

**APPROFONDIMENTI**

# PROPOSTE PER SOSTENERE E STABILIZZARE IL PREZZO DELLA CO2 NELL'ETS

Di Stefano Clò, RIE

■ La diminuzione strutturale del prezzo dei permessi emissivi sotto la soglia dei 10€/ton mette in discussione il sistema dell'European Emissions Trading Scheme (ETS). L'attuale trend dei prezzi ha portato all'identificazione di diverse proposte di policy al fine di sostenere i prezzi della CO2, garantendone una maggiore stabilità. Un prezzo delle emissioni alto e stabile è, infatti, condizione desiderabile per la promozione dell'innovazione e la diffusione di tecnologie a bassa intensità carbonica.

L'adozione di un meccanismo di *cap and trade* (quale è l'ETS) garantisce un risultato ambientale certo –il rispetto del tetto emissivo– a scapito di un prezzo emissivo che varia con incertezza per bilanciare un'offerta di permessi rigida –perché definita ex-ante in via amministrativa- e una domanda variabile che dipende dalle imprevedibili dinamiche dei fondamentali economici ed energetici. Che i prezzi nell'ETS siano diminuiti a seguito della recessione economica - che nel solo 2009 ha causato un calo della domanda di permessi indotta da

una diminuzione del PIL europeo (-4,3%), della produzione industriale (-13,7%) e dei consumi di energia primaria (-5,8%) (dati Eurostat) - è in realtà indice di un corretto funzionamento di questo meccanismo di mercato, e non di un suo fallimento. Se una critica si vuole, quindi, muovere alla politica climatica europea non dovrebbe essere indirizzata all'ETS in sé o all'andamento incerto, e diverso da quello sperato, dei prezzi della CO2.

### Price floor in Gran Bretagna

Senza attendere i tempi delle negoziazioni comunitarie, la Gran Bretagna ha già votato a favore del sostegno dei prezzi emissivi, introducendo a livello nazionale un price floor alle emissioni di CO2 che entrerà in vigore dal 1° aprile 2013. Il price floor, che si applicherà al solo settore elettrico, è stato inizialmente fissato a 16 £/tCO2 e subirà un incremento lineare fino a raggiungere 30 £/tCO2 nel 2020 (both in 2009 prices).

▶ continua a pagina 30



**PRESENTAZIONE RELAZIONE ANNUALE**  
 "Trasparenza e integrità dei mercati:  
 il regolamento REMIT e gli impatti sugli operatori di mercato"  
 Roma - 11 luglio 2012, ore 10:00  
 Sala Capranica, P.zza Capranica 101

**IN QUESTO NUMERO**
**■ REPORT/MAGGIO 2012**

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 11  
 Mercati energetici europa  
 pag 18  
 Mercati per l'ambiente  
 pag 22

**■ APPROFONDIMENTI**

*Proposte per sostenere e stabilizzare il  
 prezzo della CO2 nell'ETS*  
 Di Stefano Clò, RIE, pagina 30

**■ NOVITA' NORMATIVE**

pagina 32

**■ APPUNTAMENTI**

pagina 34

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio l'energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima ha segnato ancora una flessione su base annua (-6,6%) confermandosi su livelli bassi. Sul lato vendite, il calo ha interessato sia l'energia importata (-6,3%) che la produzione nazionale (-6,7%), ma non quella da fonti rinnovabili che continua ad esibire vigorosi tassi di crescita (+37,4%) sostenuta soprattutto dal fotovoltaico. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) prolunga la serie di ribassi congiunturali e torna a segnare, dopo dieci

mesi una, seppur contenuta, flessione su base annua (-1,8%), che però non riduce lo spread con i prezzi delle altre borse europee attestatesi su livelli decisamente più bassi rispetto allo scorso anno (-30% circa). Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), i prezzi dei prodotti negoziati hanno evidenziato un generale ribasso; il prodotto *baseload Anno 2013* ha chiuso il mese a 71,60 €/MWh, livello minimo dall'inizio del periodo di trading. Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE), la continua crescita delle transazioni, a maggio, ha determinato un nuovo record del turnover (1,81).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), al terzo ribasso congiunturale (-2,76 €/MWh; -3,8%) e per la prima volta in calo tendenziale negli ultimi dieci mesi (-1,32 €/MWh; -1,8%), a maggio è sceso a 69,96 €/MWh, minimo da agosto 2011. L'analisi per gruppi di ore rivela una flessione su base annua di 2,13 €/MWh (-2,7%)

nelle ore di picco e di 0,87 €/MWh (-1,3%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 76,90 €/MWh e 66,14 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto del prezzo picco/baseload, pari a 1,10, si conferma sui livelli molto bassi di aprile e superiori solo al minimo storico dell'agosto 2011 (1,08).

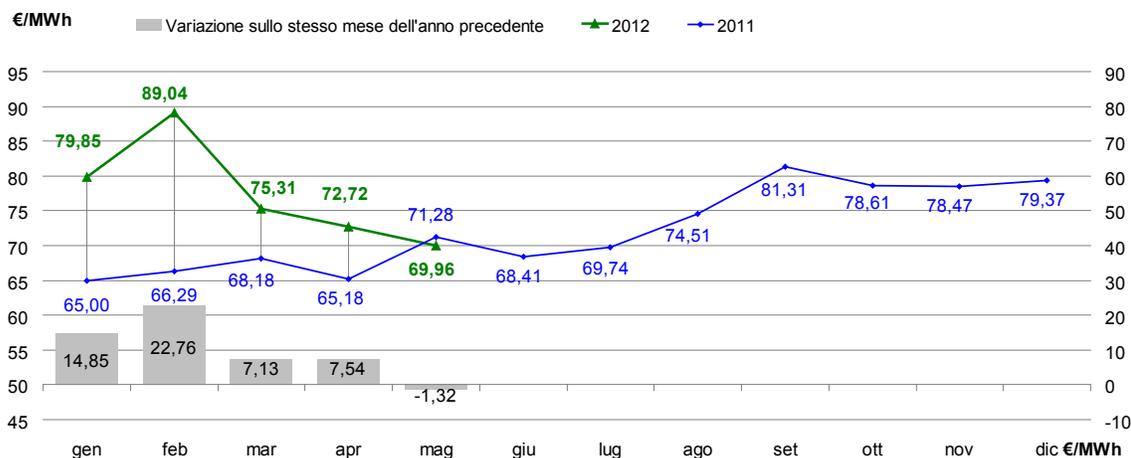
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2012	2011	Var vs 2011		Borsa		Sistema Italia		2012	2011
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
<b>Baseload</b>	<b>69,96</b>	<b>71,28</b>	<b>-1,32</b>	<b>-1,8%</b>	<b>18.187</b>	<b>-8,7%</b>	<b>31.672</b>	<b>-6,6%</b>	<b>57,4%</b>	<b>58,7%</b>
<i>Picco</i>	76,90	79,03	-2,13	-2,7%	22.986	-4,1%	38.057	-6,5%	60,4%	58,9%
<i>Fuori picco</i>	66,14	67,01	-0,87	-1,3%	15.547	-12,1%	28.160	-6,8%	55,2%	58,6%
<i>Minimo orario</i>	20,52	39,98			9.867		19.582		44,3%	49,9%
<i>Massimo orario</i>	140,02	98,01			27.322		41.780		70,8%	65,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



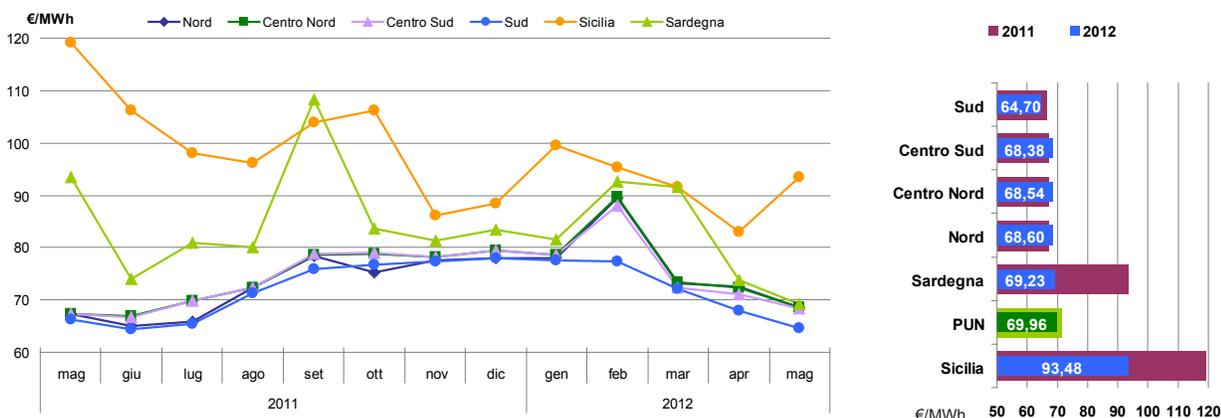
(continua)

I prezzi di vendita hanno registrato una flessione rispetto ad aprile in tutte le zone ad eccezione della Sicilia che pertanto, con 93,48 €/MWh, si conferma la zona dal prezzo più alto. Per contro, il confronto su base annua evidenzia un ribasso superiore al 20% nelle due zone insulari, e più

contenuto al Sud (-2,5%), che pertanto rafforza il primato di zona dal prezzo più basso, pari a 64,70 €/MWh. In lieve crescita tendenziale, invece, i prezzi di Nord, Centro Nord e Centro Sud che si attestano tra i 68 e i 69 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia hanno registrato ancora una flessione tendenziale (-6,6%), scendendo a 23,6 milioni di MWh, livello superiore solo al minimo storico di aprile. In riduzione sia gli scambi nella borsa elettrica, pari

a 13,5 milioni di MWh (-8,7%) che quelli O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,0 milioni di MWh (-3,7%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto registrato un calo di 1,3 punti percentuali su base annua, attestandosi a 57,4 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>13.530.807</b>	<b>-8,7%</b>	<b>57,4%</b>
Operatori	6.162.845	-34,0%	26,2%
GSE	4.875.198	+52,0%	20,7%
Zone estere	2.492.763	+9,3%	10,6%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.032.938</b>	<b>-3,7%</b>	<b>42,6%</b>
Zone estere	914.642	-32,5%	3,9%
Zone nazionali	9.118.296	+0,6%	38,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.563.745</b>	<b>-6,6%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>21.822.204</b>	<b>+15,8%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>45.385.949</b>	<b>+2,9%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

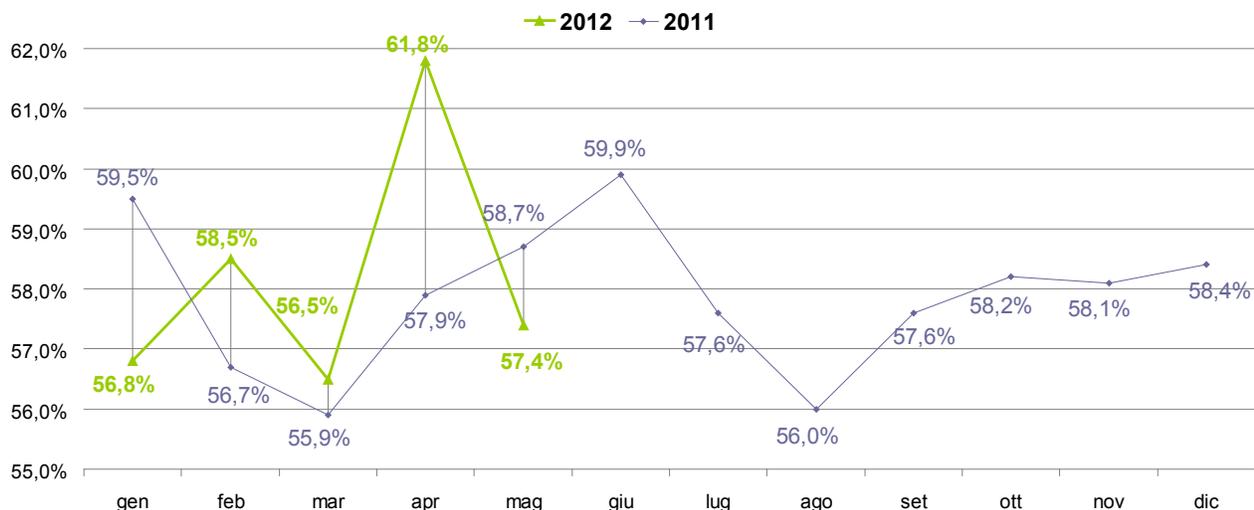
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>13.530.807</b>	<b>-8,7%</b>	<b>57,4%</b>
Acquirente Unico	2.614.056	-26,7%	11,1%
Altri operatori	8.902.673	-8,2%	37,8%
Pompaggi	60.082	+60,4%	0,3%
Zone estere	50.673	-60,7%	0,2%
Saldo programmi PCE	1.903.323	+36,4%	8,1%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.032.938</b>	<b>-3,7%</b>	<b>42,6%</b>
Zone estere	15.950	+6,0%	0,1%
Zone nazionali AU	3.219.216	+11,3%	13,7%
Zone nazionali altri operatori	8.701.094	-2,3%	36,9%
Saldo programmi PCE	-1.903.323	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.563.745</b>	<b>-6,6%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>2.381.651</b>	<b>+6,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>25.945.395</b>	<b>-5,6%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 23,5 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale del 6,4%. La riduzione degli acquisti ha interessato tutte le zone continentali, con variazioni comprese tra -4,1% del Centro Nord e -12,3% del Sud; in controtendenza le zone insulari: +3,9% la Sardegna e +0,5% la Sicilia. Più che dimezzati gli acquisti sulle zone estere, pari a 67 mila MWh (-53,8%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, pari a 20,2 milioni di MWh, sono diminuite su base annua del 6,7%. A livello zonale, le vendite sono diminuite solo al Nord (-12,2%), al Sud (-9,8%) ed in Sicilia (-3,7%) che rappresentano oltre i due terzi del totale nazionale.

In calo anche le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,4 milioni di MWh (-6,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	22.086.543	29.686	+7,9%	9.974.364	13.406	-12,2%	12.775.373	17.171	-7,4%
Centro Nord	3.405.963	4.578	-1,0%	1.810.375	2.433	+7,2%	2.678.517	3.600	-4,1%
Centro Sud	6.200.015	8.333	+2,2%	2.610.368	3.509	+2,5%	3.733.737	5.018	-6,6%
Sud	6.271.699	8.430	-7,0%	3.337.184	4.485	-9,8%	1.770.016	2.379	-12,3%
Sicilia	2.459.709	3.306	+9,4%	1.406.087	1.890	-3,7%	1.488.120	2.000	+0,5%
Sardegna	1.485.505	1.997	+7,4%	1.017.962	1.368	+19,3%	1.051.359	1.413	+3,9%
<b>Totale nazionale</b>	<b>41.909.434</b>	<b>56.330</b>	<b>+3,8%</b>	<b>20.156.339</b>	<b>27.092</b>	<b>-6,7%</b>	<b>23.497.122</b>	<b>31.582</b>	<b>-6,4%</b>
Estero	3.476.515	4.673	-6,7%	3.407.405	4.580	-6,3%	66.623	90	-53,8%
<b>Sistema Italia</b>	<b>45.385.949</b>	<b>61.003</b>	<b>+2,9%</b>	<b>23.563.745</b>	<b>31.672</b>	<b>-6,6%</b>	<b>23.563.745</b>	<b>31.672</b>	<b>-6,6%</b>

L'analisi delle vendite per fonte evidenzia il consistente aumento su base annua delle vendite da fonti rinnovabili (+37,4%), trainate soprattutto dai nuovi impianti fotovoltaici: la voce "Solare e altre" è più che triplicata in un solo anno. La quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile è pertanto passata dal 25,6% del 2011 al 37,7%. Le vendite da fonti tradizionali si sono invece ridotte del 21,4%

scontando da un lato la netta flessione delle vendite da impianti a ciclo combinato (-30,3%), dall'altro la crescita delle vendite da impianti a carbone (+6,3%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a ciclo combinato è scesa al 38,0% (-12,9 p.p. rispetto ad un anno fa), mentre quella da impianti a carbone è salita all'11,7% (+1,4 p.p.) (Grafico 4).

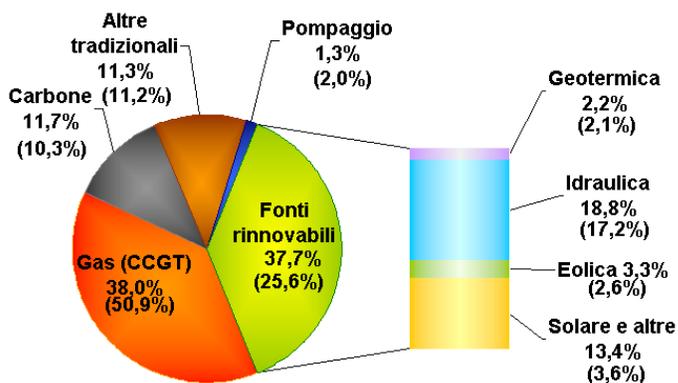
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: 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>Fonti tradizionali</b>	<b>6.990</b>	<b>-31,6%</b>	<b>1.189</b>	<b>-5,0%</b>	<b>2.695</b>	<b>-1,6%</b>	<b>3.091</b>	<b>-25,7%</b>	<b>1.386</b>	<b>-16,2%</b>	<b>1.164</b>	<b>+17,6%</b>	<b>16.514</b>	<b>-21,4%</b>
Gas naturale (CCGT)	4.905	-41,0%	1.091	-10,3%	875	-22,7%	1.704	-35,1%	1.208	-0,4%	508	+82,8%	10.290	-30,3%
Carbone	1.135	+33,6%	8	+50,5%	1.416	-0,9%	0	-	0	-	609	-12,5%	3.167	+6,3%
Altre	951	-10,7%	90	+199,5%	404	+127,5%	1.386	-9,5%	178	-59,6%	48	+188,2%	3.056	-6,3%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>6.114</b>	<b>+31,8%</b>	<b>1.226</b>	<b>+29,3%</b>	<b>811</b>	<b>+24,0%</b>	<b>1.395</b>	<b>+71,1%</b>	<b>488</b>	<b>+81,1%</b>	<b>191</b>	<b>+65,0%</b>	<b>10.225</b>	<b>+37,4%</b>
Idraulica	4.268	+5,3%	212	-7,9%	282	-29,3%	281	+11,2%	24	+12,6%	24	-50,8%	5.090	+1,7%
Geotermica	-	-	600	-2,8%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	602	-2,8%
Eolica	13	+429,4%	4	+69,2%	138	-8,4%	429	+24,4%	238	+10,0%	85	+80,2%	907	+18,8%
Solare e altre	1.833	+213,5%	409	+320,3%	391	+272,0%	683	+215,8%	226	+608,7%	83	+299,8%	3.626	+243,3%
<b>Pompaggio</b>	<b>302</b>	<b>-24,2%</b>	<b>19</b>	<b>-73,0%</b>	<b>3</b>	<b>-91,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16</b>	<b>-60,6%</b>	<b>14</b>	<b>-67,2%</b>	<b>353</b>	<b>-39,4%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>13.406</b>	<b>-12,2%</b>	<b>2.433</b>	<b>+7,2%</b>	<b>3.509</b>	<b>+2,5%</b>	<b>4.485</b>	<b>-9,8%</b>	<b>1.890</b>	<b>-3,7%</b>	<b>1.368</b>	<b>+19,3%</b>	<b>27.092</b>	<b>-6,7%</b>

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



Tra parentesi sono indicati 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) il prezzo d'acquisto, in flessione congiunturale in tutte le quattro sessioni, si conferma, invece, più alto rispetto ai livelli di 12 mesi fa su MI3 (+5,8%) ed MI4 (+21,0%), mentre, per la prima volta dopo diversi mesi, ha registrato una flessione tendenziale su MI1(-2,3%) ed MI2 (-0,4%). A maggio il prezzo di acquisto su MI2, pari a 68,33 €/MWh, è stato più basso rispetto ai 68,90 €/MWh di MI1. Più alti, in assoluto, i prezzi di MI3 e di MI4 pari rispettivamente a 72,83 e 79,56 €/MWh. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno (rispettivamente le ultime 12 e le ultime 8).

I prezzi delle quattro sessioni di MI sono stati mediamente inferiori di circa 2 punti percentuali rispetto a quelle registrati su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore) (Tabella 6; Grafico 5). I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, a maggio, hanno raggiunto 2,3 milioni di MWh. Di questi circa un terzo, ovvero 1,5 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 con una crescita su base annua del 20,9%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 547 mila MWh su MI2 (+21,8%); 127 mila MWh (+25,9%) su MI3; 111 mila MWh (+76,8%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 5).

(continua)

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2012	2011	variazione	2012	2011	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>69,96</b>	<b>71,28</b>	-1,8%	<b>31.672</b>	<b>33.925</b>	-6,6%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>68,90</b> (-1,5%)	<b>70,50</b> (-1,1%)	-2,3%	<b>1.972</b>	<b>1.631</b>	20,9%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>68,33</b> (-2,3%)	<b>68,63</b> (-3,7%)	-0,4%	<b>735</b>	<b>603</b>	21,8%
<b>MI3</b> (13-24 h)	<b>72,83</b> (-2,1%)	<b>68,87</b> (-7,4%)	5,8%	<b>342</b>	<b>272</b>	25,9%
<b>MI4</b> (17-24 h)	<b>79,56</b> (-2,2%)	<b>65,75</b> (-11,9%)	21,0%	<b>446</b>	<b>252</b>	76,8%

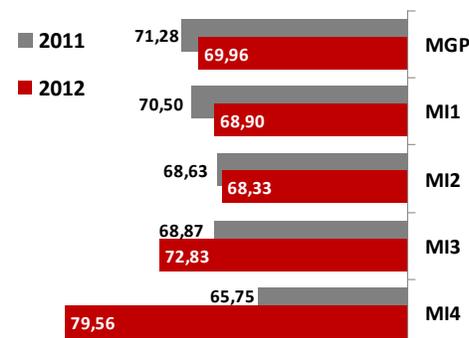
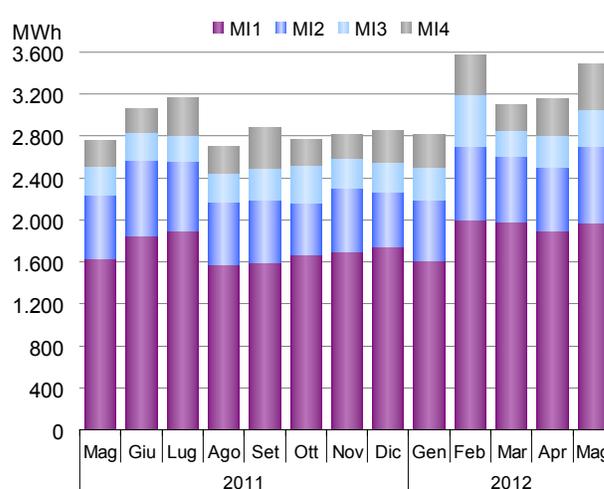
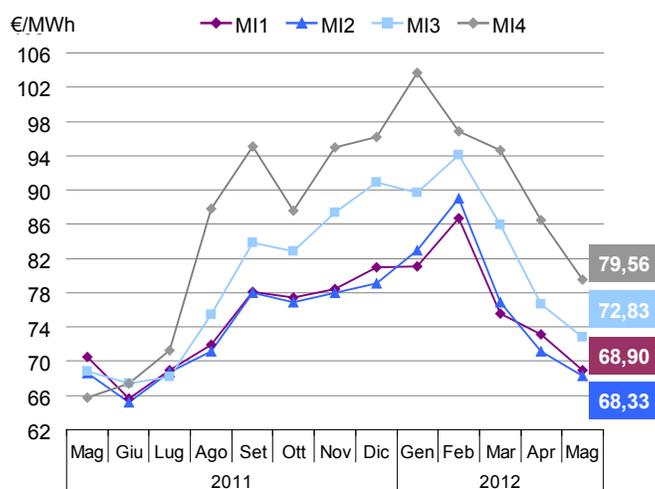


Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati. Media oraria

Fonte: GME



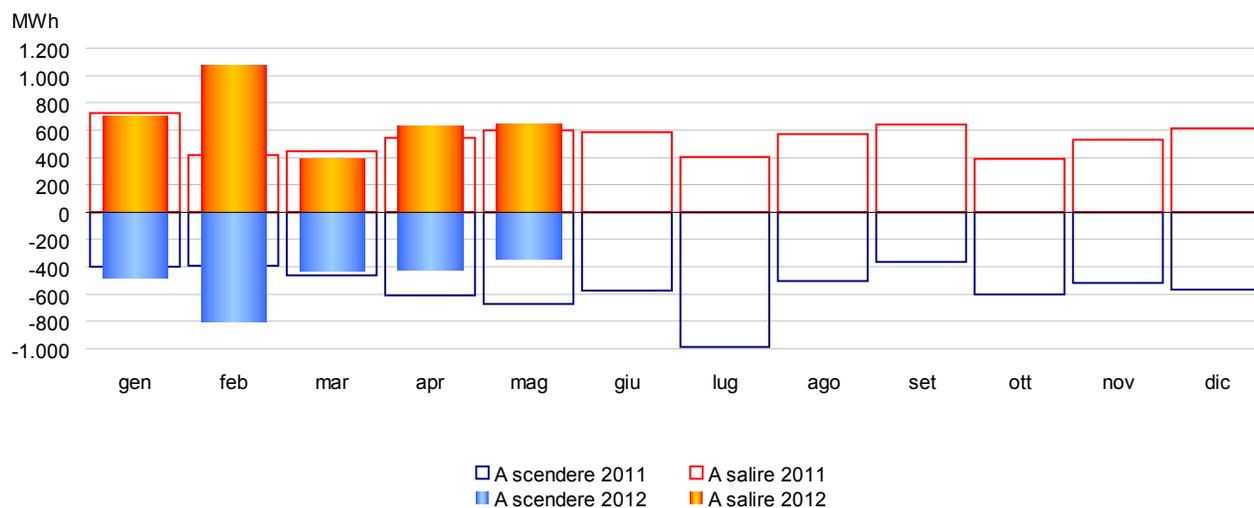
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a maggio, gli acquisti di Terna, con un aumento tendenziale del 8,2%, sono saliti a 481 mila MWh. In calo, invece, le vendite di

Terna nel mercato a scendere, pari a 260 mila MWh (-48,1% su base annua), livello più basso dall'avvio del mercato (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 maggio, sono stati negoziati 1.273 contratti, pari a 5,6 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 160 contratti O.T.C., pari a 1,2 milioni di MWh. Sono stati scambiati tutti i prodotti baseload negoziabili nell'intero mese. Il prodotto Anno 2013 baseload è stato di gran lunga il più scambiato. I prezzi dei prodotti negoziati hanno evidenziato un generale ribasso. Le

posizioni aperte a fine mese ammontavano a 10.713 MW, per un totale di 32,7 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 7). Il prodotto Giugno 2012 ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 73,50 €/MWh sul baseload e 78,45 €/MWh sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.565 e 1.279 MW, per complessivi 2,9 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Giugno 2012	73,50	-2,8%	27	205	-	205	3.565	2.566.800
Luglio 2012	79,00	0,0%	12	120	-	120	260	193.440
Agosto 2012	76,20	-3,5%	15	115	-	115	110	81.840
Settembre 2012	79,50	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	78,22	-1,0%	13	60	25	85	3.270	7.220.160
IV Trimestre 2012	77,80	-3,4%	20	150	-	150	3.070	6.781.630
I Trimestre 2013	76,40	-3,8%	11	55	-	55	95	205.105
II Trimestre 2013	68,30	-6,4%	1	5	-	5	13	28.392
Anno 2013	71,60	-5,1%	44	538	135	673	1.897	16.617.720
<b>Totale</b>			<b>143</b>	<b>1.248</b>	<b>160</b>	<b>1.408</b>	<b>8.715</b>	<b>31.128.287</b>

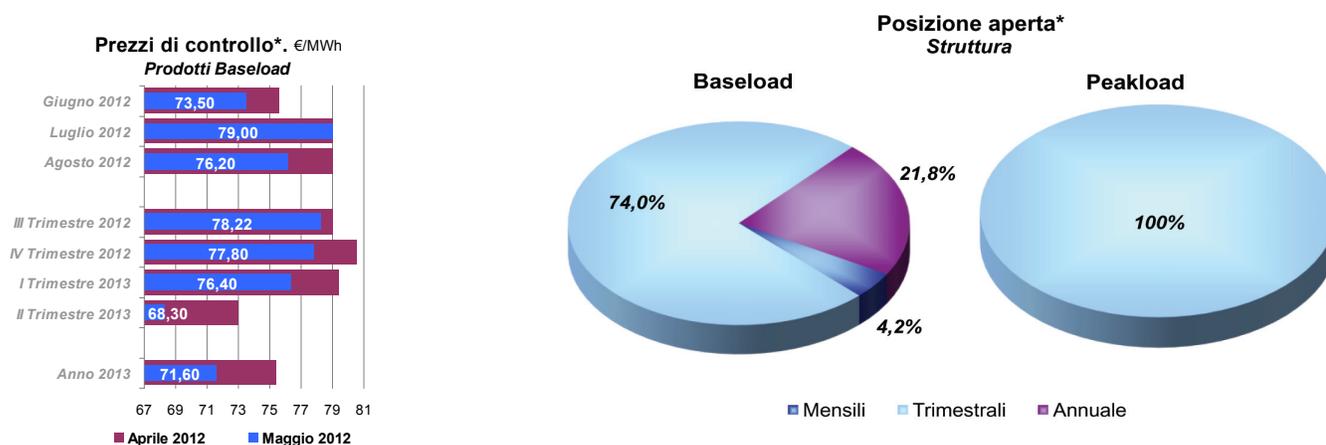
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Giugno 2012	78,45	-3,7%	3	15	-	15	1.279	322.308
Luglio 2012	86,75	-2,5%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2012	77,50	-10,5%	-	-	-	-	-	-
Settembre 2012	82,11	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	82,05	-5,1%	1	5	-	5	1.034	806.520
IV Trimestre 2012	87,95	-5,4%	1	5	-	5	964	763.488
I Trimestre 2013	93,98	-4,8%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	76,27	-8,7%	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	80,00	-6,4%	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>5</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>1.998</b>	<b>1.570.008</b>

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

\*\* In corsivo la posizione netta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo\* dei prodotti negoziabili a maggio e struttura 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 maggio 2012, pari a 28,6 milioni di MWh, hanno registrato un aumento su base annua del 24,2%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 25,5 milioni di MWh, sono aumentate del 13,2%: in crescita sia i contratti non standard (+6,0%) che i contratti standard (+27,4%); tra questi ultimi in evidenza gli off peak (+60,8%). Le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,1 milioni di MWh, sono aumentate di quasi sei volte rispetto ad un anno fa, rappresentando quasi l'11% del totale registrato (erano il 2% a maggio 2011).

Nel complesso le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 15,8 milioni di MWh (+9,5%).

Ancora in calo i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 10,0 milioni di MWh (-3,7% su base annua). In aumento, invece, quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 11,9 milioni di MWh (+1,0%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, ha segnato un nuovo record portandosi a 1,81 (+0,22 rispetto ad un anno fa) (Grafico 8).

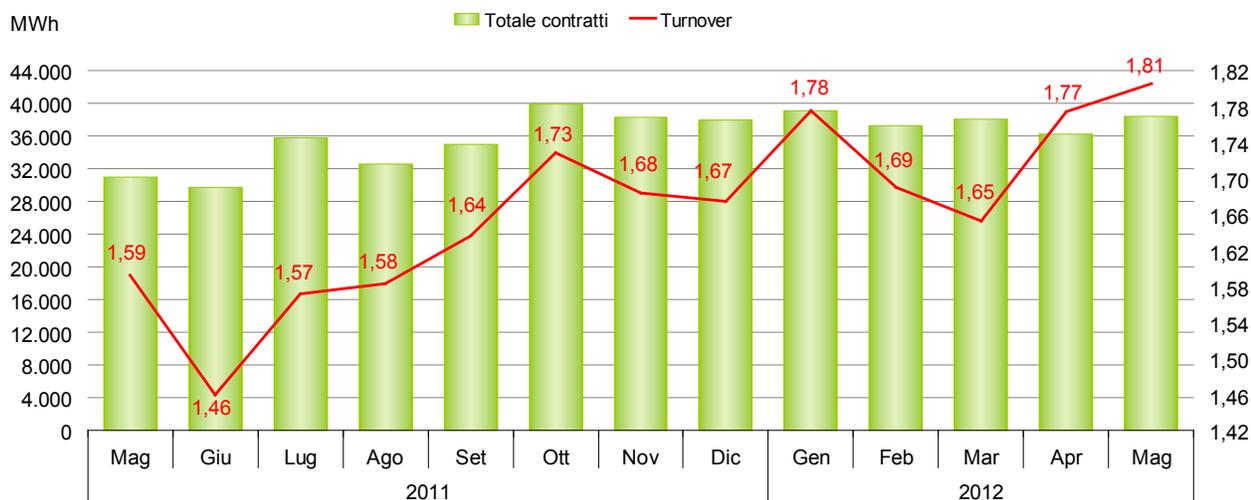
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.970.556	+26,7%	27,9%	Richiesti	10.463.834	-1,6%	100,0%	11.957.510	+1,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	811.068	+60,8%	2,8%	di cui con indicazione di prezzo	3.861.940	+32,8%	36,9%	-	-	-
<i>Peak</i>	878.662	+11,7%	3,1%	<b>Registrati</b>	<b>10.032.938</b>	<b>-3,7%</b>	<b>95,9%</b>	<b>11.936.260</b>	<b>+1,0%</b>	<b>99,8%</b>
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	3.446.017	+26,7%	32,9%	-	-	-
Totale Standard	9.660.286	+27,4%	33,8%	Rifiutati	430.896	+98,7%	4,1%	21.250	-4,1%	0,2%
Totale Non standard	15.879.414	+6,0%	55,5%	di cui con indicazione di prezzo	415.923	+120,5%	4,0%	-	-	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>25.539.699</b>	<b>13,2%</b>	<b>89,3%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-	-	<b>1.903.323</b>	<b>+36,4%</b>	-
<b>MTE</b>	<b>3.059.364</b>	<b>+575,3%</b>	<b>10,7%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>28.599.063</b>	<b>+24,2%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>15.838.534</b>	<b>+9,5%</b>	<b>55,4%</b>							

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

Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di maggio si registra un calo dei prezzi sia sulla zona nord di Ipx, che si attesta a 68,60 €/MWh (-5,5%), sia sulla borsa slovena, che scende a 46,51 €/MWh (-10,1%). Tale dinamica produce un incremento del differenziale di prezzo tra le due borse a 22,09 €/MWh, valore massimo dall'avvio del market coupling. In tale contesto, il meccanismo di asta implicita

ha allocato 368 MW di capacità transfrontaliera - pari al 96% delle capacità totali - nel 100% delle ore in import verso l'Italia. Di contro, l'allocazione in asta esplicita si conferma sempre più residuale in termini di volumi, pari a 14 MW, e di ore di utilizzo, pari al 56%, generando peraltro inefficienza nello 0,3% delle ore.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)						N° di ore (%)			Capacità (MW)
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
<b>Baseload</b>	<b>68,60</b>	<b>-5,5%</b>	<b>+2,0%</b>	<b>46,51</b>	<b>-10,1%</b>	<b>-20,9%</b>	<b>87%</b>	<b>13%</b>	<b>0%</b>	<b>368</b>
Picco	76,04	-4,6%	+1,5%	54,94	-21,3%	-20,0%	30%	5%	0%	432
Fuori Picco	66,76	-3,7%	+9,6%	44,48	-15,3%	-20,2%	32%	4%	0%	395
Festivo	61,77	-10,9%	-5,8%	38,70	+9,3%	-23,5%	25%	4%	0%	256

\* I prezzi sono relativi alla borsa Slovena BSP

Grafico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

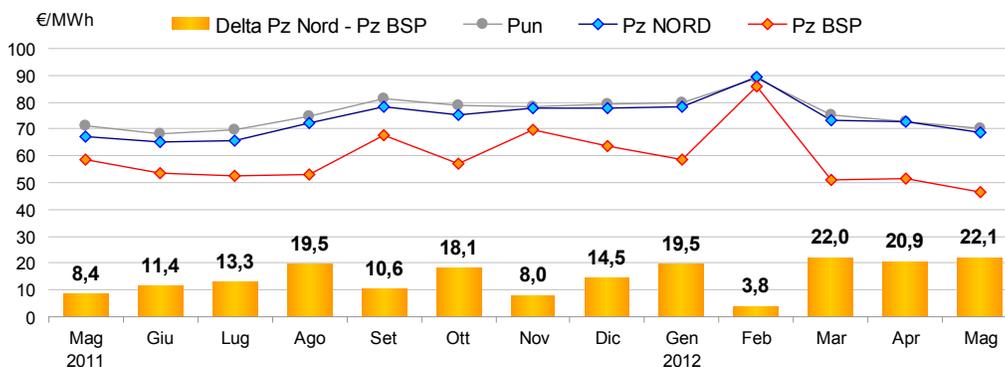
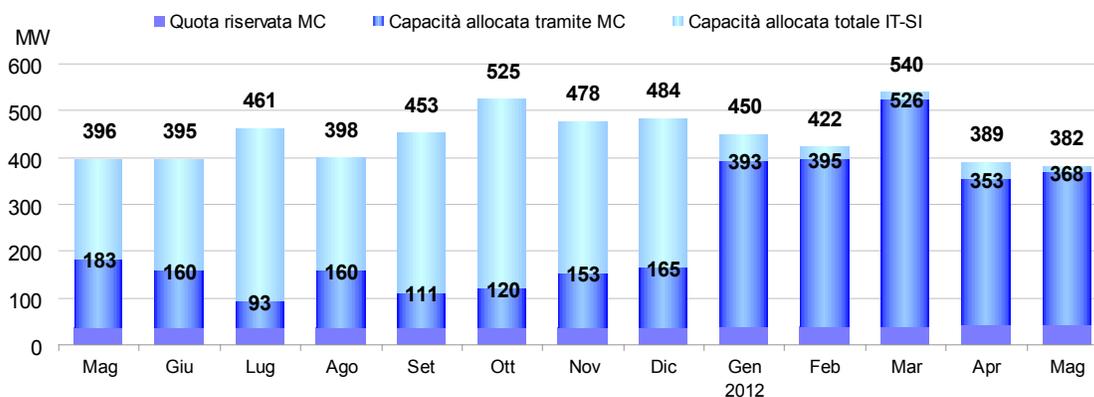


Grafico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore di utilizzo (%)		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>	368,0	14,0	100,0%	56,2%	100,0%	56,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Export</b>	0,0	60,0	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
<b>Totale</b>	<b>368,0</b>	<b>14,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>56,5%</b>	<b>100,0%</b>	<b>56,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,3%</b>

Grafico 3: Relazione tra delta Pz Nord- Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

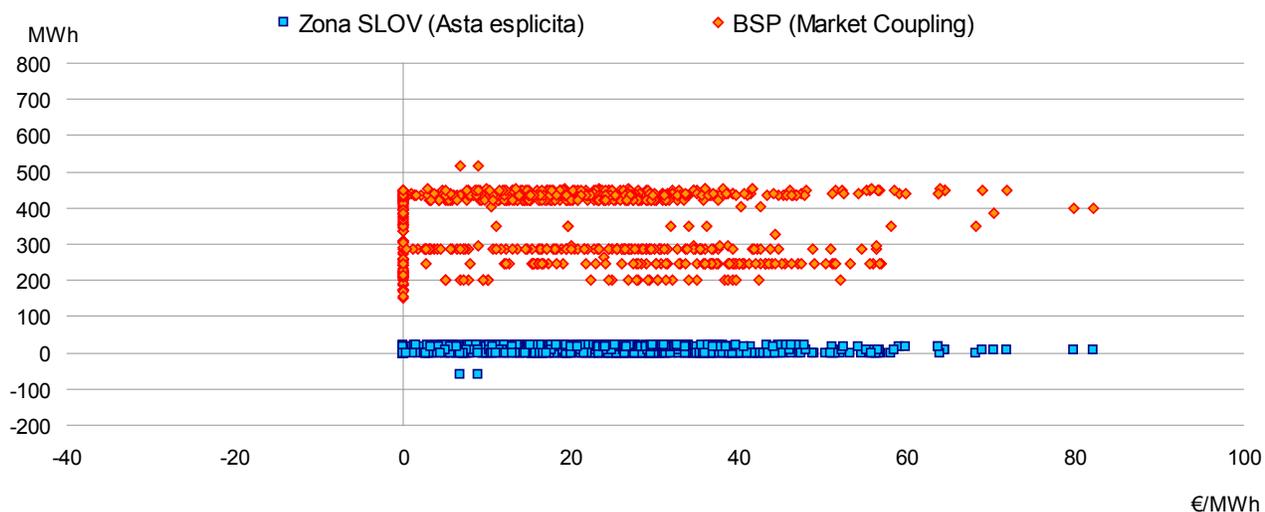
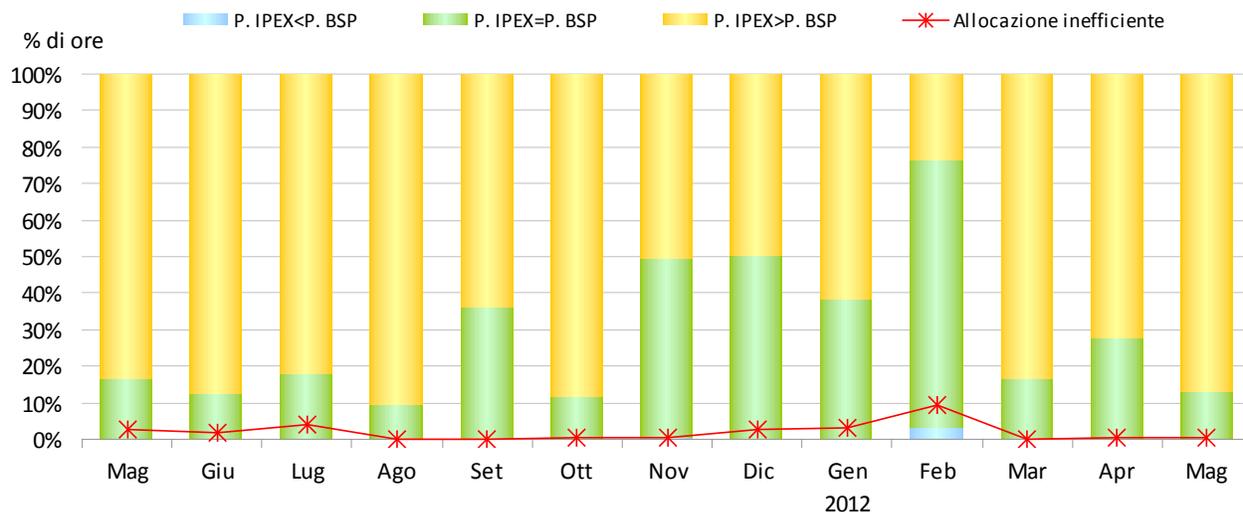


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio i consumi di gas registrano un'ulteriore flessione prodotta dal solo comparto termoelettrico, che continua a soffrire la riduzione dei consumi elettrici e la concorrenza delle fonti rinnovabili. La minor domanda viene assorbita dal calo dell'import e dall'iniezione stagionale degli stoccaggi. Le principali quotazioni di riferimento per il gas italiano, PSV e

PB-GAS, indicano un prezzo medio sui 28,5 €/MWh, in lieve diminuzione rispetto al mese precedente, ma in perdurante rialzo tendenziale. Sui mercati del GME si segnala la partenza del comparto P-gas ex d.lgs 130/10, per l'assolvimento degli obblighi derivanti dagli stoccaggi virtuali, che nel primo mese di contrattazione non registra scambi.

Nel mese di maggio i consumi di gas scendono al valore minimo degli ultimi due anni, se si esclude il mese di agosto, attestandosi a 4.271 Mmc (-9%). Tale ribasso è totalmente trainato dal calo degli acquisti termoelettrici (-23%), che scontano i minori consumi elettrici e la concorrenza delle rinnovabili, a fronte di aumenti sia sul settore civile (+5%) che industriale (+4%). In particolare,

si evidenzia come gli acquisti termoelettrici, pari a 1.702 Mmc, risultino sul valore minimo degli ultimi quattro anni. I dati cumulati dei primi cinque mesi del 2012 confermano la suddetta dinamica, con consumi totali in lieve diminuzione (-2%) per effetto del solo calo del termoelettrico (-13%), in un contesto di consumi civili in ripresa (+4%) e acquisti industriali stabili.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
<b>Domanda</b>	<b>4.271</b>	<b>-9%</b>
Impianti di Distribuzione	1.280	+5%
Consumi Termoelettrici	1.702	-23%
Consumi Industriali	1.168	+4%
Rete terzi e consumi di sistema	121	-5%
<b>Offerta</b>	<b>4.271</b>	<b>-9%</b>
Import	5.428	-6%
Produzione Nazionale	699	+8%
Sistemi di stoccaggio	-1.856	-8%

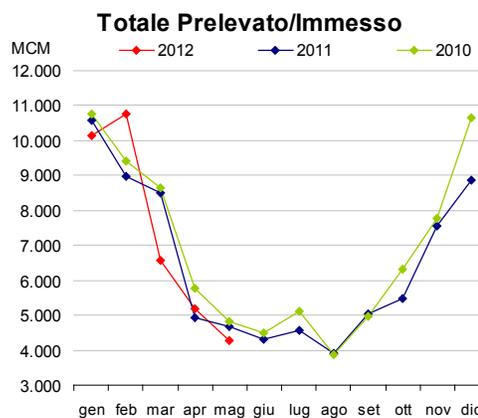
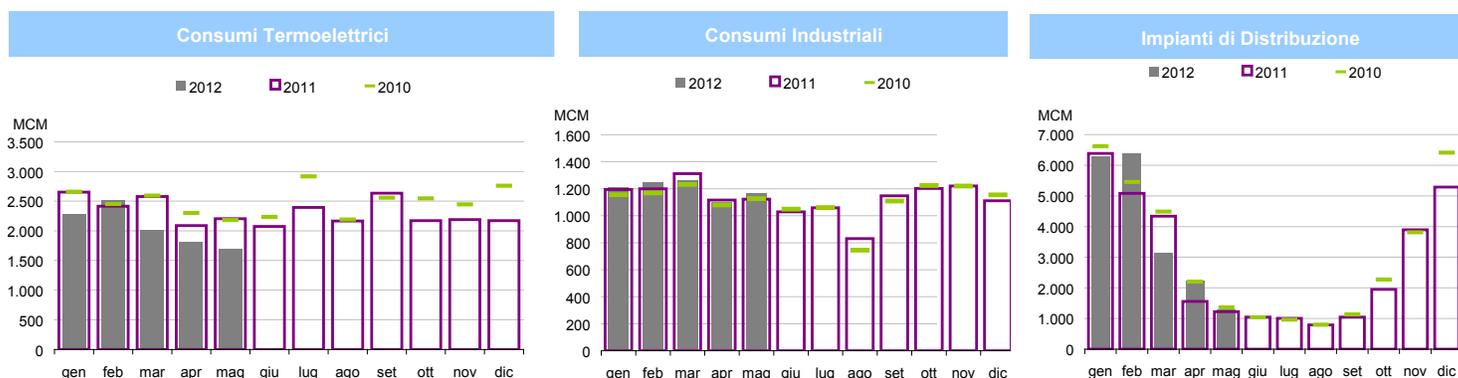


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



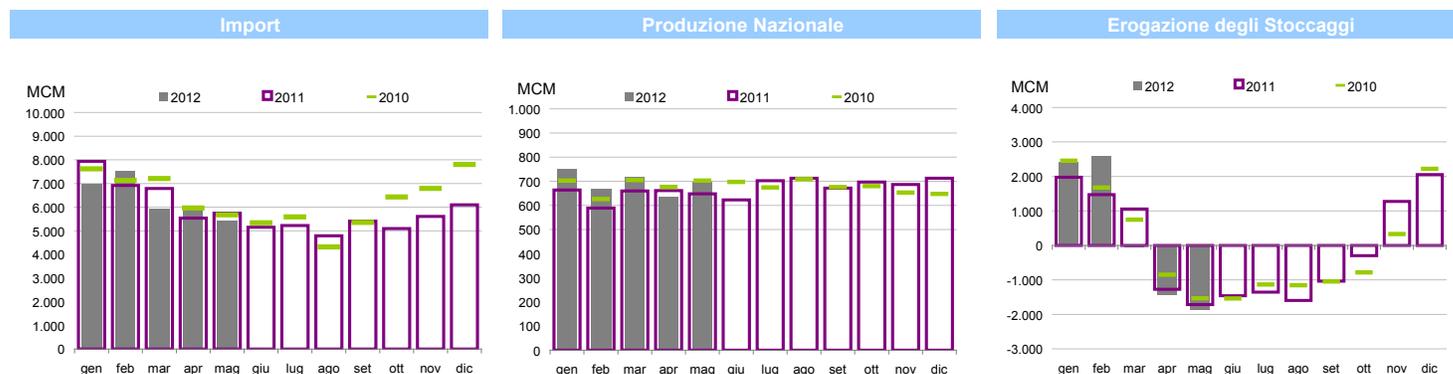
(continua)

La riduzione della domanda è stata assorbita soprattutto dal calo delle importazioni (-6%) e dall'accumulo negli stoccaggi, mentre la produzione nazionale, che questo mese costituisce il 16% dei consumi, risulta in modesto aumento (+8%). La contrazione delle importazioni è circoscritta al gas russo (-36%) e ai terminali GNL di Cavarzere (-15%) e Panigaglia (-5%);

d'altra parte si registra un flusso stabile sui gasdotti africani (Gela l'anno scorso era interrotto per la guerra civile libica) e un discreto aumento del gas proveniente dal Nord Europa (+16%). Il mese si chiude con un ammontare di gas stoccato da Stogit pari a 5.343 Mmc, valore superiore del 5% a quello registrato dodici mesi fa.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

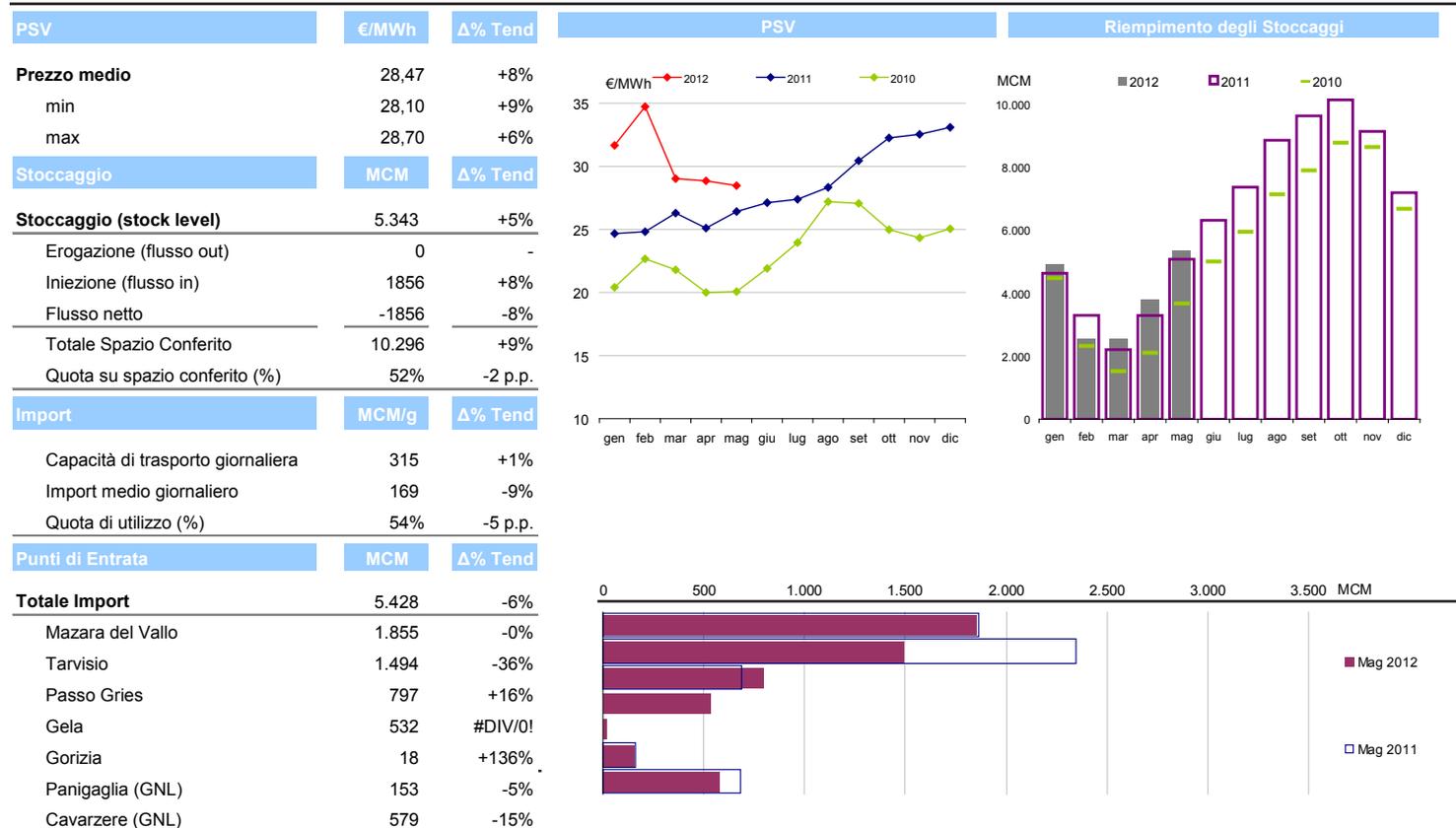


La quotazione mensile del PSV si conferma sui livelli degli ultimi due mesi, attestandosi a 28,47 €/MWh, in lieve riduzione rispetto al mese precedente (-1,3%), ma comunque in marcato

aumento tendenziale (+8%). Il differenziale di prezzo con le principali quotazioni europee si conferma stabile a poco più di 4 €/MWh.

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

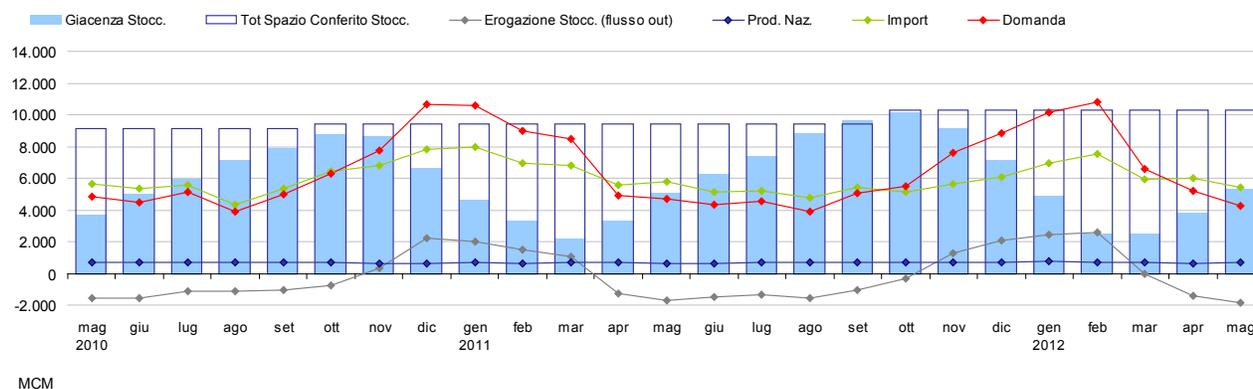
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



I mercati del gas gestiti dal GME esprimono prezzi in linea o poco superiori alle quotazioni al PSV. La PB-gas, su cui sono transitati 195 Mmc, ha registrato un prezzo medio pari a 28,52 €/MWh, anch'esso in lieve riduzione rispetto al mese precedente (-1,1%), mentre MGP-gas ha

segnato un prezzo medio pari a 28,73 €/MWh, relativo a scambi per 1,97 Mmc conclusi in 7 sessioni di mercato. In evidenza la partenza del comparto ex D.lgs 130/10 della P-gas che nel primo mese di contrattazioni non registra scambi.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Sessioni con abbinamenti	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Winter	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	28,73	7	-0,6%	0,62%	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10 (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	28,52	31	-1,1%	0,9%	-	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	28,47	-	-1,3%	0,5%	-	-	-	-

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

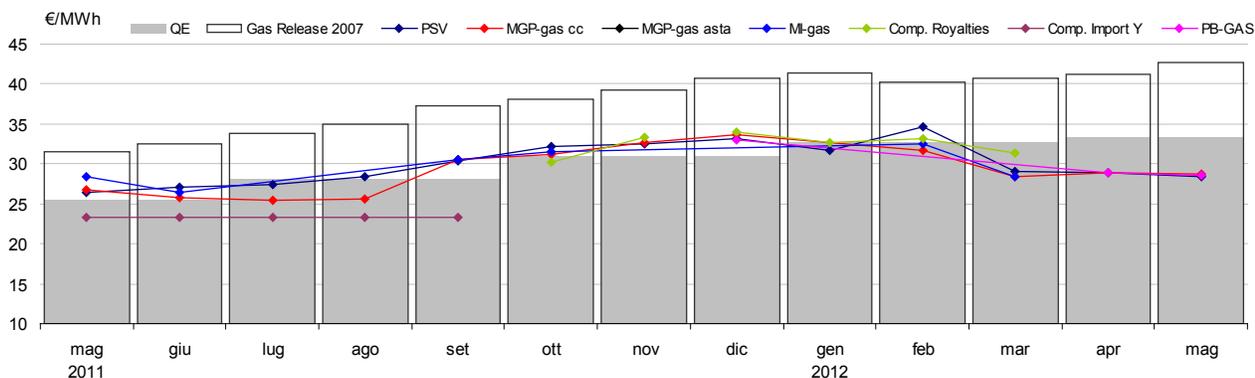


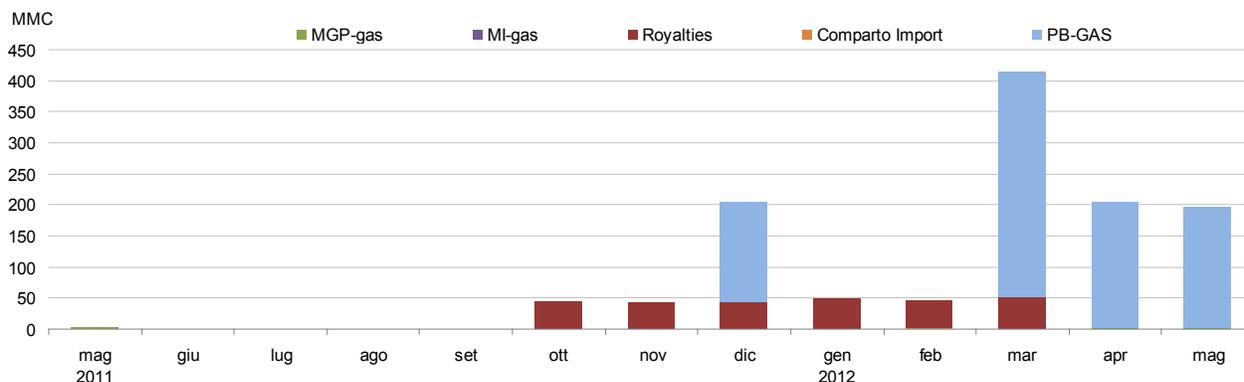
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Winter	Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
								lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	1,97	55,4%	-	-	-	1,97	1	1	8
MI-gas	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	195	-6,9%	-	-	-	195	20	37	-

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

Fonte: dati GME, SRG



## II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Il secondo mese di operatività della piattaforma di bilanciamento nella modalità definitiva, in cui si consente la piena partecipazione degli operatori su entrambi i lati del mercato, presenta risultati incoraggianti che denotano il passaggio del mercato da strumento volto alla sola copertura degli sbilanciamenti a strumento utilizzato anche per lo scambio di gas tra gli operatori. In questo mese, infatti, i volumi su PB-gas sono risultati pari a 2,07 TWh, di cui l'83% – pari a 1,71 TWh – relativi allo sbilanciamento assoluto complessivo di SNAM e il 17% – pari a 0,36 TWh – a scambi tra operatori, valore quest'ultimo in netto incremento rispetto al 2% del mese di aprile.

Lo sbilanciamento assoluto complessivo di SNAM, che questo mese è stato pari al 4% della domanda, si è diviso equamente in 16 giorni in cui il sistema è stato corto e 15 giorni in cui il sistema è risultato lungo. In tale contesto, il prezzo medio del mercato di bilanciamento è stato pari a 28,52 €/MWh, valore in lieve calo rispetto al mese precedente (-1,1%) e di pochi

centesimi di €/MWh superiore all'analogha quotazione PSV. Nei giorni in cui lo sbilanciamento è positivo, il prezzo sulla PB-gas si conferma inferiore rispetto alla media complessiva e al corrispondente prezzo registrato al PSV risultando, invece, superiore nei restanti giorni con sbilanciamento negativo, determinando un differenziale di prezzo tra i due casi di circa 40 centesimi di €/MWh.

Lato partecipazione, continua la crescita del numero di operatori attivi, risultati 43 su 61 soggetti all'obbligo, sebbene gli indici di concentrazione descrivano un mercato non ancora concorrenziale sia in termini di HHI<sup>1</sup>, salito ad un valore ampiamente sopra le soglie di competitività, sia di CR3<sup>2</sup>, che si porta all'84% dei volumi. In controtendenza solo il lieve miglioramento dell'indice di operatore marginale (IOMq)<sup>3</sup> del primo operatore, che scende al 45% (-9 p.p.). Infine, gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta evidenziano un numero di operatori al margine stabile e curve di domanda e offerta sostanzialmente anelastiche.

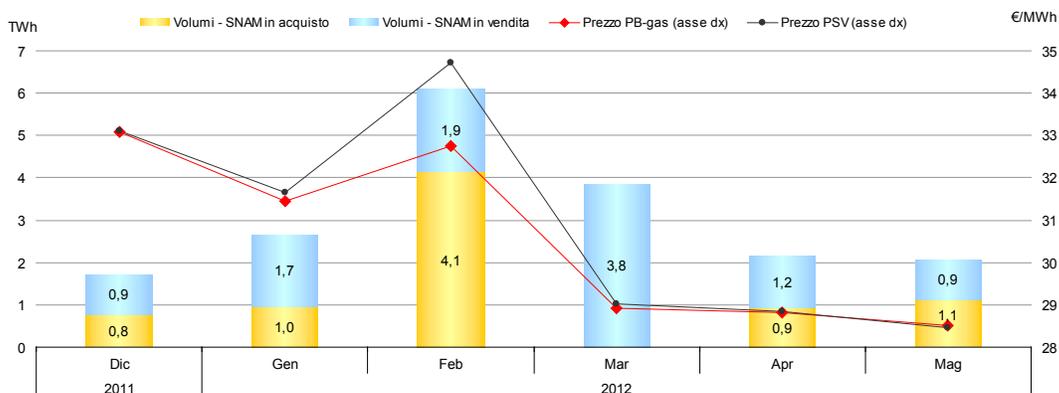
Tabella 1: Esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters

SNAM	Frequenza sessioni		Prezzo €/MWh			Volatilità (%)		Volumi medi (MWh)	
	M	M-1	M	Δ% M-1	Δ PSV	M	M-1	M	Δ% M-1
Acquisto	16	12	28,70	-2,1%	0,17	0,6%	0,7%	70.511	-9%
Vendita	15	18	28,33	-0,6%	-0,04	0,6%	0,5%	62.480	-8%
Totale	31	30	28,52	-1,1%	0,06	0,9%	1,5%	66.625	-7%

Grafico 1: Andamento mensile degli esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters



<sup>1</sup> Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI). Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo.

<sup>2</sup> Per Concentration Ratio 3 (CR3) si intende la quota di mercato cumulata dei primi tre operatori.

<sup>3</sup> Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo. Per ciascun operatore, in ciascun giorno, è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. L'indicatore relativo al primo operatore marginale misura la massima quota di volumi su cui lo stesso operatore ha fissato il prezzo.

Grafico 2: Andamento giornaliero esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

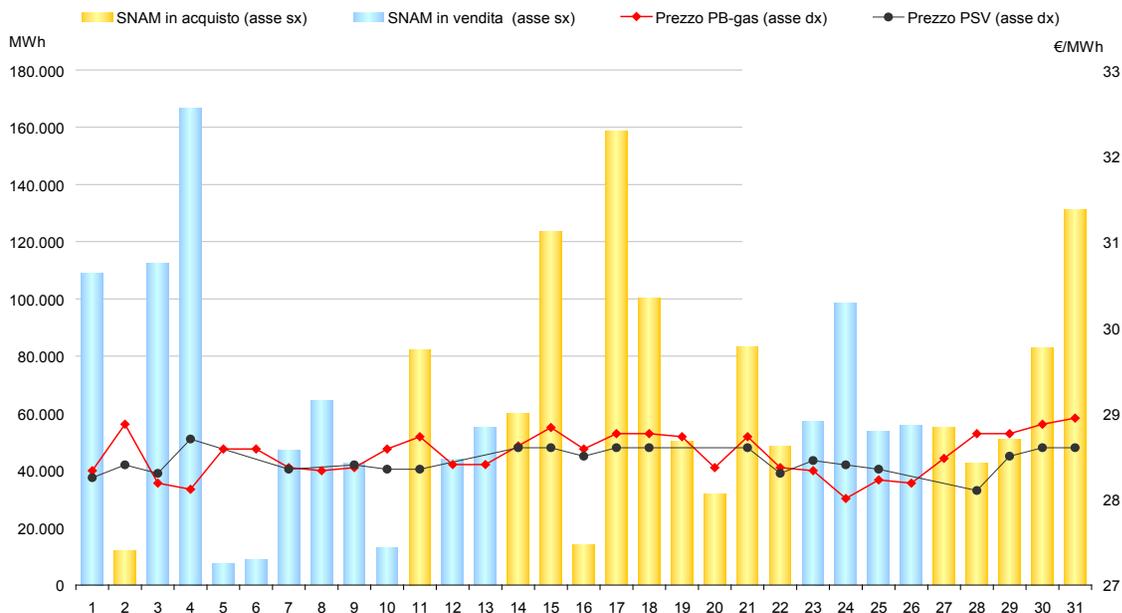


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

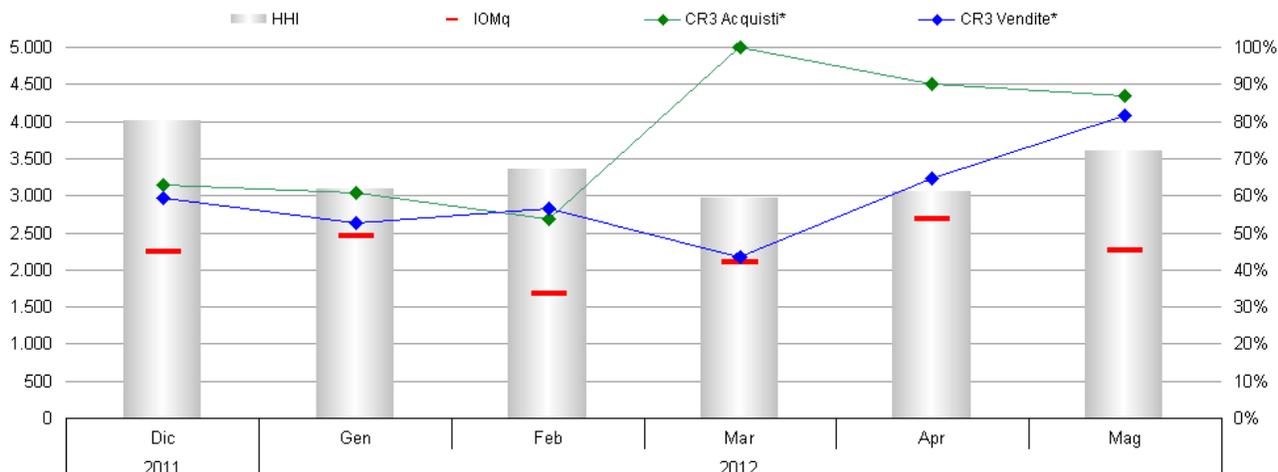
SNAM	N° operatori attivi		HHI		IOMq		N° operatori nell'intorno (1)				Elasticità di prezzo nell'intorno (2)			
	M	M-1	M	M-1	M	M-1	Sinistro		Destro		Sinistro		Destro	
							M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1
Acquisto	30	27	3.661	4.398	73%	61%	32	28	23	19	1,7%	4,3%	-0,9%	-0,9%
Vendita	37	38	3.550	2.172	49%	57%	32	29	23	24	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%
Totale	43	40	3.607	3.062	45%	54%	32	28	23	22	0,9%	1,7%	-0,5%	-0,4%

1) Intorno pari a ±5% del prezzo riconosciuto in ciascuna sessione

2) Intorno pari a ±5% dei volumi scambiati in ciascuna sessione

Grafico 3: Andamento mensile indici di concentrazione

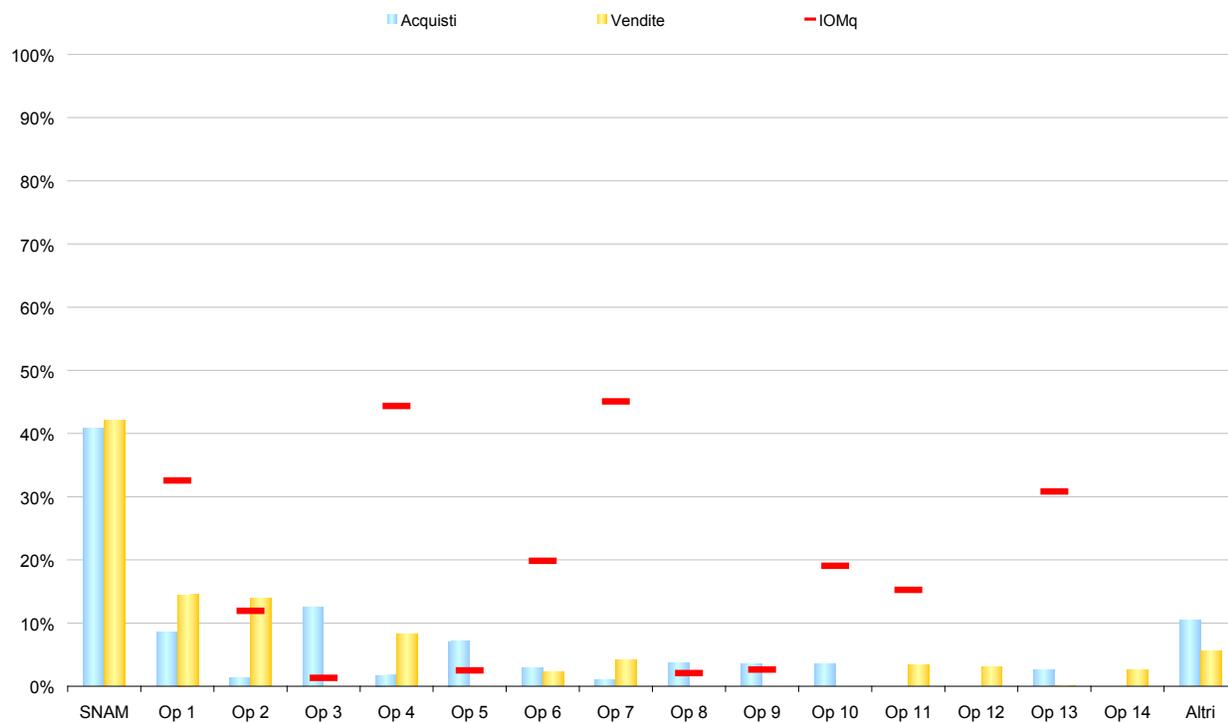
Fonte: dati GME



\* i valori del CR3 sono calcolati sul lato opposto a quello dell'offerta di SNAM

Grafico 4: Quote di mercato e IOMq

Fonte: dati GME



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Le quotazioni europee dei combustibili registrano nel mese di maggio una generale diminuzione, più marcata sui mercati dei prodotti petroliferi e del carbone che agli hub del gas.

In virtù di tali dinamiche, i prezzi del greggio e dei suoi derivati tornano sui livelli di inizio anno, interrompendo la fase rialzista seguita nel primo trimestre del 2012, mentre quelli del carbone scendono sui valori minimi dell'ultimo biennio, intensificando la tendenza spiccatamente ribassista

avviatasi a settembre 2011. Di contro, il calo non produce variazioni significative nell'andamento delle quotazioni del gas, confermatesi in Europa centro-settentrionale tra le più elevate dal 2009.

In decisa flessione risultano anche i prezzi fissati sulle principali borse elettriche che, consolidando dinamiche di differente durata, si attestano a ridosso dei livelli minimi dell'ultimo triennio in Francia e in Germania e degli ultimi dodici mesi in Italia.

Nel mese di maggio si osserva un rafforzamento della tendenza ribassista avviatasi ad aprile sul Brent, tale da riportare le quotazioni del greggio continentale a 110,2 \$/bbl (-7,8% sul mese precedente), ancora in linea con l'elevato livello medio registrato nel corso del 2011, ma comunque in calo rispetto ai valori record raggiunti nel primo trimestre del 2012. La dinamica, comune anche ai riferimenti extra-europei, favorisce una ulteriore revisione al ribasso dei prezzi futures del petrolio, sia per il secondo semestre dell'anno corrente, sia soprattutto per il 2013.

Come di consueto, variazioni congiunturali di analoga intensità interessano i prodotti della raffinazione del greggio, in calo a 676 \$/MT nel caso dell'olio combustibile (-8,8%) e a 934 \$/MT in quello del gasolio (-6,9%). Tuttavia, a fronte di tale contrazione, le quotazioni dei due derivati petroliferi si mantengono ancora in linea o superiori ai livelli riscontrati a maggio 2011, con tassi compresi tra 1% e 5%.

Non accenna ad arrestarsi, invece, la forte propensione al ribasso del prezzo del carbone europeo, il cui valore, pari a 86,8 \$/MT, si configura come il minimo registrato nel corso dell'ultimo biennio, in conseguenza di una diminuzione che sfiora il 10% in termini congiunturali e il 30% su base tendenziale. Da segnalare, su scala internazionale, la differente dinamica tenuta dal riferimento cinese, che, seppur in lieve calo rispetto al 2011, si conferma a ridosso dei valori più elevati del periodo 2009-2012.

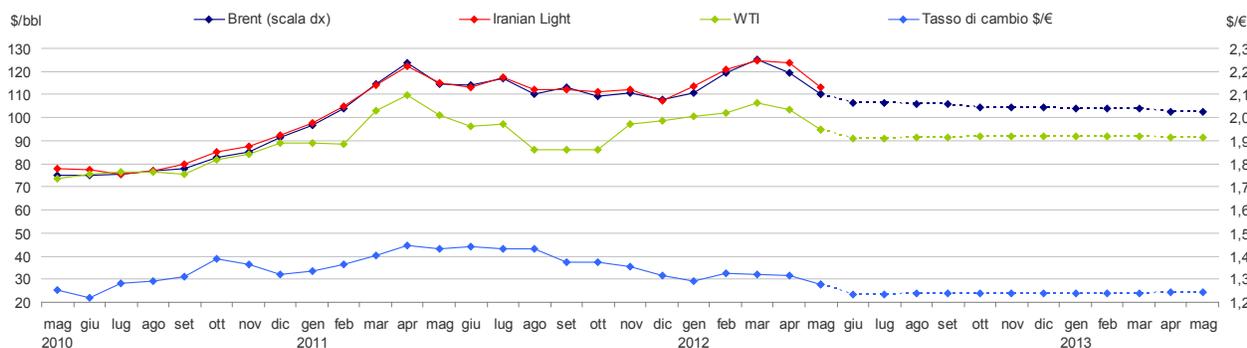
I ribassi rilevati sui combustibili nel mese di maggio risultano parzialmente attenuati dalla conversione in euro delle quotazioni che, riflettendo la forte contrazione del tasso di cambio a 1,28 \$/€ (-2,9% rispetto ad aprile, -10,7% sul 2011), favorisce peraltro un'inversione del segno nella variazione annua del greggio (da -3,8% a +7,8%) e un deciso inasprimento degli aumenti tendenziali dei suoi derivati (+12/+17%).

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Mag 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 12	Lug 12	Ago 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,28	-2,9%	-10,7%	1,32	1,24 ▼	1,24 ▼	1,24 -	1,25 ▼
Brent	\$/bbl	110,2	-7,8%	-3,8%	119,7	106,6 ▼	106,2 ▼	105,7 -	102,2 ▼
FOB	€/bbl	86,2	-5,1%	+7,8%	90,4	86,2 ▼	85,9 ▼	85,5 -	81,9 ▼
Fuel Oil	\$/MT	676,5	-8,8%	+4,8%	729,5	655,3 ▼	655,3 ▼	652,3 -	622,5 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	529,1	-6,1%	+17,4%	550,9	530,2 ▼	530,1 ▼	527,5 -	498,8 ▼
Gasolio	\$/MT	934,3	-6,9%	+0,3%	1.013,8	904,8 ▼	902,4 ▼	901,8 -	891,0 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	730,7	-4,2%	+12,4%	765,6	732,2 ▼	730,0 ▼	729,2 -	713,9 ▼
Coal	\$/MT	86,8	-9,6%	-29,1%	96,6	88,5 ▼	90,1 ▼	91,4 -	99,8 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	67,9	-6,9%	-20,6%	73,0	71,6 ▼	72,9 ▼	73,9 -	79,9 ▼

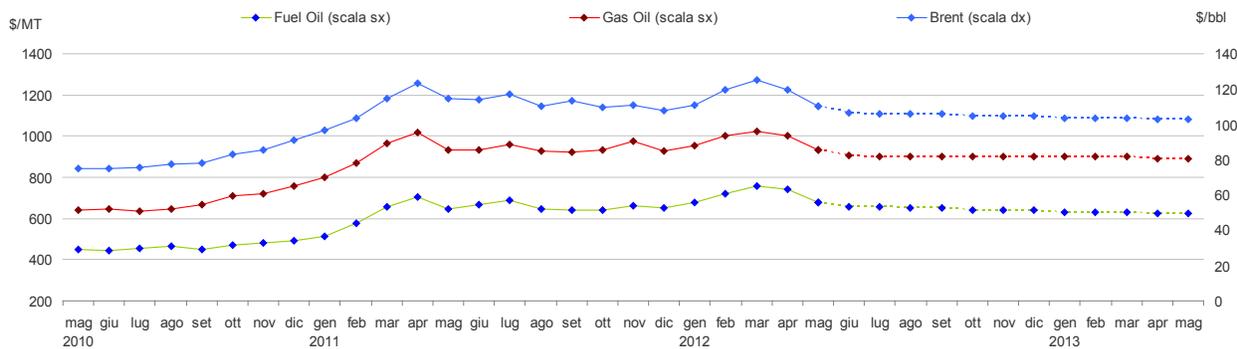
(continua)

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



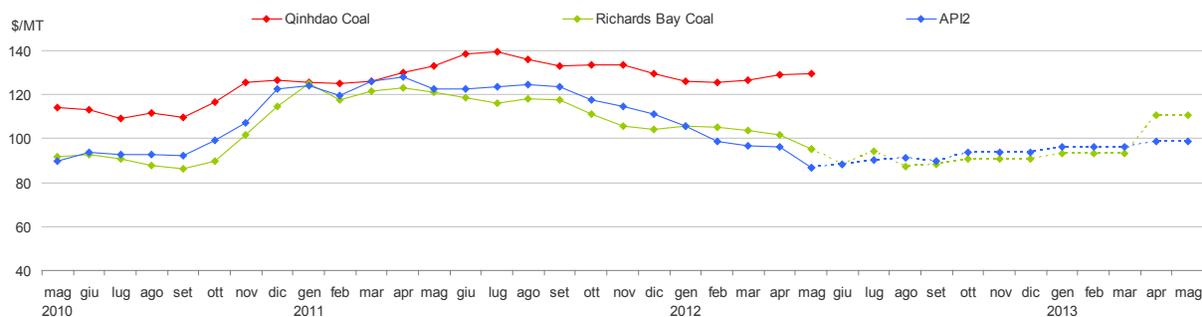
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

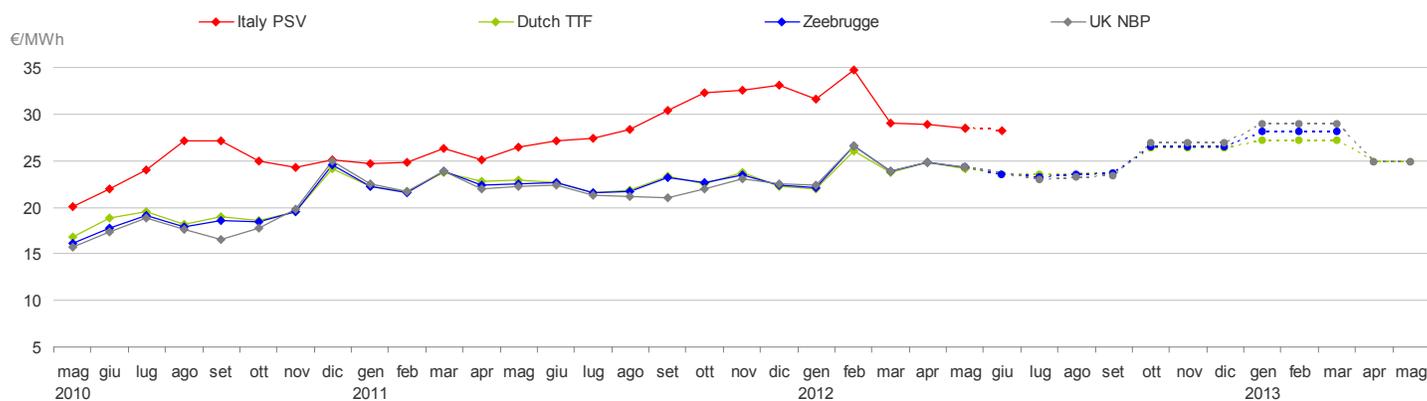
Riduzioni congiunturali di minore intensità rispetto a quelle del Brent si registrano agli hub continentali del gas (-2/-3%), dove tuttavia i prezzi, allineati sui 24 €/MWh in Europa centro-settentrionale e attestati poco sopra i 28 €/MWh in Italia, si mantengono nettamente superiori ai valori del 2011 (+5/+9%).

In chiave prospettica, i mercati a termine sembrano confermare questa fase di modesta contrazione delle quotazioni, legata anche alla tipica stagionalità della domanda, concentrando all'apertura del nuovo anno termico le aspettative di ulteriore crescita dei prezzi della commodity.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)					
		Mag 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 12	Lug 12	Ago 12	Gas Year 12		
PSV DA	Italia	28,47	-1,3%	+7,8%	28,25	28,20	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	24,15	-2,6%	+5,2%	24,00	23,40	▼	23,45	-	-	25,75
Zeebrugge	Belgio	24,25	-2,3%	+7,9%	24,08	23,49	▼	23,15	▼	23,49	26,20
UK NBP	Regno Unito	24,21	-2,6%	+9,1%	-	-	-	22,88	▼	23,22	26,30



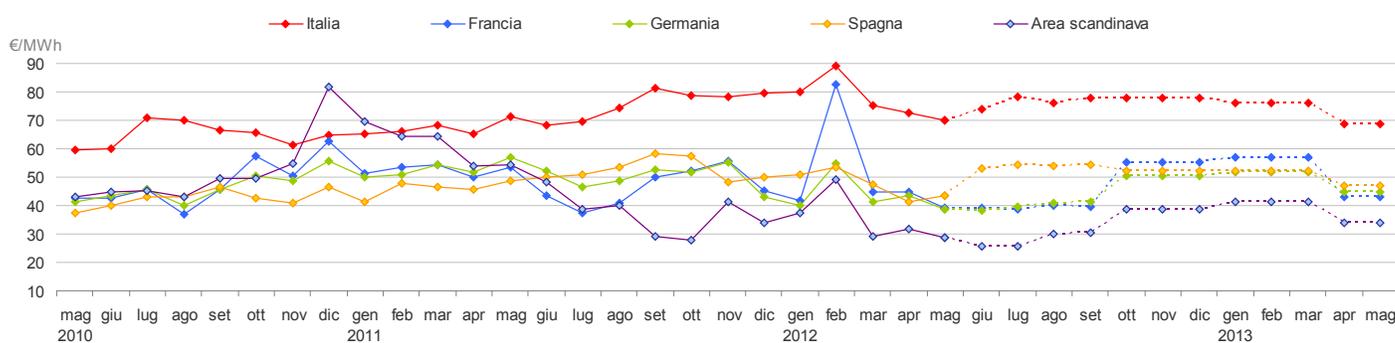
I movimenti riscontrati sui mercati dei combustibili, insieme al calo stagionale dei consumi, spingono al ribasso anche i prezzi delle principali borse elettriche europee, convergenti sui 39 €/MWh nell'area franco-tedesca (-11%/-13% su aprile) e prossimi ai 70 €/MWh in Italia (-3,8%). Tali livelli segnano anche una netta contrazione rispetto alle più elevate quotazioni dello scorso anno, con diminuzioni che, oscillando in generale attorno al 30%, toccano il loro valore massimo nella regione

scandinava (-47,7%) e minimo nel nostro Paese (-1,8%). Nelle aspettative degli operatori, il differenziale tra Italia e resto d'Europa, che tradizionalmente tende ad intensificarsi in questa parte dell'anno per la diversa struttura dei parchi di generazione, tornerà a ridursi a partire dall'ultimo trimestre del 2012, per poi stringersi ulteriormente nel 2013, quando le previsioni indicano un ritorno del prezzo mediterraneo sui livelli più bassi registrati nel primo semestre del 2011.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)			
	Mag 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 12	Lug 12	Ago 12	Calendar
Italia	69,96	-3,8%	-1,8%	76,00	74,00 ▼	78,25 ▼	76,25 -	71,13 ▼
Francia	38,96	-13,3%	-27,2%	44,00	38,95 ▼	38,63 ▲	40,00 -	49,75 ▼
Germania	38,85	-10,8%	-31,6%	43,58	38,33 ▼	39,61 ▼	41,02 -	48,84 ▼
Svizzera	38,21	-19,3%	-34,1%	-	-	-	-	-
Austria	38,83	-8,5%	-33,0%	-	-	-	-	-
Spagna	43,58	+5,8%	-10,9%	49,50	53,25 ▼	54,50 ▼	53,73 -	49,85 ▼
Area scandinava	28,50	-10,1%	-47,7%	26,80	25,75 ▼	25,60 ▼	30,20 -	37,25 ▼



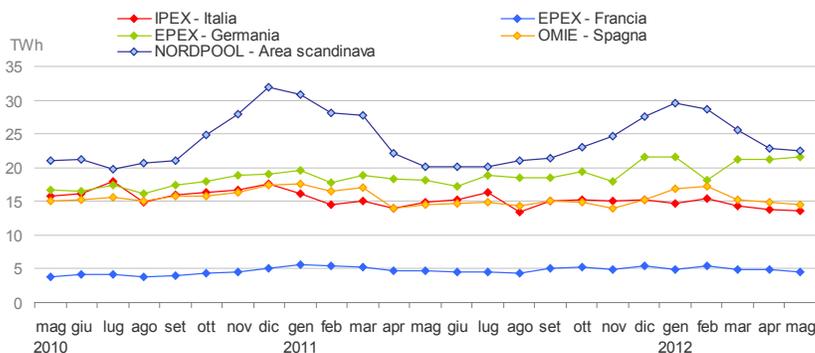
Nessuna variazione di rilievo emerge, infine, dall'analisi delle quantità scambiate sulle borse spot dell'energia elettrica, attestatesi a 27,8 TWh su Epex, l'exchange di riferimento per

Germania, Francia e Svizzera, e a 22,5 TWh su NordPool, con una crescita tendenziale rispettivamente del 15% e del 12%.

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Volumi spot (TWh)	
	Mag 12	Diff M-12(%)
Italia	13,5	-8,7%
Francia	4,6	-2,6%
Germania	21,6	+19,2%
Svizzera	1,6	+67,3%
Austria	0,8	+26,4%
Spagna	14,5	+0,5%
Area scandinava	22,5	+11,8%



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di maggio 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 766.771 TEE, in aumento rispetto ai 449.194 TEE scambiati a aprile.

Dei 766.771 TEE, sono stati scambiati 458.357 TEE di Tipo I, 174.486 TEE di Tipo II e 133.928 TEE di Tipo III.

L'aumento del volume dei TEE scambiati è anche conseguenza del fatto che in maggio, su richiesta dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, è stato incrementato il numero delle sessioni di mercato, al fine di favorire gli scambi e di rispondere alle esigenze degli operatori obbligati rispetto della scadenza degli adempimenti 2011. Sono, infatti, state organizzate in tutto 9 sessioni, durante le quali il prezzo convenzionale, normalmente fissato a 30€/TEE, è stato innalzato a 130€/TEE, per garantire il passaggio dei titoli oggetto di transazione immediatamente dopo

la chiusura di ciascuna sessione e, di conseguenza, sessioni di mercato più frequenti rispetto allo standard.

La particolare situazione di mercato, in cui è presente un eccesso di domanda, spiega sia l'aumento dei prezzi (+1,77% per la Tipologia I, +1,45 % per la Tipologia II e +2,38% per la Tipologia III), sia l'aumento dei volumi registrati sulla piattaforma.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 103,61 € (rispetto a 101,81 € di aprile), i titoli di tipo II ad una media di 103,86 € (rispetto a € 102,37 del mese scorso) e i titoli di tipo III ad una media di 103,80 € (rispetto a 101,39 € del mese precedente).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.318.112 (1.205.382 di tipo I, 1.143.280 di tipo II e 969.450 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 14.744.696.

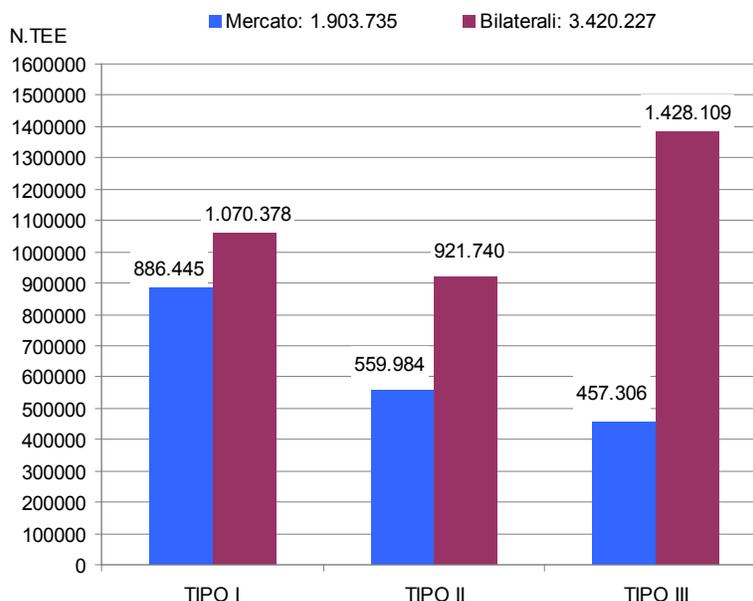
TEE, risultati del mercato del GME - maggio 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	458.357	174.486	133.928
Controvalore (€)	€ 47.491.828,20	€ 18.122.194,48	€ 13.901.933,36
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 100,00	€ 100,00	€ 99,10
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 115,00	€ 116,39	€ 115,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 103,61	€ 103,86	€ 103,80

TEE scambiati dal 1 gennaio 2012

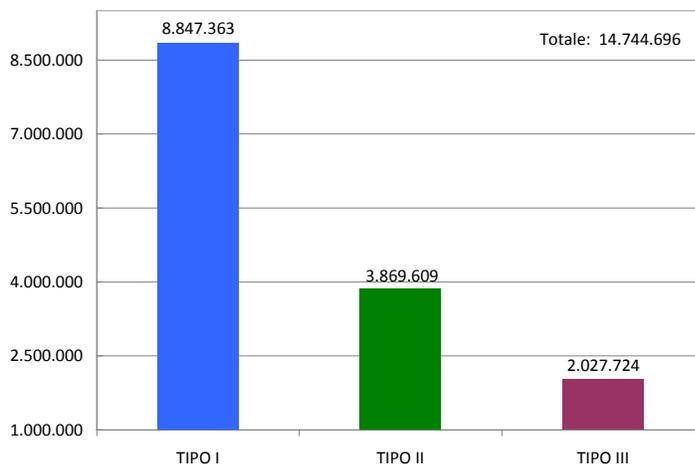
Fonte: GME



(continua)

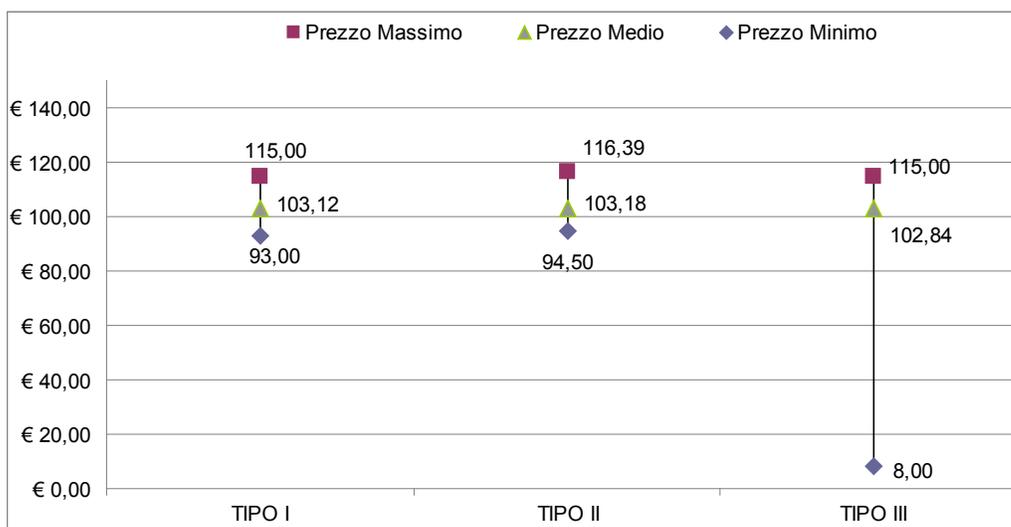
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine maggio 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



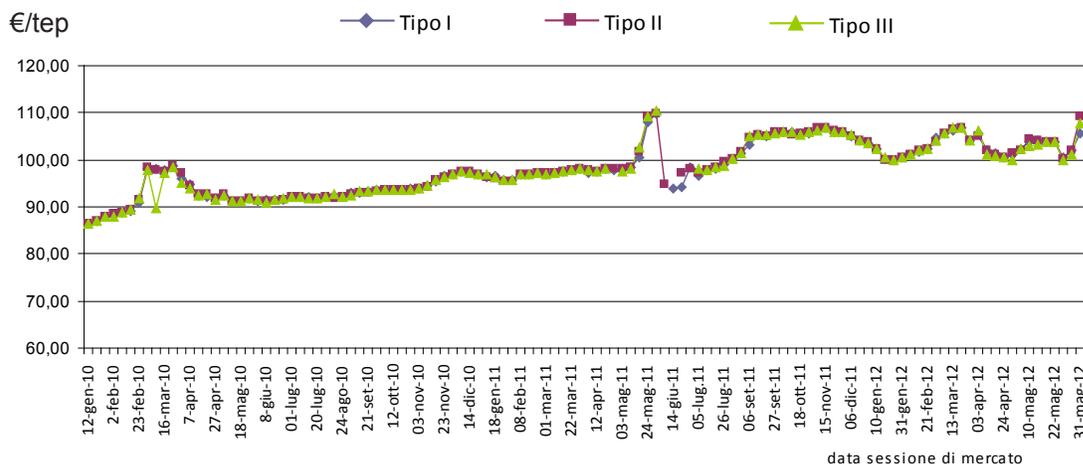
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (al 31 maggio 2012). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi medi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a maggio 2012)

Fonte: GME

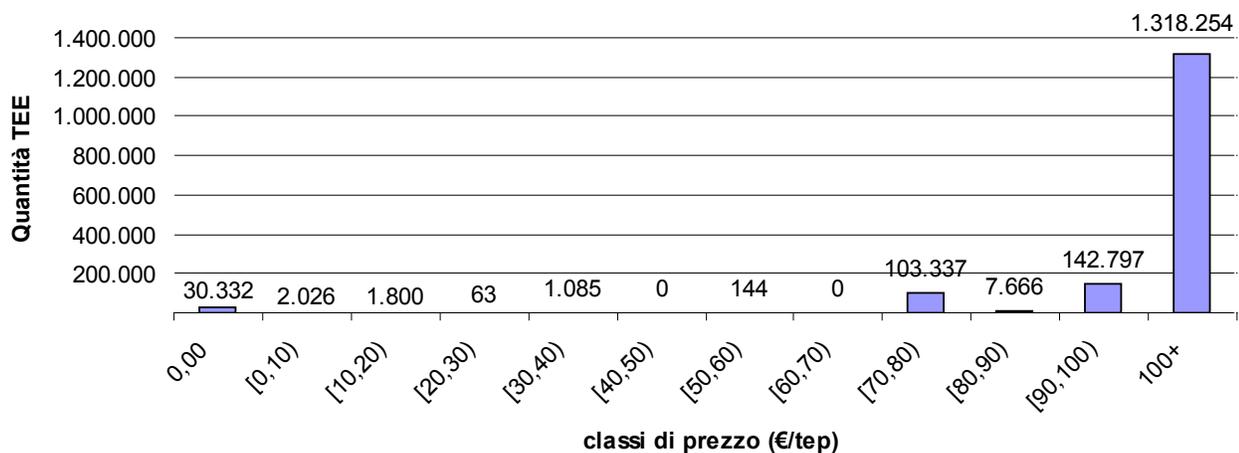


Nel corso del mese di maggio 2012 sono stati scambiati 1.607.504 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 97,02 €/TEE, minore di 6,05 € rispetto

alla media di 103,07 € registrata sul mercato organizzato. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo. Maggio 2012

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di maggio 2012 sono stati scambiati 252.818 CV, in aumento rispetto ai 122.419 CV negoziati nel mese di aprile.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2012 con un numero di certificati pari a 163.391 (66.937 CV\_2012 a aprile) e dei CV con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 69.131 (53.662 CV\_2011 il mese scorso).

Seguono le due tipologie di Certificati Verdi per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2011, presenti per la prima volta sul mercato con un volume pari a 13.036 e i CV\_TRL con anno di riferimento 2010 con una quantità pari a 6.835 (1.820 CV\_2010\_TRL il mese scorso). Infine, troviamo la tipologia di Certificati Verdi con anno di riferimento 2010 con 425 titoli movimentati sul mercato.

Per ciò che concerne l'andamento dei prezzi, la tendenza iniziata nel mese di marzo prosegue in ribasso. I CV\_10\_TRL registrano infatti, una diminuzione dei prezzi pari a 2,29 €/MWh rispetto a aprile, con un prezzo medio pari a 71,45 €/MWh, mentre per i CV\_2011 il prezzo medio registrato è stato pari a 77,23 con una diminuzione pari a 0,83 €/MWh. Infine, si contrae per la prima volta anche il prezzo medio dei CV\_2012, presenti sulla piattaforma dal mese di marzo (con un prezzo medio di ingresso pari a 71,90 €/MWh), in diminuzione di 0,53 €/MWh rispetto al mese precedente e con un prezzo medio registrato in questo mese, pari a 73,01€/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.

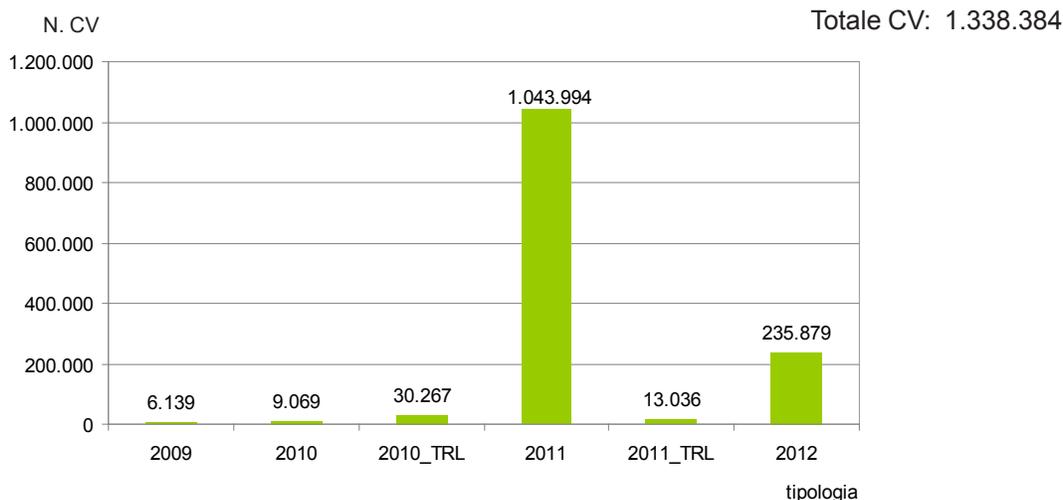
CV, risultati del mercato GME Maggio 2012

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2010	2010_TRL	2011	2011_TRL	2012
Volumi CV scambiati (n. CV)	425	6.835	69.131	13.036	163.391
Valore totale (€)	€ 30.961,00	€ 488.386,55	€ 5.338.705,25	€ 987.733,50	€ 11.928.403,45
Prezzo minimo (€/CV)	€ 71,00	€ 71,00	€ 77,00	€ 74,00	€ 72,75
Prezzo massimo (€/CV)	€ 71,50	€ 71,70	€ 77,50	€ 79,00	€ 73,95
Prezzo medio (€/CV)	€ 72,85	€ 71,45	€ 77,23	€ 75,77	€ 73,01

CV, numero dei certificati scambiati per tipologia (dal 1 gennaio 2012)

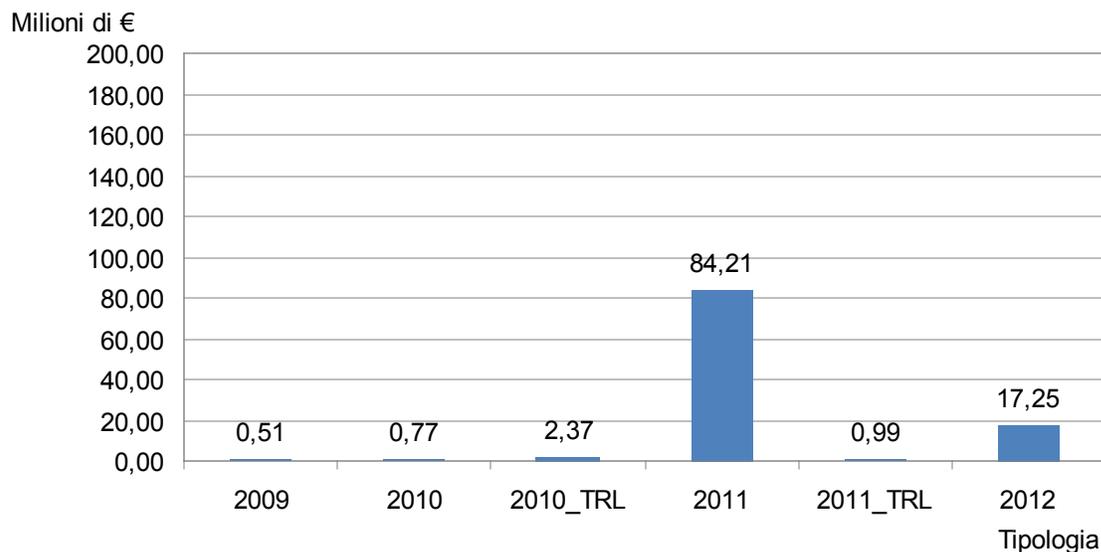
Fonte: GME



(continua)

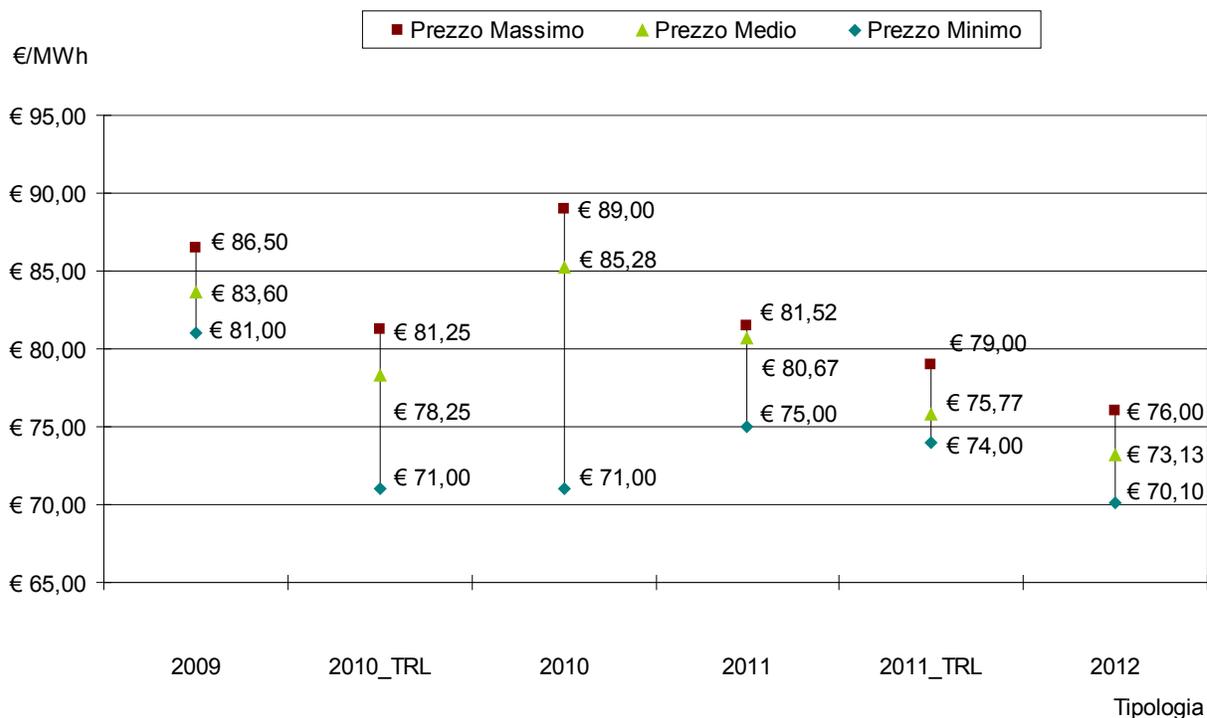
CV, controvalore delle transazioni per tipologia (sessioni dal 1 gennaio 2012).

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per tipologia (sessioni dal 1 gennaio 2012). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



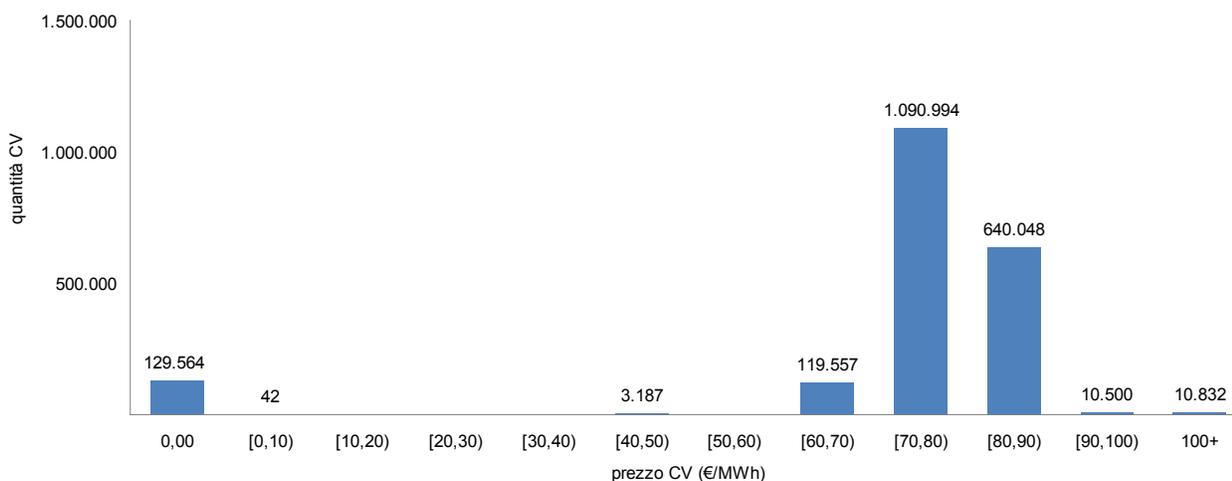
(continua)

Nel corso del mese di maggio 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 2.004.724 CV delle varie tipologie.

Nel grafico sottostante vengono evidenziate i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo maggio 2012

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di maggio, è stata pari a 71,83 €/MWh,

minore di 7,45 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (79,28 €/MWh).

# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di maggio sono state scambiate sulle piattaforme europee 596,4 milioni di EUAs, in aumento del 2,77% rispetto al mese precedente (580,3 milioni di EUA a aprile - fonte Point Carbon).

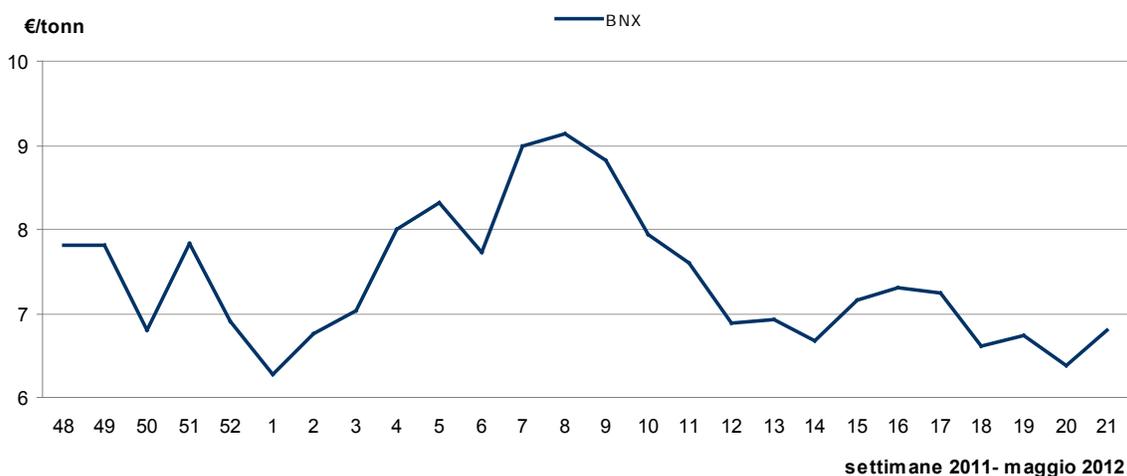
La crisi economica europea si riflette su mercati finanziari e sulle quote di emissione che oscillano dal mese di marzo attorno ai 7,00 €/tonn. Il sistema dei permessi di emissione europei si è sviluppato, oltreoceano, sotto forma di crediti volontari, noti come riduzione volontaria delle emissioni (VERS).

Le società Ecosystem Marketplace e Bloomberg New Energy Finance hanno illustrato, a Washington, il 1 giugno, durante la

presentazione del rapporto annuale sullo stato del 'Voluntary Carbon Market' - Mercato Volontario del Carbonio - il valore delle transazioni effettuate nel 2011, pari a 576 milioni dollari - secondo valore più alto dal picco registrato dal 2008 - nonostante un calo del 28 % sui volumi rispetto al 2010 e il dato sulla media dei prezzi registrati nello stesso anno, pari a 6,20 \$/tonn (circa 4,77€/tonn), 0,20 \$ in più rispetto al 2010. Tornando al mercato intra-UE e in riferimento alla rilevazione dei prezzi settimanali di maggio, sul mercato a pronti gestito da Bluenext, i valori sono sempre stati al di sotto dei 7,00 €/tonn. L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011-2012)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



(continua)

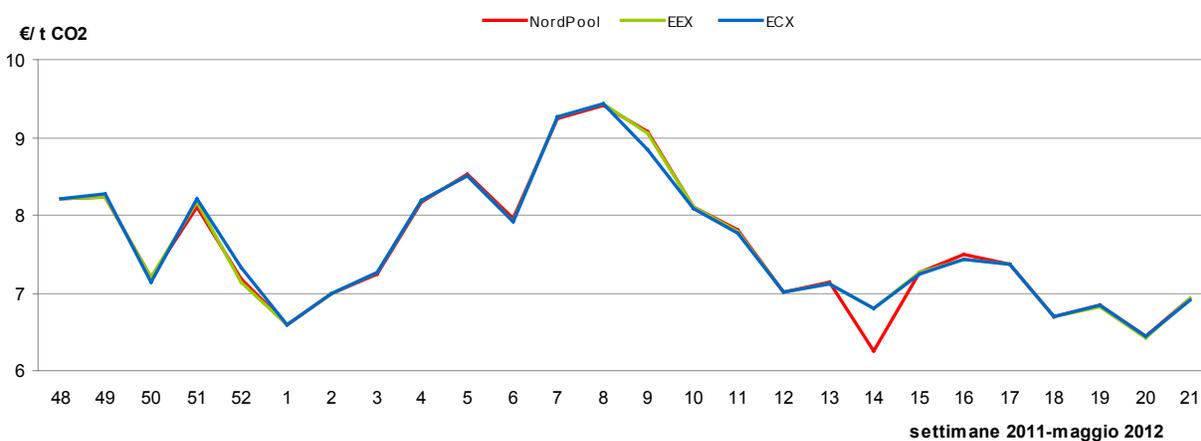
Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento dei prezzi continua ad oscillare intorno ai 7,00 €/tonn. In particolare, in relazione all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2012 (ICE ECX), si registra un range di variazione del settlement price

fra 6,36 €/tonn e 7,57 €/tonn (tra 7,60 €/tonn a 6,21 €/tonn nel mese di aprile).

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

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# PROPOSTE PER SOSTENERE E STABILIZZARE IL PREZZO DELLA CO2 NELL'ETS

Di Stefano Clò, RIE

(continua dalla prima)

Il price floor non interverrà sul tetto emissivo europeo né sul design istituzionale dell'ETS. Al momento della consegna annuale dei permessi emissivi, le imprese elettriche britanniche dovranno pagare direttamente al loro governo una tassa pari alla differenza tra il prezzo di acquisto dei permessi emissivi e il price floor (ogni volta che il secondo è superiore al primo). Funzionando come una carbon tax, il price floor avrà l'effetto diretto di accrescere il costo delle emissioni di gas serra per le imprese britanniche, garantendo maggiore certezza di prezzo a supporto di investimenti di lungo periodo, ma solo in questo paese. Questa misura nazionale rischia infatti di causare effetti indiretti che potrebbero ulteriormente aggravare il funzionamento dell'ETS europeo. Ogni volta che il prezzo emissivo sarà inferiore al price floor il costo delle emissioni aumenterà solo in Gran Bretagna, causandone una riduzione emissiva, che potrebbe però avere un effetto depressivo sui prezzi europei della CO2 (a causa della minore di domanda di permessi in UK) e a cui potrebbe quindi contrapporsi un simmetrico e opposto incremento emissivo nel resto dell'UE. L'effetto asimmetrico si osserverà anche a livello di entrate pubbliche, in crescita per la Gran Bretagna e in diminuzione per il resto dell'Europa. Essendo il tetto emissivo fissato a livello europeo, l'imposizione di un price floor a livello nazionale rischia quindi di ridurre il prezzo emissivo nell'ETS e di causare un effetto leakage intra-europeo di emissioni, senza tuttavia generare alcuna riduzione emissiva incrementale nel suo complesso, e anche di entrate pubbliche. Una misura come il price floor britannico rischia di sovrapporsi con l'ETS, diminuendone l'efficacia complessiva. Per questo, le misure volte a sostenere i prezzi emissivi della CO2 dovrebbero essere intraprese a livello europeo, in modo da garantire una armonizzazione tra paesi.

## Set-aside e -30%

In alternativa alle azioni unilaterali intraprese a livello nazionale, le istituzioni europee hanno avanzato diverse proposte di policy che mirano a sostenere i prezzi nell'ETS attraverso un intervento diretto sul suo design istituzionale. Il Parlamento Europeo ha votato il 28 febbraio 2012 in favore della proposta (inserita come emendamento alla direttiva sull'efficienza energetica) di ridurre il futuro tetto emissivo attraverso l'accantonamento di 1,4 miliardi di permessi (set-aside). Riducendo il tetto ETS, questa proposta accrescerebbe la scarsità di permessi nell'ETS, con un effetto rialzista sui prezzi nel breve periodo. Questo intervento a tantum, tuttavia, non riuscirà a inviare un chiaro segnale di prezzo nel lungo periodo. L'accantonamento di permessi non altera infatti la rigidità strutturale dell'ETS e non riduce

il rischio che in futuro una nuova inattesa fluttuazione della domanda causi una deviazione del prezzo dal suo trend desiderato. Non è quindi da escludersi un nuovo potenziale aumento o una possibile riduzione dei prezzi, che potrebbe portare il regolatore a un nuovo intervento imprevisto sul tetto dei permessi emissivi. Questa misura potrebbe generare un rischioso precedente di rapida interferenza politica su uno strumento di mercato. Quindi, se percepito come arbitrario, il set-aside potrebbe avere l'effetto opposto e indesiderato di accrescere l'incertezza della regolazione con effetti destabilizzanti e negativi sulla fiducia che gli operatori rivestono su questo meccanismo. Il commento di Robert Jeekel, direttore del gruppo siderurgico Eurometaux, riassume in maniera eloquente tale preoccupazione: "This one-off intervention might be followed next year by another one-off intervention, and when does it stop?".

Simile alla proposta di set-aside avanzata dal parlamento europeo è la proposta della Commissione di portare il target emissivo europeo dal -20% al -30% descritta nella comunicazione "Analysis of options to move beyond 20% GHG emission reductions and assessing the risk of carbon leakage" e maggiormente analizzata nel Working Paper "Analysis of options beyond 20% GHG emission reductions: Member State results". Oltre a ridurre il tetto ETS, con effetti simili a quelli relativi al set-aside, questa proposta prevede anche una riduzione del target emissivo per i settori non-ETS, di cui gli Stati Membri sono i diretti responsabili in caso di inadempimento. In mancanza di misure incrementali a livello nazionale per ridurre le emissioni non-ETS, questa proposta rischia quindi di accrescere il costo pubblico di adempimento al target 2020 nell'attuale fase di crisi dei debiti sovrani. Inoltre, questa misura richiederebbe un maggiore tempo di implementazione, in quanto oltre ad emendare la Direttiva ETS sarebbe necessario modificare anche la Decisione No 406/2009/EC relativa al non-ETS tramite una procedura che dovrebbe coinvolgere sia il Parlamento che il Consiglio Europeo.

## Proposta di carbon central bank

A fronte della volontà politica di sostenere i prezzi della CO2, diventa opportuno perseguire tale obiettivo attraverso un'azione non arbitraria che non destabilizzi il mercato. Prevedibilità e certezza sono due requisiti imprescindibili affinché tale azione generi un effettivo miglioramento dell'ETS, aumentando la fiducia degli operatori verso questo sistema. Una proposta interessante che potrebbe soddisfare questi requisiti, è stata avanzata in ambito accademico e consiste nella creazione di una carbon central bank (De Perthuis 2011). Così come la Banca Centrale Europea

## PROPOSTE PER SOSTENERE E STABILIZZARE IL PREZZO DELLA CO2 NELL'ETS

(continua)

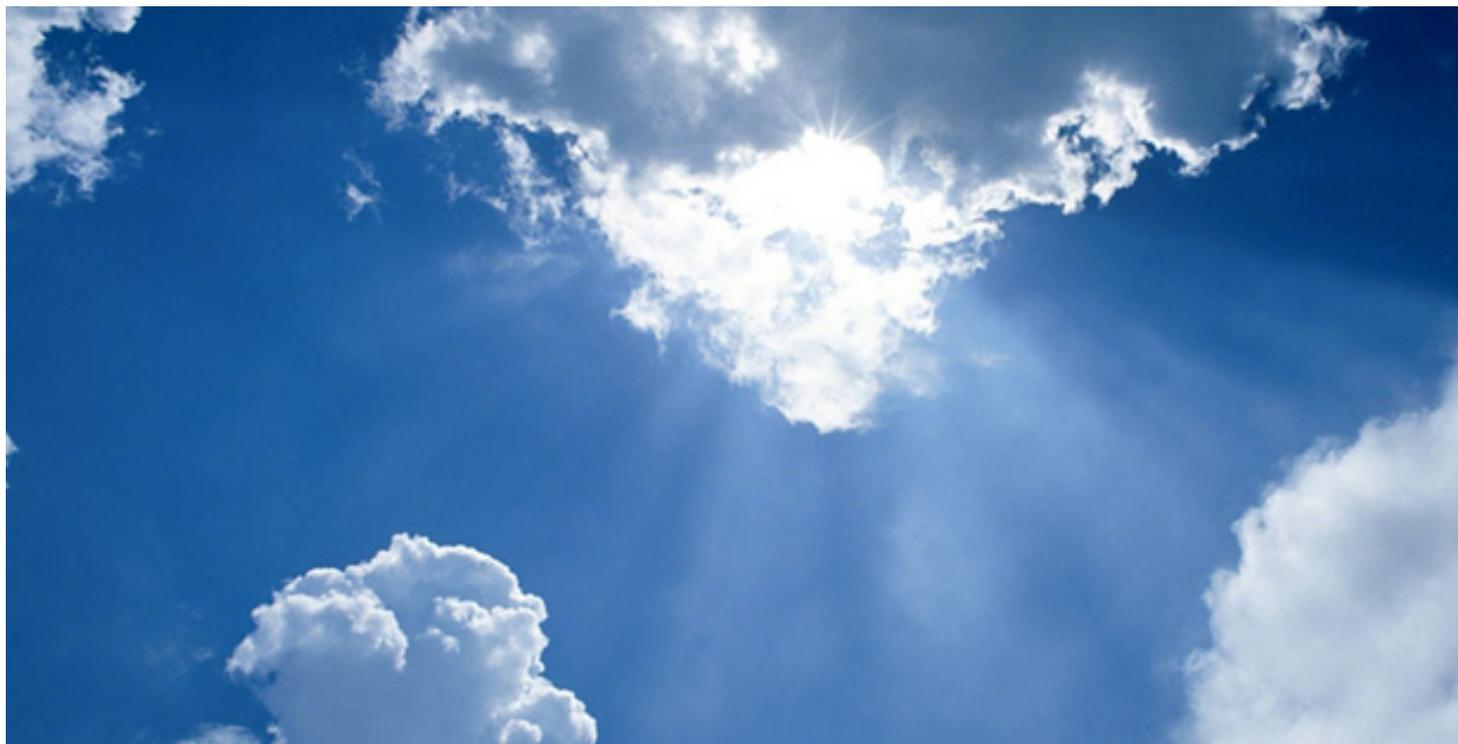
regola la liquidità monetaria per controllare l'inflazione, una carbon central bank dovrebbe controllare la liquidità di permessi nell'ETS per mantenere i prezzi all'interno di un corridoio predefinito. Le similarità tra i mercati della moneta e del carbonio sono molteplici. I titoli emissivi possono essere considerati alla stregua di una valuta emessa da una autorità pubblica che permette di acquistare il diritto ad emettere una tonnellata di CO2. Nel caso di sovrallocazione di permessi, il valore di questa valuta è eroso, riducendo l'incentivo alla riduzione emissiva, così come l'inflazione generata da un'eccessiva liquidità monetaria indebolisce l'economia.

Una carbon central bank dovrebbe quindi avere la possibilità di regolare l'offerta di permessi nel mercato primario (vendita all'asta), aumentando la liquidità in caso di prezzi superiori al corridoio desiderato o riducendola in caso di prezzi troppo bassi (con la possibilità di ultima istanza di ritirare permessi dal mercato secondario). Diversamente dalla proposta unilaterale e straordinaria di set-aside dei permessi, i cui effetti sarebbero irreversibili, la carbon central bank dovrebbe operare in maniera continuativa con

interventi reversibili, necessari ad evitare prezzi troppo bassi o troppo alti. L'istituzione di una carbon central bank non è di facile attuazione in quanto richiederebbe una revisione profonda dell'ETS e dei suoi meccanismi. La credibilità di questo intervento richiederebbe inoltre la presenza di una autorità indipendente investita di un potere sovranazionale, e svincolato da sentimenti politici, con la capacità di intervenire nei mercati secondo procedure trasparenti, aggiustando i tetti attraverso criteri oggettivi e legati a indicatori economici pubblicamente osservabili, al fine di rendere prevedibile, e non aleatorio, l'andamento futuro dei prezzi. Nonostante i lunghi tempi politici per la definizione di un istituto indipendente con il potere di regolare l'offerta di permessi, questo meccanismo consentirebbe di garantire una vera stabilità di prezzo della CO2 nel lungo periodo.

Per approfondire il tema si veda il paper *"Policy options to stabilize the carbon price within the EU ETS: framework for a comparative analysis"* (di Battles Susan, Clò Stefano e Zoppoli Pietro, 2012).

disponibile a [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2062753](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2062753)



# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 18 maggio 2012 203/2012/R/efr** | “Adeguamento delle regole del mercato dei titoli di efficienza energetica e del regolamento delle transazioni bilaterali” | pubblicata il 21 maggio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/203-12.htm>

Nell'ambito della regolazione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), con il provvedimento in oggetto il Regolatore, nel dar seguito alla precedente Delibera 197/2012/R/efr - con cui l'AEEG avviava un procedimento di adeguamento della regolazione del meccanismo dei TEE alle disposizioni di cui al DM 5 settembre 2011, recante il nuovo regime di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento (CAR), nonché le attività necessarie a consentire un efficace monitoraggio degli impatti complessivi di tali disposizioni ministeriali sull'attuale meccanismo dei TEE - ed in applicazione della Delibera AEEG EEN 9/11, ha richiesto al GME:

A) di adeguare le “Regole di funzionamento del mercato dei TEE” e il “Regolamento per le transazioni bilaterali di TEE” prevedendo di integrare, in detti regolamenti, sia le tipologie di TEE IV e V, introdotte dall'AEEG ai sensi dell'Allegato A della deliberazione EEN 9/11, sia la tipologia TEE II-CAR, introdotta ai sensi del DM 5 settembre 2011 e creando, per ognuna delle tipologie sopra indicate, uno specifico book di negoziazione;

B) di trasmettere al Direttore Consumatori e Utenti dell'Autorità la relativa proposta GME di adeguamento dei Regolamenti di cui al precedente punto, per i seguiti di competenza.

A seguito dell'introduzione di tali tre nuove tipologie di TEE, l'AEEG ha inoltre disposto l'adeguamento delle disposizioni previste dall'Allegato A alla deliberazione 27 ottobre 2011, EEN 9/11, nonché di quelle contenute nelle delibere AEEG 219/04 e 345/07.

Da ultimo l'Autorità ha conferito mandato al proprio Direttore della Direzione Consumatori e Utenti per definire, anche attraverso confronti con gli uffici del GSE, le modalità più idonee per rendere disponibili all'AEEG i dati e le informazioni relative all'attuazione del DM 5 settembre 2011 per le attività di competenza del Regolatore, con particolare riferimento a quelle funzionali a monitorare l'impatto del citato DM sul funzionamento complessivo e sui risultati del meccanismo dei TEE. Tali modalità sono state disciplinate con Determinazione AEEG n.08/DCOU/2012.

■ **Rapporto 26 aprile 2012 168/2012/I/EFR** | “Il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (certificati bianchi) dal 1° giugno al 31 dicembre 2011” | pubblicato il 3 maggio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/168-12.htm>

Con la comunicazione in commento l'AEEG ha pubblicato,

ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 21 Dicembre 2007, il Primo Rapporto Statistico Intermedio sull'anno d'obbligo 2011, presentando i dati quantitativi relativi ai risparmi energetici complessivamente certificati nell'ambito del meccanismo dei TEE al 31 dicembre 2011, dettagliati per Regione e divisi per tipologia di intervento e per soggetto titolare del medesimo, con un focus sul periodo 1° giugno-31 dicembre 2011.

Si segnala nello specifico che all'interno della Parte II del Rapporto in oggetto, sono presentate le previsioni aggiornate del Regolatore sul grado di conseguimento degli obiettivi nazionali sia per il 2011 che per il 2012.

Tali stime risultano nettamente più ottimistiche di quanto illustrate nel precedente Rapporto statistico semestrale: il trend in aumento pare indirettamente confermato dal costante calo dei prezzi medi di scambio dei TEE in borsa. In deciso aumento risulta anche il grado di copertura degli obiettivi 2012 (data di verifica al 31 maggio 2013) che passa da un precedente valore negativo, al 16%, nello scenario peggiore, ed in quello più ottimistico si conferma pari ad una stima di copertura pari al 60% (dati al 15 aprile 2012).

■ **Delibera 24 maggio 2012 217/2012/R/eel** | “Approvazione degli schemi di Pentalateral Agreement e Bilateral agreement recanti procedure operative del meccanismo di Market Coupling sull'interconnessione Italia-Slovenia per il periodo dal 1 giugno 2012 al 31 dicembre 2012” | pubblicata il 25 maggio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/217-12.htm>

Con il provvedimento in commento, l'AEEG, con riferimento al processo d'integrazione dei mercati elettrici nazionali tra Italia e Slovenia mediante l'applicazione di un meccanismo tecnico di accoppiamento dei mercati spot definito Market Coupling, ha approvato:

- la proposta di modifica dello schema Pentalateral Agreement (nel seguito: PA) - inizialmente approvato dall'AEEG con deliberazione ARG/Elt 243/10 - trasmesso al Regolatore dalle società GME e TERNA, in data 24 maggio 2012, per la relativa verifica di approvazione.

- la proposta dello schema Bilateral Agreement (nel seguito: BA) trasmessa da Terna per la relativa approvazione con comunicazione 24 maggio 2012.

In particolare, gli schemi di PA e BA di cui sopra prevedono l'entrata in vigore di una soluzione condivisa per la prosecuzione del market coupling sull'interconnessione Slovenia-Italia fino al 31 dicembre 2012.

Nello specifico, nell'ambito del working group attivo sul progetto, l'AEEG e l'AGEN-RS (Autorità di regolazione slovena) sono pervenute alla condivisione dei criteri sulla base dei quali strutturare la prosecuzione del market coupling; tali criteri prevedono:

- la prosecuzione, per il solo anno 2012, dello svolgimento da parte dei Gestori di Rete del ruolo di shipping agent;

## Novità normative di settore (continua)

- l'assunzione da parte italiana dell'esposizione finanziaria derivante dal disallineamento delle tempistiche di pagamento del MGP italiano rispetto al mercato del giorno prima sloveno (i cui pagamenti devono avvenire entro il secondo giorno successivo a quello di consegna); a tal fine è stata condivisa:

i. l'anticipazione della regolazione delle partite economiche del market coupling rispetto alle tempistiche previste dagli accordi precedentemente vigenti;

ii. l'identificazione della società Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE) quale soggetto che assicuri la disponibilità di liquidità necessaria per anticipare la regolazione delle predette partite economiche, al fine di tenere effettivamente indenne TERNA dai costi sostenuti nell'esercizio del suo ruolo di shipping agent;

- la ripartizione fra i due paesi degli oneri o proventi finanziari derivanti dalla gestione della predetta liquidità.

A fronte del coinvolgimento di CCSE nel ruolo di liquidity provider per la regolazione dei pagamenti derivanti dal market coupling, con la delibera in oggetto, il Regolatore dispone che Terna restituisca a CCSE - entro e non oltre il 28 febbraio 2013 - gli importi versati da CCSE nel corso del 2012 in ottemperanza al provvedimento de quo, comprensivi degli interessi maturati, con l'ulteriore previsione che il Gestore di rete italiano recuperi la differenza fra, gli interessi riconosciuti dal medesimo a CCSE, e tutti gli interessi e gli oneri finanziari riconosciuti dallo shipping agent sloveno (ELES) a Terna per effetto del market coupling tramite il corrispettivo di cui all'articolo 44, della deliberazione AEEG n.111/06 (corrispettivo uplift).

A completamento, è stato inoltre disposto che Terna trasmetta all'AEEG un rapporto dettagliato dei flussi fra Terna, ELES, GME e CCSE entro il 1 marzo 2013, nonché dei rapporti intermedi, ogniqualvolta Terna richieda, se necessario, un eventuale versamento integrativo alla CCSE.

■ **Delibera 08 maggio 2012 179/2012/R/eel | "Approvazione dello schema di "Rules for Intraday Capacity Allocation by Explicit Auctions on North Italian Borders", recante le procedure operative finalizzate all'implementazione di un meccanismo di aste esplicite per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasporto sulle interconnessioni con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera"** | pubblicata il 16 maggio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/179-12.htm>

Al fine di promuovere l'introduzione di un primo meccanismo di allocazione della capacità transfrontaliera su base

infragiornaliera, con la delibera de qua, l'Autorità approva il documento Intraday Access Rules, elaborato da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete di Austria, Francia, Slovenia e Svizzera, partecipanti ai lavori, in ambito ACER, aderenti all'Iniziativa Regionale Europea per il Centro-Sud, ed inviato al Regolatore in data 6 aprile 2012.

Con tale documento, TERNA, anche in considerazione dei rilievi espressi dalla Commissione Europea nell'ambito della procedura di infrazione n. 2009/2174, ha introdotto, nell'ambito dell'attuale assetto del mercato elettrico, un meccanismo di allocazione di capacità transfrontaliera su base infragiornaliera, basato sulla gestione di due aste esplicite intra-day.

Si segnala che l'allocazione della capacità transfrontaliera su base infragiornaliera è uno degli elementi del modello di mercato europeo, proposto da ACER con le proprie *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*, pubblicate in data 29 luglio 2011.

Secondo le richiamate linee guida europee, l'accesso alla capacità di interconnessione nel mercato infragiornaliero deve avvenire attraverso un'allocazione implicita su base continua, sebbene in ambito regionale sia previsto che la stessa possa inizialmente avvenire anche attraverso un primo meccanismo di asta esplicita, previa approvazione delle Autorità di regolazione interessate.

Proprio al fine di far evolvere tale primo modello transitorio ed illustrare i passi necessari per l'implementazione di un'allocazione infragiornaliera in linea con i principi stabiliti nelle CACM Framework Guidelines di ACER, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore ha previsto inoltre che Terna collabori con gli altri gestori di rete coinvolti nell'Iniziativa Regionale Europea per il Centro-Sud, per inviare, entro il mese di novembre 2012, un piano di lavoro condiviso che indichi le attività necessarie e funzionali all'adozione, nella regione Centro-Sud, di norme di allocazione della capacità su base infragiornaliera aderenti al dettato delle Framework guidelines di ACER.

Da ultimo, l'Autorità ha disposto che i proventi spettanti a Terna dalla gestione delle aste esplicite di assegnazione della capacità di trasporto infragiornaliera, dovranno essere utilizzati a riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale, attraverso la riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento di cui all'articolo 44, della deliberazione n.111/06 (corrispettivo uplift), mantenendo, allo scopo, separata evidenza delle diverse partite economiche che concorrono alla sua determinazione.



# Agenda GME




**PRESENTAZIONE RELAZIONE ANNUALE**  
*“Trasparenza e integrità dei mercati:  
 il regolamento REMIT e gli impatti sugli operatori di mercato”*  
 Roma - 11 luglio 2012, ore 10:00  
 Sala Capranica, P.zza Capranica 101

■ 2-17 giugno

**Giornata Mondiale del Vento**

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

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

■ 18 giugno

**Crisi, rinnovabili e marginalità nello scenario energetico 2012-2013**

Milano, Italia

Organizzatore: REF-E

[www.ref-online.it/](http://www.ref-online.it/)

■ 28 giugno

**La riforma del prezzo gas al civile, il mercato del bilanciamento e i prezzi del gas naturale in Italia**

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

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

## Gli appuntamenti

15-17 giugno

**Festival dell'Energia- L'energia spiegata**

Perugia, Italia

Organizzatore: Aris in partnership con Federutility

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

18-19 giugno

**World NOC Gas Congress**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

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

18-22 giugno

**European Biomass Conference and Exhibition**

Milano, Italia

Organizzatore: ETA-Florence Renewable Energies

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

19 giugno

**IV Incontro Industriale Cuba – Italia sulle Fonti Rinnovabili**

Padova, Italia

Organizzatore: Padova Promex

<http://www.pd-promex.it>

19-21 giugno

**3a Esposizione e Workshop internazionali. Veicoli a gas naturale – Biometano CNG - GNL– Dual Fuel - Miscele idrogeno**

Bologna, Italia

Organizzatore: NGVA Europe

[www.ngv2012bologna.com](http://www.ngv2012bologna.com)

19-20 giugno

**Biogas USA East & Midwest**

Chicago, Usa

Organizzatore: Green Power Conferences

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

19-20 giugno

**9th Renewable Energy Finance Forum - Wall Street**

New York, Usa

Organizzatore: Euromoney Energy Events

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

19 -20 giugno

**5th Balkan Energy Finance Forum 2012**

Belgrado, Serbia

Organizzatore: E.E.L.Events Ltd

[www.eelevents.co.uk](http://www.eelevents.co.uk)

## Gli appuntamenti (continua)

20 giugno

### **Workshop on renewable Energy Strategy**

Brussels, Belgio

Organizzatore: Ceer

[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

21 giugno

### **Building a 2020 vision for Europe's energy customer**

Brussels, Belgio

Organizzatore: CEER

[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

20-21 giugno

### **Secondary Biogenic Coal Bed Natural Gas International Conference**

Laramie, Usa

Organizzatore: University of Wyoming

<http://www.uwyo.edu/cbng/biogenic-cbng/>

20-21 giugno

### **PetroChemical Asia 2012**

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: The World Refining Association (WRA)

[www.petrochemical-asia.com](http://www.petrochemical-asia.com)

21-22 giugno

### **World NOC Deepwater Congress**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

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

21-22 giugno

### **World NOC Risk Congress**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

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

25 giugno

### **Una strategia energetica per l'Italia**

Milano, Italia

Organizzatore: Università Cattolica del Sacro Cuore

[www.leone-torrani.it/news/](http://www.leone-torrani.it/news/)

25-26 giugno

### **Shale Oil and Gas in Latin America**

Houston, Usa

Organizzatore: Platts

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

25 giugno

### **Certificazione e azioni necessarie per il miglioramento dell'efficienza energetica in ambito industriale**

Bologna, Italia

Organizzatore: TUV Italia Akademie

<http://www.tuvakademie.it/gestione/documenti/seminari/ddt/DEFF.pdf>

DEFF.pdf

25-26 giugno

### **Smart Grid International Forum - seconda edizione**

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

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

28 giugno

### **"Come comunicare la sostenibilità di impresa e gli investimenti ambientali"**

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto club

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

28 giugno

### **La riforma del prezzo gas al civile, il mercato del bilanciamento e i prezzi del gas naturale in Italia**

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma

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

3 luglio

### **Le tecnologie alternative per la manutenzione della rete idrica. Esperienze a confronto: il caso Milano.**

Milano, Italia

Organizzatore: Laboratorio Smart Grid ed Efficienza

Energetica di EnergyLab in collaborazione con 3M

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

3 luglio

### **La disciplina del servizio di bilanciamento del gas naturale: la nuova allocazione gas**

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

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



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.