’opportunità di completare la definizione del sistema di garanzie a copertura dell’esposizione del sistema nei confronti dell’utente, in relazione alla quale Snam Rete Gas, ai sensi dell’art. 12, comma 3, della delibera ARG/gas 45/11, è chiamata ad inviare all’Autorità la relativa proposta di modifica del Codice di rete entro il 30 ottobre 2011.

Anche in considerazione di quanto sopra, con il provvedimento in oggetto, l’AEEG differisce al primo giorno gas del mese di dicembre 2011, la data di avvio per l’applicazione della disciplina del bilanciamento di merito economico del sistema del gas, deliberando inoltre che la società Snam Rete Gas - coordinandosi con il GME e le imprese di stoccaggio - organizzati, nei 10 giorni precedenti la data di avvio indicata e con la partecipazione degli utenti, una prova dei sistemi di comunicazione funzionale alla gestione del sistema di bilanciamento “a mercato” di cui agli articoli da 3 a 11 della deliberazione ARG/gas 45/11.

# Gli appuntamenti

14 luglio

## **Quarto Conto Energia: le nuove modalità di incentivazione**

Roma, Italia

Organizzatore: ISES Italia

[http://www.isesitalia.it/Frm\\_vis\\_00.asp?IdCorso=373](http://www.isesitalia.it/Frm_vis_00.asp?IdCorso=373)

14 luglio

## **7° Workshop T.A.C.E.C. "I meccanismi finanziari per la riduzione della CO2: Microcredito, CDM, Green Bonds"**

Milano, Italia

Organizzatore: Federchimica

<http://www.federchimica.it>

19 luglio

## **Efficienza energetica. Cogenerazione e sistemi di Utenza**

Milano, Italia

Organizzatore: Ascomac Servizi

[www.ascomac.it](http://www.ascomac.it)

21 luglio

## **Aspetti legali e fiscali dei progetti di investimento e finanziamento di impianti FER**

Milano, Italia

Organizzatore: APER in collaborazione con KPMG/KSTU-DIOASSOCIATO

<http://www.webaper.it>

25 luglio

## **Tra incentivi e obiettivi, come dividersi onori e oneri delle fonti rinnovabili**

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

[www.safeonline.it](http://www.safeonline.it)

29-31 luglio

## **SolWest Fair**

John Day, Usa

Organizzatore: Solwest

[www.solwest.org](http://www.solwest.org)

10-12 agosto

## **5th Renewable Energy India 2011 Expo**

New Delhi, India

Organizzatore: El group

[www.renewableenergyindiaexpo.com](http://www.renewableenergyindiaexpo.com)

15-18 agosto

## **IEPEC 2011**

Boston, USA

Organizzatore: IEPEC

[www.iepec.org](http://www.iepec.org)

22-24 agosto

## **Coal Market Strategies**

Colorado Springs, Usa

Organizzatore: American Coal Council

<http://www.accevents.org/index.php/cms>

25-26 agosto

## **2011 Western Energy Policy Research Conference**

Boise, Usa

Organizzatore: Energy Policy Institute

<http://epi.boisestate.edu/conference>

28 agosto-2 settembre

## **Solar World Congress 2011**

Kassel, Germania

Organizzatore: ISES

[http://www.isesitalia.it/Evn\\_vis\\_00.asp?IdEvento=149](http://www.isesitalia.it/Evn_vis_00.asp?IdEvento=149)

Settembre

## **Econometric Modelling for Energy Markets**

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: energyforum

<http://www.energyforum.com>

6-8 settembre

## **The 4th EV Battery Forum - Asia**

Shanghai, Cina

Organizzatore: EV Battery Forum

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

13-15 settembre

## **The Electric Power System of the Future - Integrating supergrids and microgrids**

Bologna, Italia

Organizzatore: Cigré

<http://cigre-bologna2011.ing.unibo.it>

13-15 settembre

## **EXPOGAZ France Exhibition**

Parigi, Italia

Organizzatore: ETAI

13-16 settembre

## **Chi semina vento raccoglie energia pulita**

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

<http://www.anev.org>

## Gli appuntamenti (continua)

14-15 settembre

### **Sviluppo, progettazione e realizzazione di un impianto minieolico**

Roma, Italia

Organizzatore: ISES ITALIA

[www.isesitalia.it](http://www.isesitalia.it)

14-16 settembre

### **International Biorefining Conference & Trade Show**

Houston, Usa

Organizzatore: BBI International

[www.biorefiningconference.com](http://www.biorefiningconference.com)

14-16 settembre

### **ZeroEmission Rome**

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

[http://www.zeroemissionrome.eu/it\\_zer/index\\_zer.asp](http://www.zeroemissionrome.eu/it_zer/index_zer.asp)

16 settembre

### **Iter autorizzativo, analisi fiscale e finanziaria e sistemi di incentivazione per la costruzione di impianti fotovoltaici di media e grande taglia**

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

<http://www.artenergy.it>

16 settembre

### **"Il SISTEMA SERRA: consumo e produzione di energia"**

Padova, Italia

Organizzatore: Fritegotto

Web: [www.fritegotto.it](http://www.fritegotto.it)

16 settembre

### **Sicurezza e manutenzione degli impianti eolici**

Roma, Italia

Organizzatore: ISES ITALIA

[www.isesitalia.it](http://www.isesitalia.it)

19 settembre

### **I sistemi di accumulo nel contesto delle attività della Ricerca di Sistema Elettrico**

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

[http://www.enea.it/it/enea\\_informa/events/RSE%2019set11](http://www.enea.it/it/enea_informa/events/RSE%2019set11)

20-21 settembre

### **Wind Power Turkey**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Greenpower Conferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/127QvjKhKnZfzcyj5B>

20-21 settembre

### **3rd Annual Northeast B.C. Natural Gas Summit**

Calgary, Usa

Organizzatore: ALM

[www.insightinfo.com/nebcgas](http://www.insightinfo.com/nebcgas)

21-22 settembre

### **Centrali Elettriche**

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

[www.iir-italy.it](http://www.iir-italy.it)

21-23 settembre

### **2nd International Workshop on Degradation Issues on Fuel Cells**

Thessaloniki, Grecia

Organizzatore: JRC

[http://fctesqa.jrc.ec.europa.eu/events/event\\_details.php?eventId=21](http://fctesqa.jrc.ec.europa.eu/events/event_details.php?eventId=21)

22 settembre

### **I contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale alla luce dei nuovi obblighi del codice di condotta commerciale AEEG**

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

[www.gruppoitaliaenergia.it](http://www.gruppoitaliaenergia.it)

22 settembre

### **Standard di qualità commerciale della vendita. Reclami ed indennizzi automatici. Gestione del rapporto con lo Sportello per il Consumatore**

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

[www.gruppoitaliaenergia.it](http://www.gruppoitaliaenergia.it)

22 settembre

### **"Fonti energetiche rinnovabili: solare termico e fotovoltaico"**

Milano, Italia

Organizzatore: ANIT

<http://www.anit.it>

22-24 settembre

### **7° mostra convegno dell'energia sostenibile**

Firenze, Italia

Organizzatore: Energethica

[www.energethica.it](http://www.energethica.it)

22-25 settembre

### **RENEXPO**

Augsburg, Germania

Organizzatore: Camera di commercio Italo-Tedesca

[www.italcam.de](http://www.italcam.de)

## Gli appuntamenti (continua)

23-25 settembre

### **Festival dell'Energia 2011**

Firenze, Italia

Organizzatore: Aris, FederUtility

<http://www.festivaldellenergia.it/>

24 settembre

### **La generazione di energia attraverso le biomasse legnose: aspetti tecnici, autorizzativi e meccanismi di incentivazione**

Biella, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

[www.kyotoclub.org](http://www.kyotoclub.org)

24-29 settembre

### **Tecnico di impianti di cogenerazione e trigenerazione**

Napoli, Italia

Organizzatore: Gruppo ADL

[http://www.adiellegroup.com/cogenerazione/programma\\_scheda.pdf](http://www.adiellegroup.com/cogenerazione/programma_scheda.pdf)

25-27 settembre

### **17th Annual Fleet Fueling Conference & Exhibition**

Las Vegas, Usa

Organizzatore: OPIS Conferences

<http://www.opisnet.com/fleetfueling/>

25-29 settembre

### **6th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems**

Dubrovnik, Croazia

Organizzatore: SDEWES

<http://www.dubrovnik2011.sdewes.org>

26-28 settembre

### **11' Italian Energy Summit 2011**

Milano, Italia

Organizzatore : Il Sole 24 ore

[www.formazione.ilsole24ore.com/energy2011](http://www.formazione.ilsole24ore.com/energy2011)

27-28 settembre

### **Exploration & Production Summit 2011**

Houston, Usa

Organizzatore: WTG Events

<http://www.exproevent.com/programme.asp>

29 settembre

### **Gestione del processo di comunicazione verso gli Enti preposti (AEEG,CIG, ecc.) allo scopo di uniformare i comportamenti in azienda volti alla raccolta e organizzazione delle informazioni obbligatorie**

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

[www.gruppoitaliaenergia.it](http://www.gruppoitaliaenergia.it)

29-30 settembre

### **European Energy Trading Summit 2011**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Oliver kinross

[www.eets2011.com](http://www.eets2011.com)

30 settembre

### **Osservatorio Internazionale sull'Industria e la Finanza delle Rinnovabili**

Milano, Italia

Organizzatore: AGICI e OIR

[www.agici.it](http://www.agici.it)



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 cd 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.