

APPROFONDIMENTI

## ENERGIA: SICUREZZA ED ECONOMICITÀ

Intervista al Prof. Pippo Ranci

■ **D. La strategia del precedente governo era basata sulla ripartizione un quarto nucleare, un quarto, carbone, un quarto gas e un quarto rinnovabili. Il nucleare è cancellato e le rinnovabili avanzano: quale deve essere la linea per il futuro più adatta al nostro Paese?**

R. Quella strategia, frettolosamente e sommariamente annunciata, è ovviamente superata. Credo sia saggio sostituirla non con un altro specchietto di percentuali, ma con un quadro di obiettivi, vincoli e incentivi per le decisioni delle imprese.

Sicurezza ed economicità della fornitura costituiscono gli obiettivi fondamentali. Tramontata l'illusione che il nucleare fornisse una facile via per conseguire entrambi, restano tre grandi compiti.

Il primo è consolidare la fornitura del gas riducendone i rischi di interruzione e di prezzo. Il problema va affrontato con ottica europea: la sicurezza degli approvvigionamenti si raggiunge diversificando le provenienze del gas, e ciascun paese può accrescere la sua sicurezza se utilizza la diversificazione dell'intera Unione in luogo della diversificazione nazionale. Per ottenere questo risultato occorre investire nelle reti interne all'Europa in modo da rendere veramente possibile il movimento del gas entro l'area europea. Naturalmente vanno accuratamente valutati i costi degli investimenti; ma dal lato dei benefici va contata la

sicurezza.

Per l'Italia questo significa trovarsi al centro della rete anziché ad un estremo, e poter godere, attraverso una maggiore concorrenza, di prezzi allineati a quelli degli altri paesi europei.

**D. E il secondo obiettivo?**

R. Il secondo obiettivo è l'analogia integrazione del mercato italiano nel mercato europeo dell'energia elettrica. Gli investimenti nella rete rendono meno rischiose e meno costose le specializzazioni nazionali in materia di fonti energetiche. Il parco centrali italiano è debole negli impianti di base, quindi la quota del carbone va almeno mantenuta: il miglioramento ambientale deve stare nelle tecnologie, non nelle chiusure. È invece un parco forte negli impianti a gas che possono essere modulati e coprire la domanda alle punte; nelle ore con prezzi elevati può aumentare l'esportazione.

Il rafforzamento delle reti è necessario anche per far funzionare gli impianti da fonte rinnovabile che con la loro intermittenza rendono del tutto inadeguate le vecchie reti. Anche qui vanno fatti calcoli di confronto costi/benefici, ovviamente includendo costi e benefici sociali.

Sia nell'elettricità che nel gas la valutazione di convenienza



► continua a pagina 25

### IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/NOVEMBRE 2011**

Mercato elettrico Italia  
 pag 2

Mercato gas Italia  
 pag 11

Mercati energetici europa  
 pag 15

Mercati per l'ambiente  
 pag 19

■ **FOCUS**

*Energia: sicurezza ed economicità*  
 Intervista al Prof. Pippo Ranci  
 pagina 25

■ **APPROFONDIMENTI**

*Dinamica degli scenari energetici AIE tra tendenze di fondo e incertezze*  
 di Alberto Clò - Rie  
 pagina 26

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 30

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 33

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

I dati del mercato elettrico di novembre evidenziano ancora una domanda piuttosto depressa: in un quadro consolidato di overcapacity, gli scambi di energia elettrica nel Sistema Italia sono stati, in questo mese autunnale, i più bassi degli ultimi anni, in media oraria appena sopra i 36.000 MWh. Gli acquisti nazionali hanno segnato una flessione su base annua del 2,9%, mentre la contrazione delle vendite è stata

ancora più marcata (-6,0%) a causa del consistente aumento delle importazioni di energia (+13,5%) che, in media oraria, hanno superato per la prima volta i 7.000 MWh, aggiornando il record storico dello scorso ottobre. La liquidità del mercato ha ceduto 4,4 punti percentuali attestandosi al 58,1%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), pari a 78,47 €/MWh, dopo il trend rialzista che ha connotato il 2011 fino al picco di settembre, appare in una fase di stagnazione.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), a novembre, si è attestato a 78,47 €/MWh, in linea rispetto al mese precedente (-0,2%), ma in aumento di 17,08 €/MWh su base annua (+27,8%); si tratta del rialzo tendenziale più importante degli ultimi tre anni. L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo di 19,65 €/MWh nelle ore di picco (+26,6%) e 15,70 €/MWh nelle ore fuori picco (+28,8%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 93,67, valore massimo da febbraio 2009, e 70,28 €/MWh (Grafico 1 e Tabella

1). I prezzi di vendita hanno registrato forti aumenti tendenziali in tutte le zone con tassi di crescita varianti tra il +20,8% della Sicilia ed il +41,0% del Sud. Quanto ai livelli, il prezzo di vendita delle due zone insulari, 86,08 €/MWh in Sicilia e 81,24 €/MWh in Sardegna, pur mantenendosi più alto rispetto a quello delle zone continentali, pressoché allineato attorno ai 78 €/MWh, ne ha significativamente ridotto lo spread. Al Sud, con 77,33 €/MWh, il prezzo più basso (Grafico 2).

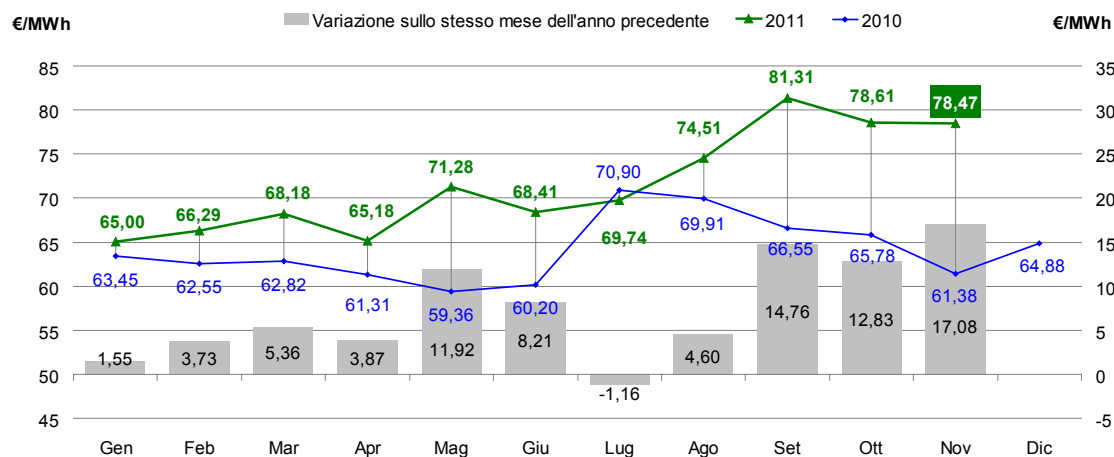
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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>78,47</b>	<b>61,38</b>	<b>17,08</b>	<b>27,8%</b>	<b>20.939</b>	<b>-9,6%</b>	<b>36.011</b>	<b>-2,7%</b>	<b>58,1%</b>	<b>62,5%</b>
<i>Picco</i>	93,67	74,02	19,65	26,6%	26.308	-6,3%	44.447	-2,1%	59,2%	61,8%
<i>Fuori picco</i>	70,28	54,58	15,70	28,8%	18.048	-12,0%	31.469	-3,2%	57,4%	63,1%
<i>Minimo orario</i>	28,00	22,67			10.986		22.939		47,9%	55,0%
<i>Massimo orario</i>	160,62	162,98			30.718		49.600		66,6%	69,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

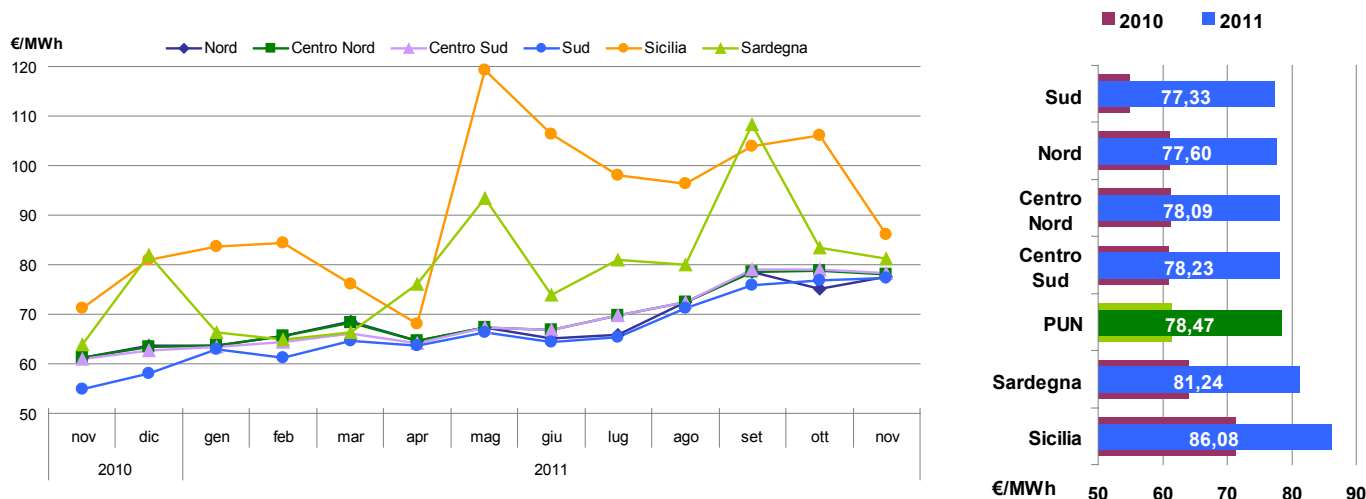
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,9 milioni di MWh, a novembre hanno segnato una flessione tendenziale del 2,7%. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,1 milioni di MWh, si è ridotta del 9,6%,

mentre gli scambi di energia O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,9 milioni di MWh, sono aumentati dell'8,7% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 4,4 punti percentuali su base annua, attestandosi al 58,1% (Grafico 3).

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

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

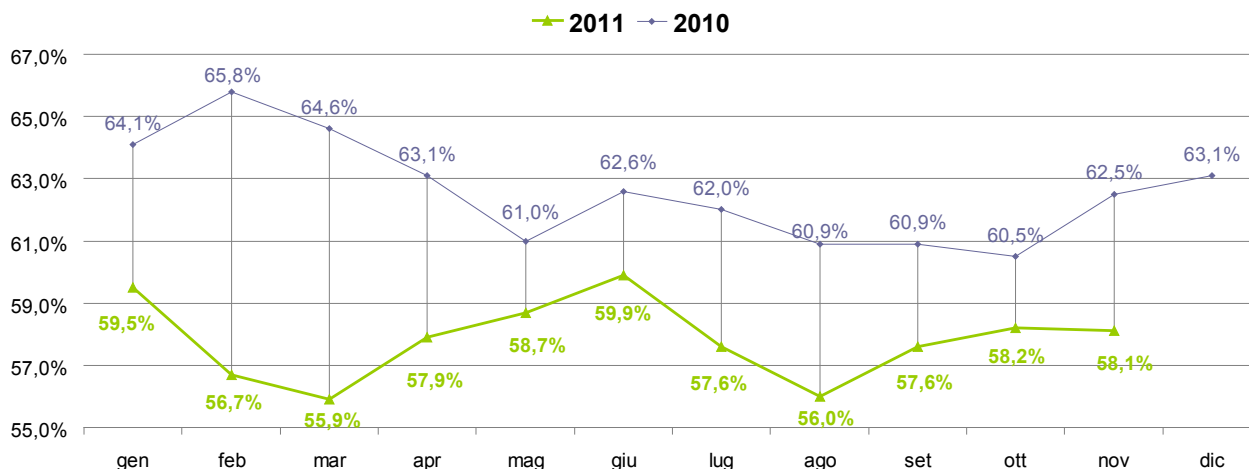
	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.076.239</b>	<b>-9,6%</b>	<b>58,1%</b>
Operatori	8.794.706	-12,1%	33,9%
GSE	2.907.818	-22,2%	11,2%
Zone estere	3.373.715	+15,4%	13,0%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.852.021</b>	<b>+8,7%</b>	<b>41,9%</b>
Zone estere	1.691.946	+9,9%	6,5%
Zone nazionali	9.160.075	+8,4%	35,3%
Saldo programmi PCE	-		
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>25.928.261</b>	<b>-2,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>18.182.083</b>	<b>+9,8%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>44.110.344</b>	<b>+2,1%</b>	

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.076.239</b>	<b>-9,6%</b>	<b>58,1%</b>
Acquirente Unico	3.458.851	-1,6%	13,3%
Altri operatori	8.875.527	-21,7%	34,2%
Pompaggi	79.340	-49,7%	0,3%
Zone estere	441.789	+5,6%	1,7%
Saldo programmi PCE	2.220.733	+78,2%	8,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.852.021</b>	<b>+8,7%</b>	<b>41,9%</b>
Zone estere	36.000	+0,3%	0,1%
Zone nazionali AU	3.426.869	-12,1%	13,2%
Zone nazionali altri operatori	9.609.885	+31,7%	37,1%
Saldo programmi PCE	-2.220.733		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>25.928.261</b>	<b>-2,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>3.148.438</b>	<b>+31,2%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>29.076.699</b>	<b>+0,1%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,5 milioni di MWh, sono diminuiti su base annua del 2,9%. A livello zonale, le flessioni più marcate si sono registrate nel Nord (-5,4%) e nel Sud (-5,1%); in controtendenza la Sardegna (+18,0%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 478 mila MWh, sono aumentati del 5,2% (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, pari a 20,9 milioni di MWh, hanno segnato una riduzione tendenziale del

6,0%. Tra le zone, flessione in doppia cifra per Nord, Centro Nord e Sud; in forte crescita invece le vendite nel Centro Sud (+31,1%), trainate dagli impianti a carbone. Le importazioni (vendite sulle zone estere), con una crescita tendenziale del 13,5%, hanno raggiunto 5,1 milioni di MWh, e superato, per la prima volta dall'avvio del mercato elettrico, la soglia dei 7.000 MWh medi orari, aggiornando il record del mese di ottobre (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.712.317	27.378	+3,9%	10.467.007	14.538	-10,2%	13.817.726	19.191	-5,4%
Centro Nord	3.218.131	4.470	+0,5%	1.604.076	2.228	-13,2%	2.845.973	3.953	+0,5%
Centro Sud	5.458.673	7.581	+18,7%	2.477.391	3.441	+31,1%	4.093.519	5.685	-0,6%
Sud	6.391.256	8.877	-7,2%	3.868.669	5.373	-11,2%	1.957.180	2.718	-5,1%
Sicilia	2.432.565	3.379	-20,1%	1.521.934	2.114	-1,2%	1.557.822	2.164	-1,5%
Sardegna	1.511.961	2.100	-1,2%	923.521	1.283	+1,3%	1.178.252	1.636	+18,0%
<b>Totale nazionale</b>	<b>38.724.904</b>	<b>53.785</b>	<b>+1,3%</b>	<b>20.862.599</b>	<b>28.976</b>	<b>-6,0%</b>	<b>25.450.472</b>	<b>35.348</b>	<b>-2,9%</b>
Estero	5.385.440	7.480	+7,8%	5.065.661	7.036	+13,5%	477.789	664	+5,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>44.110.344</b>	<b>61.264</b>	<b>+2,1%</b>	<b>25.928.261</b>	<b>36.011</b>	<b>-2,7%</b>	<b>25.928.261</b>	<b>36.011</b>	<b>-2,7%</b>

L'analisi per tecnologia di produzione conferma a novembre, la decisa flessione delle vendite degli impianti a ciclo combinato (-15,5%) ed idroelettrici (-18,5%). Aumentano invece le vendite degli impianti a carbone (+62,3%), particolarmente basse a novembre del 2010, e delle altre

tipologie di impianto. Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone sale al 13,4% (+5,7 punti percentuali rispetto ad un anno fa), mentre quella degli impianti a ciclo combinato scende al 50,8% (-5,8 p.p.). Meno significative le variazioni della quota degli altri impianti (Tabella 5).

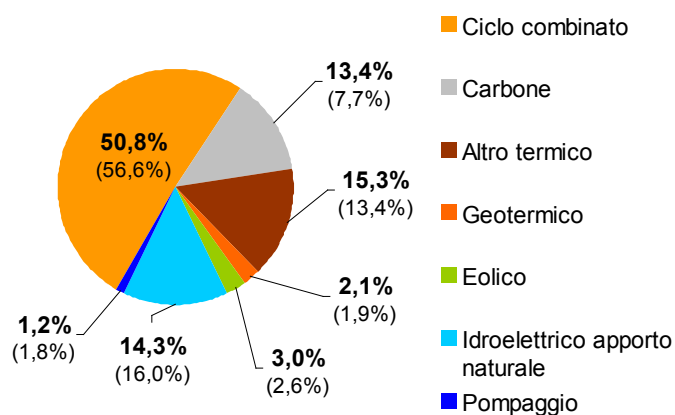
(continua)

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>10.652</b>	<b>-10,1%</b>	<b>2.017</b>	<b>-4,1%</b>	<b>3.057</b>	<b>+45,7%</b>	<b>4.920</b>	<b>-10,6%</b>	<b>1.827</b>	<b>-2,4%</b>	<b>1.167</b>	<b>+5,1%</b>	<b>23.641</b>	<b>-3,6%</b>
Ciclo combinato	7.727	-18,5%	1.236	-10,6%	1.026	-13,0%	2.620	-15,1%	1.629	-7,3%	490	-11,0%	14.728	-15,5%
Carbone	1.359	+61,9%	6	-76,2%	1.667	+155,9%	191,44	-45,0%	-	-	645	+23,9%	3.869	+62,3%
Geotermico	-	-	603	+1,4%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	604	+1,4%
Altro termico	1.566	+2,5%	173	+69,7%	364	+36,1%	2.107	+2,0%	198	+71,7%	32	-19,5%	4.440	+7,8%
<b>Idroelettrico</b>	<b>3.868</b>	<b>-10,7%</b>	<b>208</b>	<b>-54,6%</b>	<b>233</b>	<b>-42,0%</b>	<b>109</b>	<b>-51,5%</b>	<b>25</b>	<b>-45,7%</b>	<b>34</b>	<b>+15,2%</b>	<b>4.477</b>	<b>-18,5%</b>
Apporto naturale	3.581	-7,5%	201	-51,9%	209	-42,4%	109	-51,5%	16	-35,8%	15	-37,6%	4.131	-16,2%
Pompaggio	287	-37,4%	7	-82,3%	24	-37,7%	-	-	9	-56,9%	19	+224,4%	346	-38,6%
<b>Eolico</b>	<b>18</b>	<b>+290,8%</b>	<b>3</b>	<b>-58,8%</b>	<b>151</b>	<b>+21,3%</b>	<b>344</b>	<b>+7,3%</b>	<b>262</b>	<b>+19,0%</b>	<b>82</b>	<b>-35,2%</b>	<b>859</b>	<b>+7,0%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>14.538</b>	<b>-10,2%</b>	<b>2.228</b>	<b>-13,2%</b>	<b>3.441</b>	<b>+31,1%</b>	<b>5.373</b>	<b>-11,2%</b>	<b>2.114</b>	<b>-1,2%</b>	<b>1.283</b>	<b>+1,3%</b>	<b>28.976</b>	<b>-6,0%</b>

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



## Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini  
dei mercati del GME

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

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), a novembre, il prezzo d'acquisto è variato tra i 77,98 €/MWh di MI2 e 94,98 €/MWh di MI4. Il confronto con MGP negli stessi periodi rilevanti (ore)

evidenzia prezzi in linea in MI1 e lievemente più bassi nelle altre sessioni (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						
Prezzo d'acquisto*		<b>78,47</b>	<b>78,48</b> (+0,0%)	<b>77,98</b> (-0,6%)	<b>87,39</b> (-2,7%)	<b>94,98</b> (-1,5%)
Prezzi di vendita	Nord	<b>77,60</b>	<b>75,44</b> (-2,8%)	<b>75,01</b> (-3,3%)	<b>85,89</b> (-2,3%)	<b>93,90</b> (+0,0%)
	Centro Nord	<b>78,09</b>	<b>76,29</b> (-2,3%)	<b>76,00</b> (-2,7%)	<b>88,84</b> (-0,0%)	<b>97,66</b> (+2,5%)
	Centro Sud	<b>78,23</b>	<b>76,28</b> (-2,5%)	<b>75,91</b> (-3,0%)	<b>88,72</b> (-0,6%)	<b>97,66</b> (+1,9%)
	Sud	<b>77,33</b>	<b>75,57</b> (-2,3%)	<b>74,33</b> (-3,9%)	<b>86,14</b> (-2,4%)	<b>95,16</b> (-0,1%)
	Sicilia	<b>86,08</b>	<b>83,70</b> (-2,8%)	<b>79,63</b> (-7,5%)	<b>92,27</b> (-14,6%)	<b>103,28</b> (-13,1%)
	Sardegna	<b>81,24</b>	<b>80,44</b> (-1,0%)	<b>77,37</b> (-4,8%)	<b>89,50</b> (-4,3%)	<b>99,27</b> (-0,5%)

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

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



(continua)

Dello stesso ordine di grandezza di MGP (+27,8%), anche il tasso di crescita tendenziale del prezzo d'acquisto registrato su MI1 (+28,7%) e MI2 (+32,6%).

Tabella 7: MI, volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME

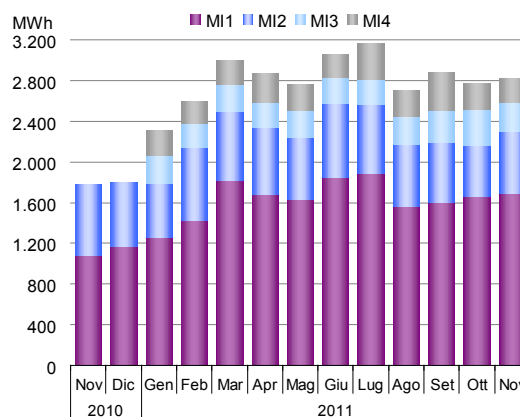
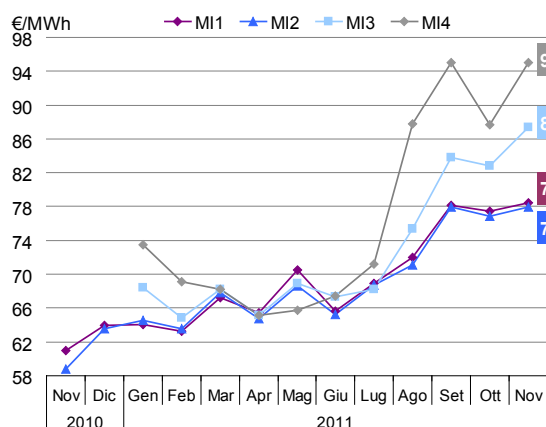
MERCATI (periodi rilevanti)	MI1 (1-24 h)		MI2 (1-24 h)		MI3 (13-24 h)		MI4 (17-24 h)	
	MWh							
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Nord	1.020	978	400	378	132	145	117	129
Centro Nord	55	65	26	36	17	18	19	19
Centro Sud	114	88	43	55	48	51	49	51
Sud	286	330	76	50	58	50	29	25
Sicilia	134	99	41	28	27	18	20	13
Sardegna	47	40	7	4	6	6	3	1
<b>Totale Nazionale</b>	<b>1.657</b>	<b>1.601</b>	<b>594</b>	<b>551</b>	<b>288</b>	<b>288</b>	<b>238</b>	<b>238</b>
Estero	37	93	9	53	0	0	0	0
<b>Sistema Italia</b>	<b>1.694</b>	<b>1.694</b>	<b>603</b>	<b>603</b>	<b>288</b>	<b>288</b>	<b>238</b>	<b>238</b>

I volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono aumentati su base annua del 41,4%. MI1, con 1,2 milioni di MWh, è cresciuto del 58,1%, mentre l'energia scambiata su MI2, pari

a 434 mila MWh, si è ridotta del 15,2%, favorendo gli scambi sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4, pari rispettivamente a 104 e 57 mila MWh (Tabella 7 e Grafico 5).

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

Fonte: GME



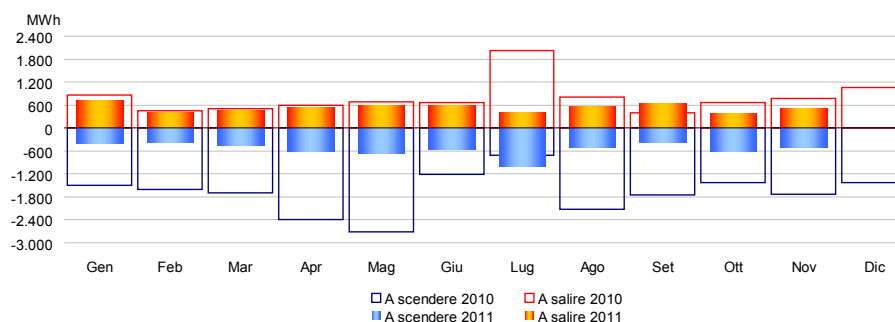
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a novembre, gli acquisti di Terna, pari a 382 mila MWh, hanno segnato una flessione tendenziale del 31,4%. Stessa

dinamica anche per le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 374 mila MWh, in calo su base annua del 69,9% (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 novembre sono stati negoziati 47 contratti, pari a 413 mila MWh, tutti relativi al prodotto baseload Anno 2012, il cui prezzo di controllo ha segnato un aumento dell'1,9% rispetto ad ottobre. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 5.304 MW, per un totale di 28,4 milioni di

MWh (Tabella 7).

Il prodotto *Dicembre 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 80,20 €/MWh sul baseload e 91,64 €/MWh sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 1.106 e 445 MW, per complessivi 940 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Dicembre 2011	80,20	0,0%	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2012	79,80	0,0%	-	-	-	-	260	193.440
Febbraio 2012	77,83	0,0%	-	-	-	-	-	-
Marzo 2012	77,83	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2012	78,50	0,0%	-	-	-	-	615	1.342.545
II Trimestre 2012	72,75	3,0%	-	-	-	-	370	808.080
III Trimestre 2012	73,70	0,0%	-	-	-	-	90	198.720
IV Trimestre 2012	77,90	4,6%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	75,71	1,9%	5	47	-	47	2.565	22.530.960
<b>Totale</b>			<b>5</b>	<b>47</b>	<b>-</b>	<b>47</b>	<b>3.900</b>	<b>25.073.745</b>

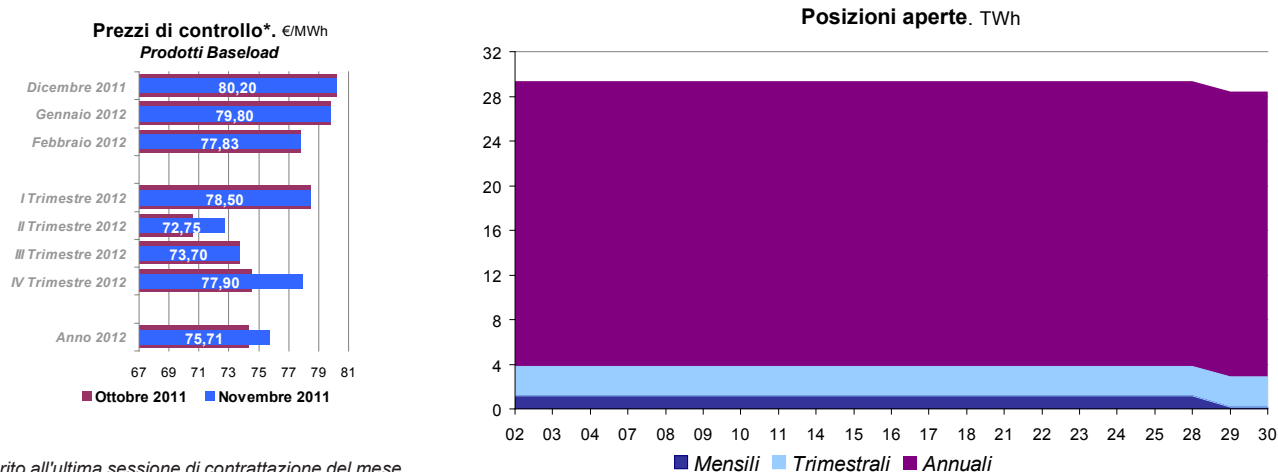
  

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Dicembre 2011	91,64	0,6%	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2012	89,26	0,7%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2012	89,91	0,6%	-	-	-	-	-	-
Marzo 2012	89,47	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2012	89,54	0,7%	-	-	-	-	80	62.400
II Trimestre 2012	77,31	0,6%	-	-	-	-	295	230.100
III Trimestre 2012	81,28	0,6%	-	-	-	-	70	54.600
IV Trimestre 2012	89,00	3,5%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	84,30	1,4%	-	-	-	-	959	3.003.588
<b>Totale</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.404</b>	<b>3.350.688</b>

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

Gráfico 7: MTE, prezzi di controllo\* dei prodotti negoziabili a novembre 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 novembre 2011, sono state pari a 27,6 milioni di MWh, seconde solo al massimo storico segnato ad ottobre, ed in aumento del 25,3% rispetto a novembre 2010. In crescita tutte le tipologie di contratti; quelli standard complessivamente aumentano del 17,5%, i non standard del 24,1%. Le transazioni registrate hanno determinato

una posizione netta dei conti energia di 16,4 milioni di MWh (+22,4%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,9 milioni di MWh (+8,6%) che nei conti in prelievo, pari a 13,1 milioni di MWh (+16,4%) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, è stato pari a 1,68, più basso solo del massimo storico segnato il mese precedente (Grafico 8).

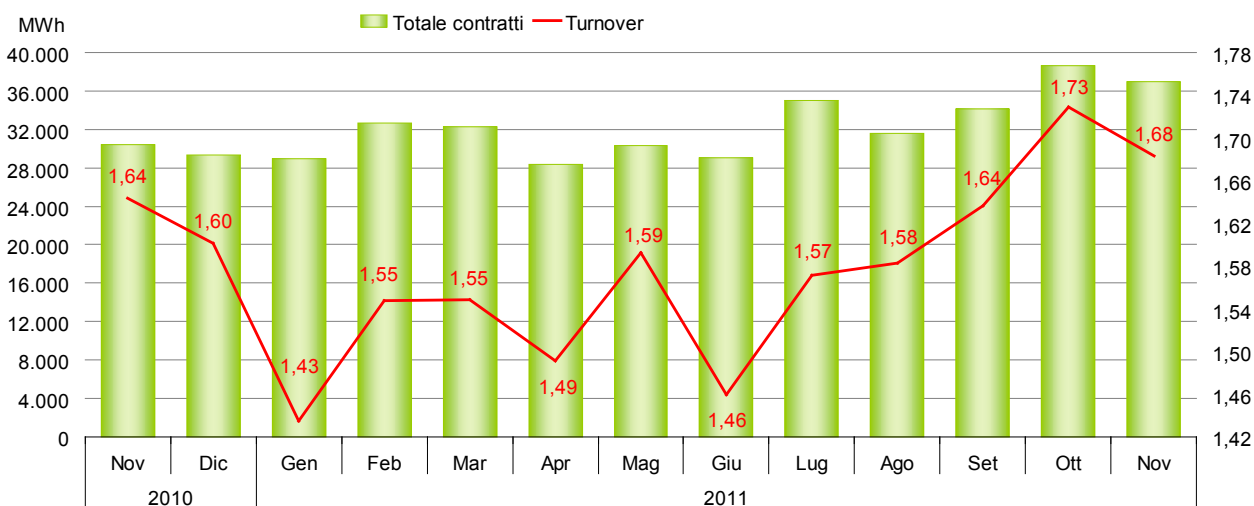
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.692.952	+19,9%	24,3%	Richiesti	11.056.387	+8,1%	100,0%	13.072.754	+16,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	1.597.248	+18,6%	5,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.880.106	+23,1%	26,0%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.665.168	+8,0%	6,0%	<b>Registrati</b>	<b>10.852.021</b>	<b>+8,6%</b>	<b>98,2%</b>	<b>13.072.754</b>	<b>+16,4%</b>	<b>100,0%</b>
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.714.101	+24,4%	24,5%	-	-	-
Totale Standard	9.955.368	+17,5%	36,1%	Rifiutati	204.365	-12,4%	1,8%	-	-	-
Totale Non standard	16.632.614	+24,1%	60,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	166.004	+5,7%	1,5%	-	-	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>26.587.982</b>	<b>21,5%</b>	<b>96,5%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-	-	<b>2.220.733</b>	<b>+78,2%</b>	
<b>MTE</b>	<b>978.600</b>	<b>+746,7%</b>	<b>3,5%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>27.566.582</b>	<b>+25,3%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>16.374.602</b>	<b>+22,4%</b>	<b>59,4%</b>							

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

Fonte: GME





## PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di novembre il differenziale di prezzo tra la zona Nord di Ipx e la borsa BSP scende al livello minimo dall'avvio del market coupling, portandosi attorno agli 8 €/MWh. Tale decisa riduzione riflette l'aumento al massimo valore annuo del prezzo sloveno, prossimo ai 70 €/MWh (+17,9%) e superiore alle quotazioni espresse dalle principali borse elettriche centro-europee, cui si affianca una ripresa solo debole del riferimento italiano, attestato a 77,60 €/MWh (+3,2%). Le dinamiche osservate determinano nella metà delle ore del mese un azzeramento del differenziale di prezzo italo-sloveno, mai così spesso nullo nel corso del 2011, producendone peraltro l'inversione in tre ore, condizione anch'essa mai verificatasi dalla partenza del coupling.

L'avvicinamento delle due quotazioni favorisce una crescita delle esportazioni verso la Slovenia, salite al loro massimo annuo sia in termini di frequenza che di volumi, questi ultimi allocati

esclusivamente in asta implicita, a conferma della maggiore efficienza di tale meccanismo nel gestire gli scambi di energia in maniera coerente con i segnali di prezzo.

In effetti, mentre la capacità assegnata tramite market coupling (153 MW medi orari, il 32% della capacità disponibile) è stata utilizzata nell'84,5% delle ore in import verso l'Italia e nel 15,5% in export verso la Slovenia (di cui solo tre ore con transito saturato e prezzi italiani inferiori e le altre con prezzi uguali a quelli sloveni), quella allocata in asta esplicita (325 MW medi orari) è risultata impiegata interamente in import verso l'Italia, determinando con ciò un uso antieconomico dell'interconnessione nello 0,4% delle ore. Infine, i volumi scambiati sulla borsa slovena salgono al valore massimo storico di 236 MWh medi orari, rafforzando il mercato trend positivo osservato nel corso di quest'anno di operatività 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>77,60</b>	<b>+3,2%</b>	<b>69,59</b>	<b>+17,9%</b>	<b>8,01</b>	<b>18,10</b>	<b>50%</b>	<b>49%</b>	<b>0%</b>	<b>153</b>
Picco	92,29	+9,8%	87,42	+17,9%	4,87	12,29	12%	23%	0%	54
Fuori Picco	67,33	-0,3%	60,10	+14,8%	7,23	16,31	20%	15%	0%	57
Festivo	72,45	-2,1%	59,86	+19,9%	12,59	26,04	19%	11%	0%	42

\* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

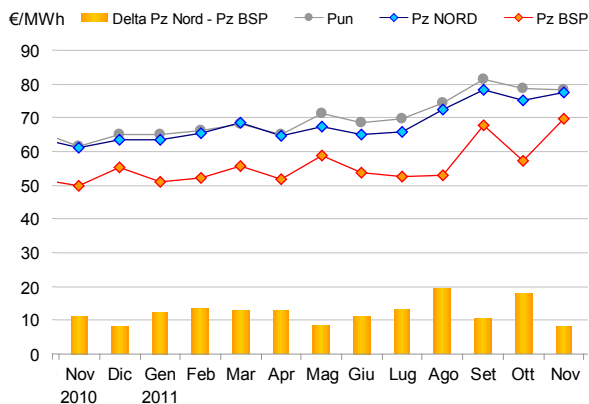
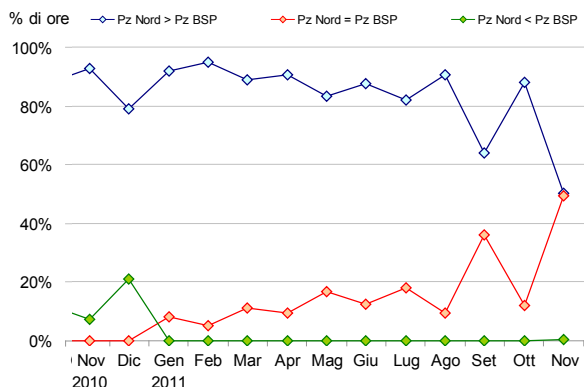


Grafico 2: frequenza di ore con prezzi diversi

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>	134	325	84,5%	100,0%	84,5%	99,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%
<b>Export</b>	19	0	15,5%	0,0%	15,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Totale</b>	<b>153</b>	<b>325</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>99,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,4%</b>

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

Fonte: GME

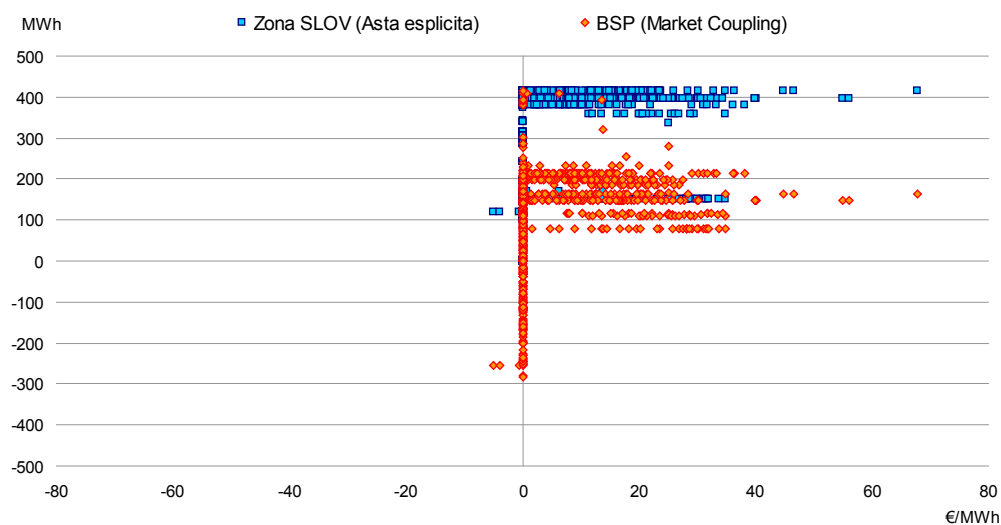
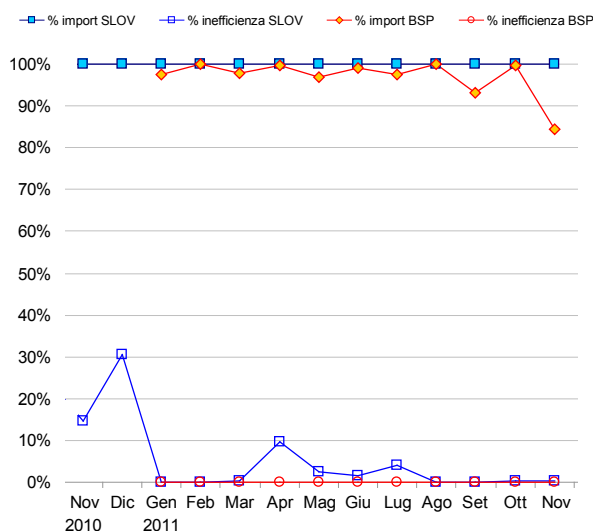


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Il mese di novembre conferma le tendenze osservate in questo secondo semestre del 2011, sia sulla domanda che sui prezzi del gas naturale.

In particolare, la prima si mantiene inferiore ai livelli registrati nei due anni precedenti, soprattutto per effetto della decisa contrazione registrata dai consumi nel settore termoelettrico, mentre le quotazioni al PSV rimangono stabili sul valore

massimo dell'ultimo biennio e superiori di circa 9 €/MWh ai principali riferimenti europei.

Segnali di prezzo analoghi emergono sui mercati spot del gas naturale gestiti dal GME, la cui liquidità appare tuttavia ancora ridotta. In piena operatività si conferma invece il comparto royalties, che evidenzia per l'inizio del nuovo anno una sostanziale stabilità delle quotazioni sui livelli attuali.

A novembre la domanda di gas si è attestata a 7.568 milioni di mc, valore che esprime un aumento fisiologico rispetto ai livelli eccezionalmente bassi di ottobre, confermando

d'altro canto la ribassista dinamica tendenziale (-3%), riconducibile prevalentemente alla decisa flessione dei consumi termoelettrici (-11%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
<b>Domanda</b>	<b>7.568</b>	<b>-3%</b>
Impianti di Distribuzione	3.886	+2%
Consumi Termoelettrici	2.162	-11%
Consumi Industriali	1.213	-1%
Rete terzi e consumi di sistema	307	+5%
<b>Offerta</b>	<b>7.568</b>	<b>-3%</b>
Import	5.610	-17%
Produzione Nazionale	687	+5%
Sistemi di stoccaggio	1.271	+289%

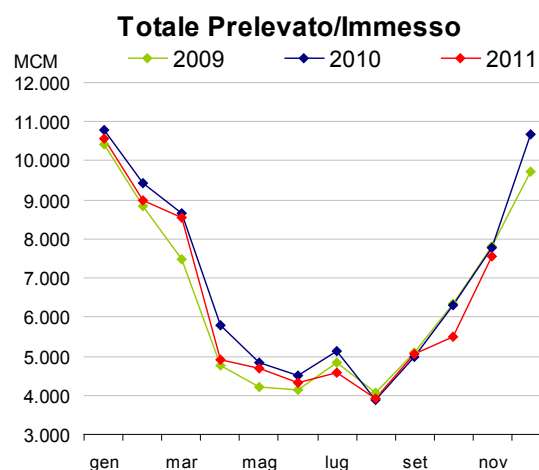
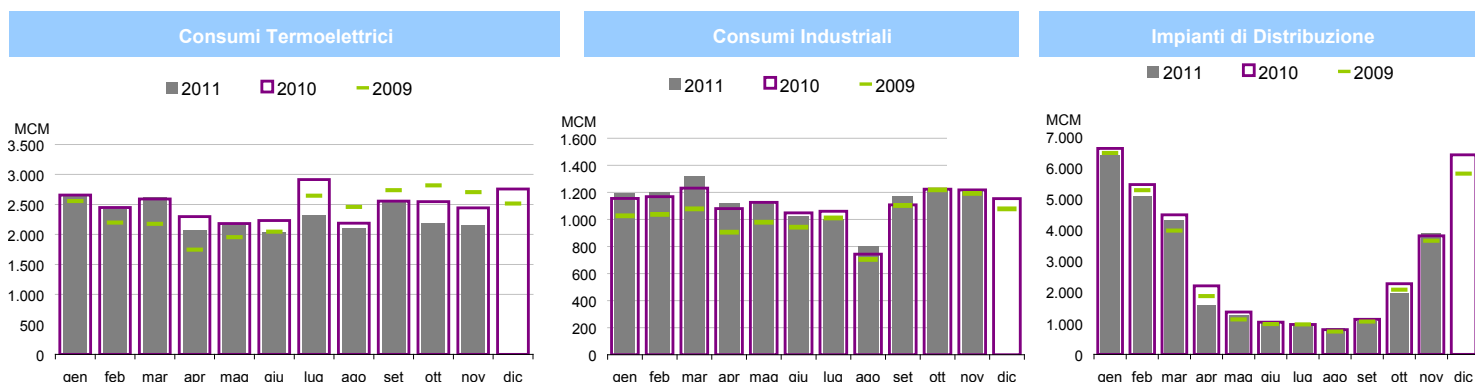


Gráfico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



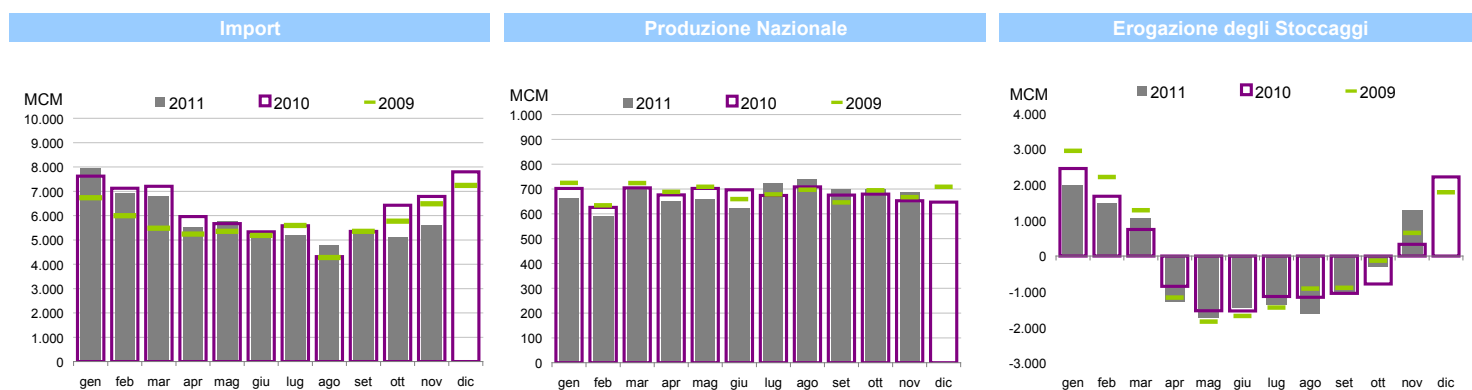
(continua)

Il calo della domanda appare interamente assorbito dalle importazioni, risultate nel mese di novembre in diminuzione tendenziale del 17%, mentre nessuna variazione di rilievo si osserva sulla limitata produzione nazionale (+5%). La riduzione dell'import si concentra sul gas proveniente dall'Algeria (Mazara del Vallo -44%)

e dalla Libia (Gela -51%), pur essendo quest'ultimo in graduale ripresa dopo l'interruzione legata alla guerra libica. La debolezza della domanda mantiene peraltro elevato il ricorso allo stoccaggio gestito da Stogit, che nel mese di novembre ha superato di poco i 9.500 milioni di mc, valore pari al 95% dello spazio conferito.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

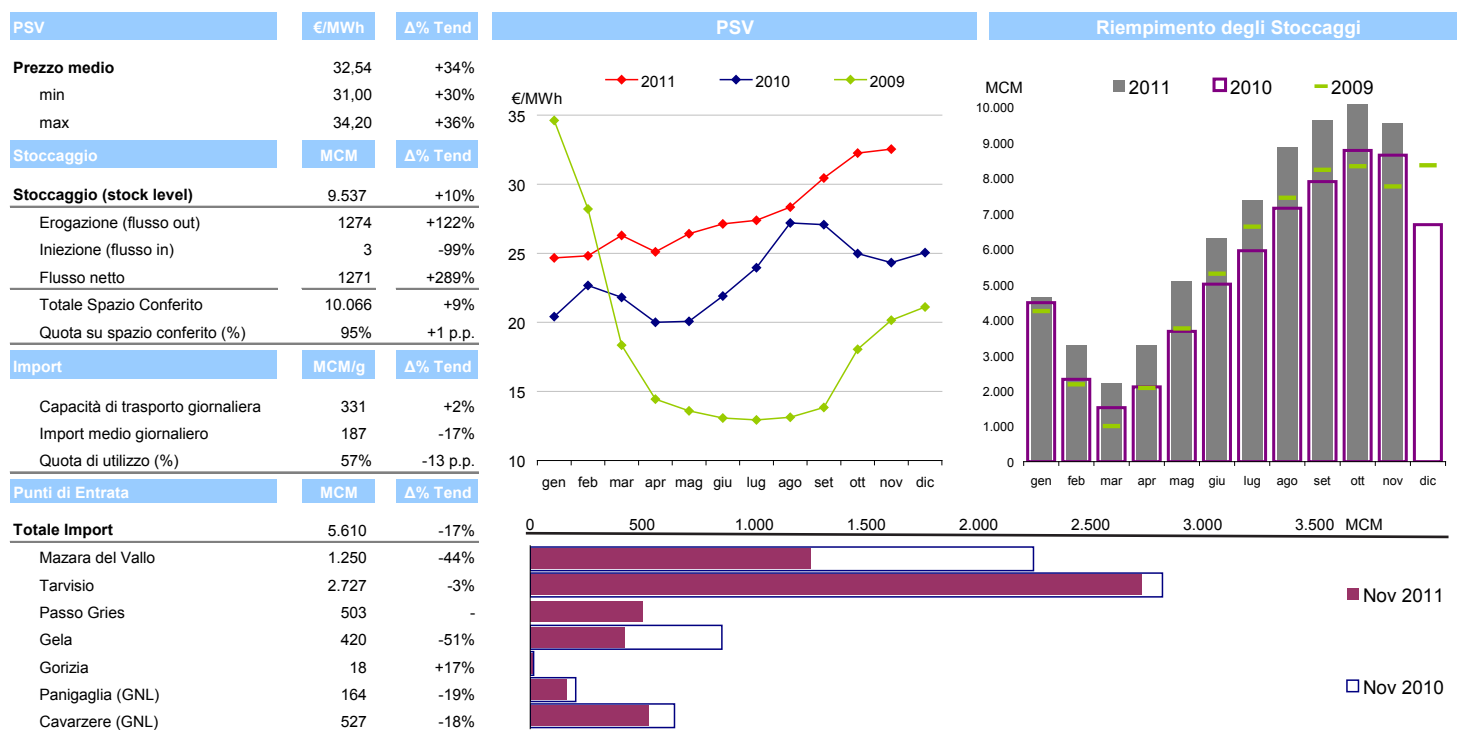


In termini di prezzo, la tendenza fortemente rialzista osservata da maggio al Punto di Scambio Virtuale (PSV) subisce un lieve rallentamento. Il riferimento italiano si mantiene così a 32,54 €/MWh, comunque valore massimo

dell'ultimo biennio (+34% rispetto al 2010), confermandosi il più elevato nel panorama europeo, dove le quotazioni ai principali hub appaiono allineate sui 23/24 €/MWh.

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

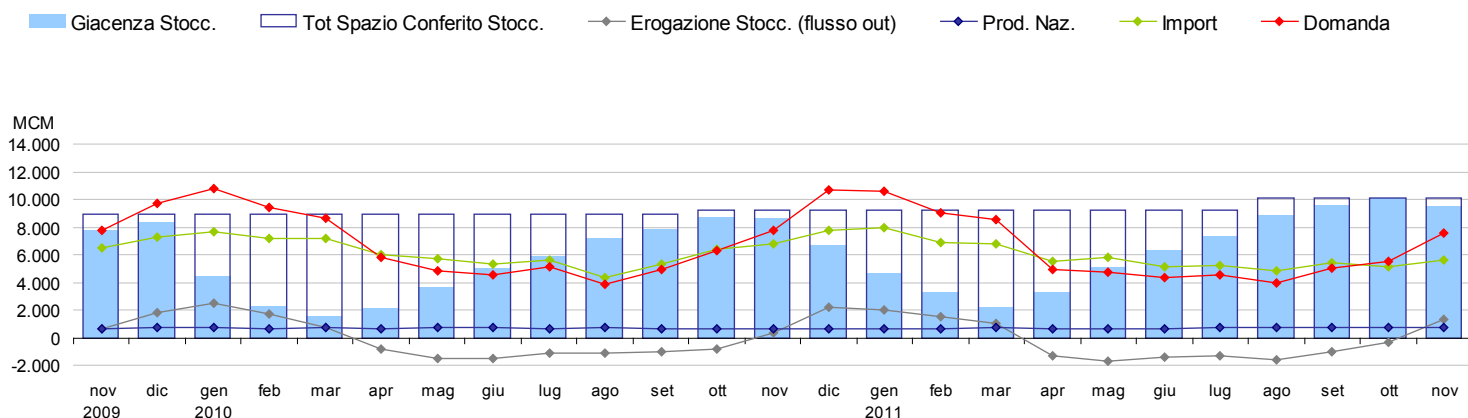
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Segnali di prezzo analoghi a quelli del PSV si riscontrano sui mercati del gas spot gestiti dal GME, ancora tuttavia poco liquidi, dove risultano scambiati 0,46 milioni di mc ad un valore medio di 32,61 €/MWh. Di contro, come consuetudine, decisamente

più consistenti appaiono i volumi circolati sul comparto royalties, che registrano transazioni per 41 milioni di mc, relative al prodotto di gennaio 2012, quotato ai livelli attuali di prezzo.

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	32,61	+4,7%	1,46%	-	-	-
	c€/Gj	905,90	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	33,36	-	-	34,06	32,61	-
	c€/Gj	926,53	-	-	946,22	905,75	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	32,54	+0,9%	2,4%	-	-	-
	c€/Gj	903,85	-	-	-	-	-

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

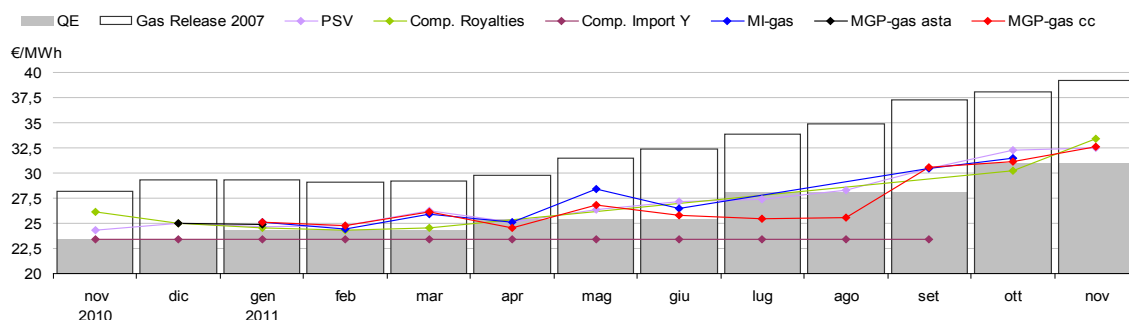


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

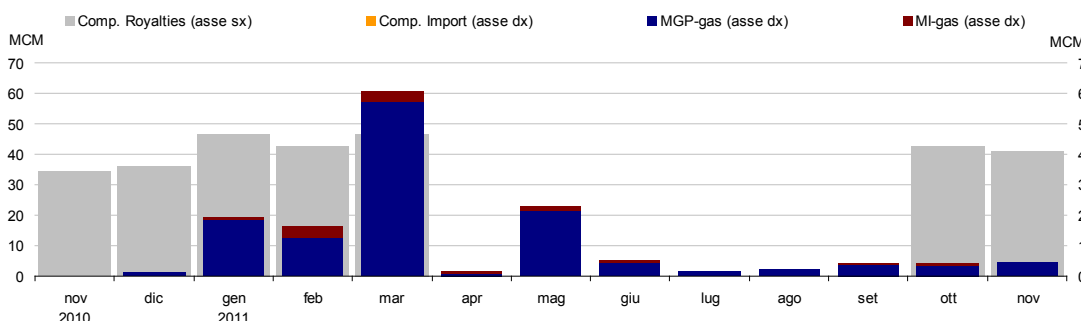
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	0	0	0
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	0,46	+40,0%	-	-	0,46	1	1	5
	MWh	5.040	-	-	-	5.040	-	-	-
MI-gas	MCM	-	-	-	-	-	0	0	0
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	41,05	-	48	-	-	-	-	-
	Gj	1.617.300	-	1.898.986	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

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

Fonte: dati GME, SRG



## GME NEWS: AVVIO DELLA NUOVA PIATTAFORMA PB-GAS

Il 1° dicembre 2011 il Gestore dei mercati energetici S.p.A. ha avviato la piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS). Il bilanciamento è la funzione essenziale del sistema gas e consiste nel garantire l'equilibrio tra quantità di gas che entra nella rete nazionale e quella riconsegnata alle utenze. Con il nuovo sistema, il gas necessario a bilanciare la rete viene offerto in vendita/acquisto sulla PB-GAS da tutti gli utenti abilitati, con Snam Rete Gas nel ruolo di controparte centrale. L'incontro tra domanda e offerta consente quindi l'emergere di un valore di mercato/prezzo per le risorse necessarie al bilanciamento. A partire dal prossimo mese, quindi, la sezione Mercato Gas Italia della Newsletter del GME sarà arricchita con informazioni e dati di sintesi inerenti la nuova piattaforma, che saranno a disposizione di tutti i lettori, per l'analisi dell'andamento delle contrattazioni sulla PB-GAS; tra questi: livello e volatilità dei prezzi di equilibrio; volumi offerti e scambiati; numerosità e quote di mercato anonime degli operatori; indice di operatore marginale; elasticità al margine della curva di offerta/domanda.



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A novembre le quotazioni europee dei combustibili permangono solidamente sui livelli massimi dell'ultimo triennio, sostenute anche da dinamiche congiunturali lievemente rialziste. In merito, l'unica eccezione si rileva sul mercato del carbone, dove il prezzo risulta in calo al minimo valore annuo. Anche le borse elettriche registrano una moderata ripresa delle quotazioni rispetto ai livelli di

ottobre, incorporando in parte il progressivo aumento dei costi di generazione, in parte lo stagionale incremento della domanda legato all'ingresso nella stagione fredda. Sfuggono a questa tendenza generale i paesi dell'area mediterranea, dove il prezzo si mantiene stabile, come nel caso dell'Italia, o in significativa diminuzione, come nel caso della Spagna.

Nel mese di novembre il Brent consolida la fase di ridotta volatilità in atto da maggio, evidenziando un lieve incremento congiunturale a 110,7 \$/bbl (+1,1%), valore ancora decisamente superiore al 2010 (+29,7%). Il piccolo ritocco verso l'alto mostrato dal petrolio quotato in Europa e la più consistente ripresa del WTI statunitense non hanno tuttavia influenzato le aspettative dei mercati a termine, proiettate verso una riduzione moderata e progressiva del prezzo dei greggi.

Secondo consuetudine, andamenti analoghi a quelli della commodity di riferimento si registrano sulle quotazioni del gasolio e dell'olio combustibile, attestate rispettivamente a 973 \$/MT e a 662 \$/MT.

In chiara controtendenza appaiono invece le dinamiche emerse sul mercato continentale del carbone, dove, alla

seconda diminuzione consecutiva, il prezzo scende al minimo valore annuo di 114,6 \$/MT (-2,6% rispetto a ottobre), replicando la curva del riferimento sudafricano ed intensificando la propensione al ribasso evidenziata nel secondo semestre dell'anno in corso. In conseguenza di questa diminuzione, si riduce fortemente anche il margine rispetto ai valori del 2010 (+7,0%), destinato ad assottigliarsi ulteriormente nel mese di dicembre, in base a quanto segnalato dalle quotazioni futures.

Nessun effetto significativo si riscontra peraltro sulle variazioni dei combustibili convertiti in euro, avendo mostrato il tasso di cambio \$/€ solo modeste oscillazioni attorno all'analogo valore di ottobre e di un anno fa (1,36 \$/€; rispettivamente -1,3% e -0,6%)

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Nov 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Dic 11	Gen 12	Feb 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,36	-1,3%	-0,6%	1,39	1,34 ▼	1,34 ▼	1,34 -	1,35 ▼
Brent	\$/bbl	110,7	+1,1%	+29,7%	110,3	106,1 ▼	105,5 ▼	105,0 -	103,6 ▼
FOB	€/bbl	81,7	+2,4%	+30,5%	79,6	79,0 ▲	78,5 ▲	78,1 -	76,7 ▲
Fuel Oil	\$/MT	662,2	+3,0%	+37,6%	652,0	629,8 ▼	628,5 ▼	626,0 -	618,0 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	488,6	+4,4%	+38,5%	470,7	469,1 ▲	467,9 ▲	465,8 -	457,4 ▲
Gasoil	\$/MT	973,5	+4,1%	+35,1%	949,8	933,2 ▼	925,7 ▼	920,3 -	912,6 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	718,3	+5,5%	+35,9%	685,7	695,2 ▲	689,2 ▲	684,8 -	675,4 ▲
Coal	\$/MT	114,6	-2,6%	+7,0%	118,0	109,8 ▼	109,9 ▼	111,7 -	112,8 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	84,5	-1,3%	+7,7%	85,2	81,8 ▼	81,8 ▼	83,1 -	83,5 ▼

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

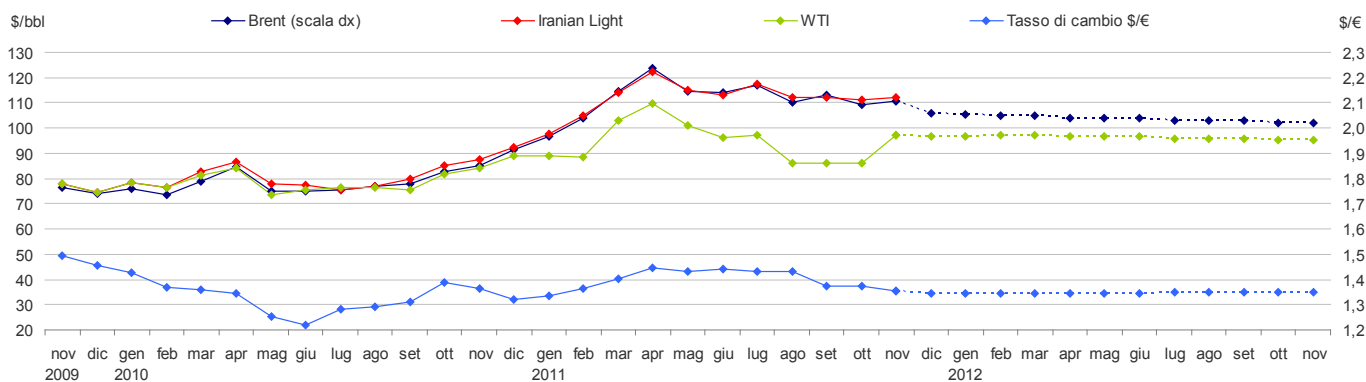


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

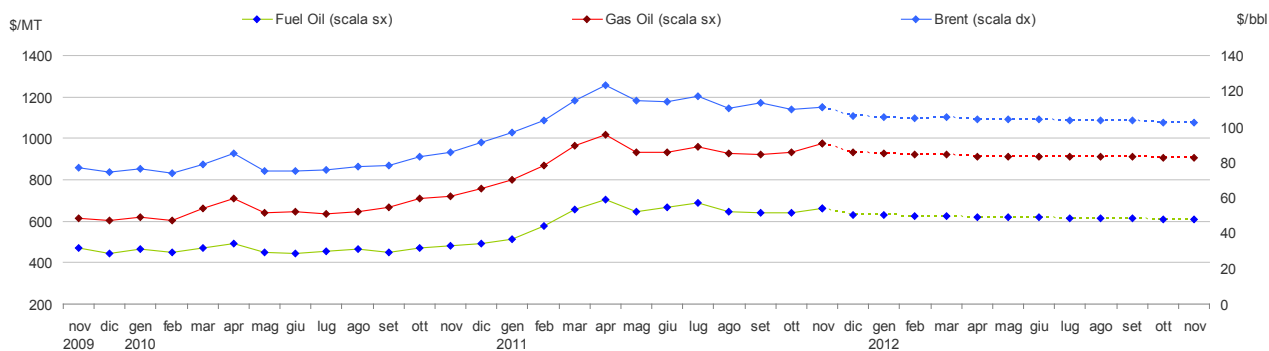
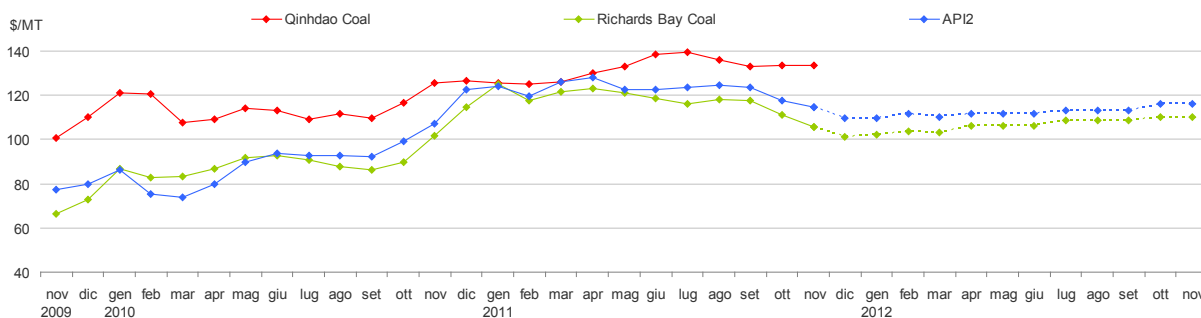


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

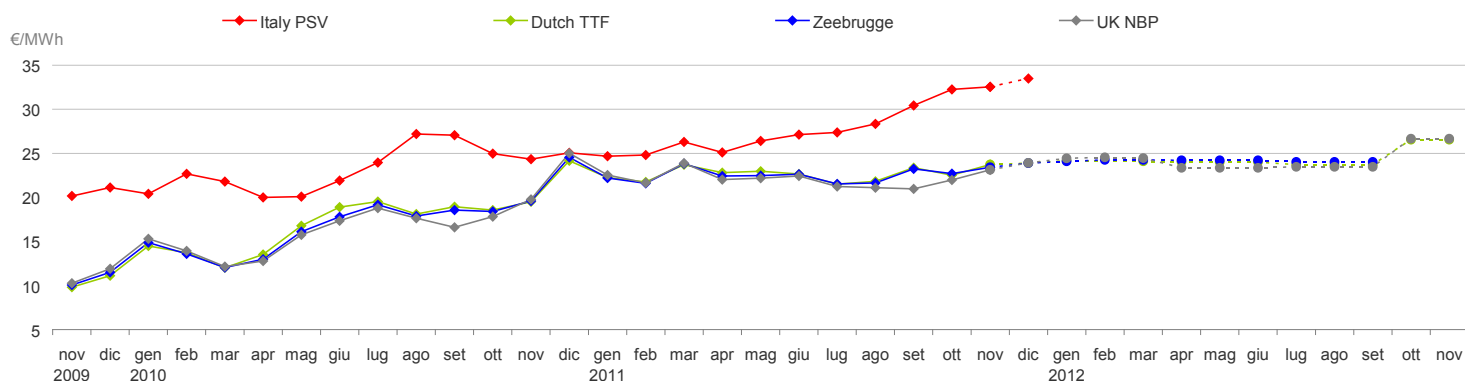
Al pari dei mercati petroliferi, anche le indicazioni provenienti dai principali hub continentali del gas segnalano a novembre una lieve ripresa delle quotazioni, convergenti sui 23/24 €/MWh nell'area centro-nord europea (+3/5% su base mensile) e attestate a 32,54 €/MWh in Italia, dove il prezzo rimane circa 9 €/MWh più elevato che nel resto d'Europa. La crescita, ancor più

marcata su base annua (+34% per il riferimento mediterraneo, +17/22% per le altre borse), sembra proseguire ininterrotta sia nei primi mesi del 2012, sia, ulteriormente rinvigorita, nel prossimo anno termico, presumibilmente supportata dalle aspettative di rafforzamento della domanda di gas create dalla strategia di progressivo abbandono della tecnologia nucleare.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)						
GAS	Area	Nov 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Dic 11	Gen 12	Feb 12	Gas Year 12			
PSV DA	Italia	32,54	+0,9%	+33,7%	33,30	33,50	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	23,74	+5,4%	+21,8%	25,40	23,90	-	24,15	-	-	-	25,80
Zeebrugge	Belgio	23,43	+3,2%	+19,6%	25,08	23,90	▼	24,10	-	24,24	-	26,30
UK NBP	Regno Unito	23,12	+5,2%	+16,9%	24,92	23,92	-	24,44	-	24,55	-	26,20



Fonte: Thomson-Reuters

In linea con quanto osservato sui mercati dei combustibili, sulle principali borse elettriche le quotazioni mostrano dinamiche congiunturali rialziste, che, da un lato, consolidano i segnali di crescita registrati nel secondo semestre in Europa centrale (55/56 €/MWh, +6/7%), dall'altro, arrestano il ripido trend calante in atto da aprile nell'area scandinava (41,18 €/MWh, +47,3%). D'altro canto, livelli di prezzo più elevati si rilevano in Italia, dove le quotazioni si confermano sui 78 €/MWh, e sul riferimento svizzero, che sale sui 67 €/MWh (+21,0%), in virtù del tipico andamento stagionale che lo vuole ancorato alle quotazioni italiane. In questo contesto, l'unica eccezione emerge sul listino spagnolo, il cui prezzo scende a 48 €/MWh (-15,8%), invertendo la tendenza positiva seguita nel

corso dell'intero 2011. Più omogenea appare la situazione su base tendenziale, rispetto alla quale tutti i mercati elettrici evidenziano una crescita dei prezzi (+10/28%), riconducibile prevalentemente alla significativa ripresa dei costi di generazione.

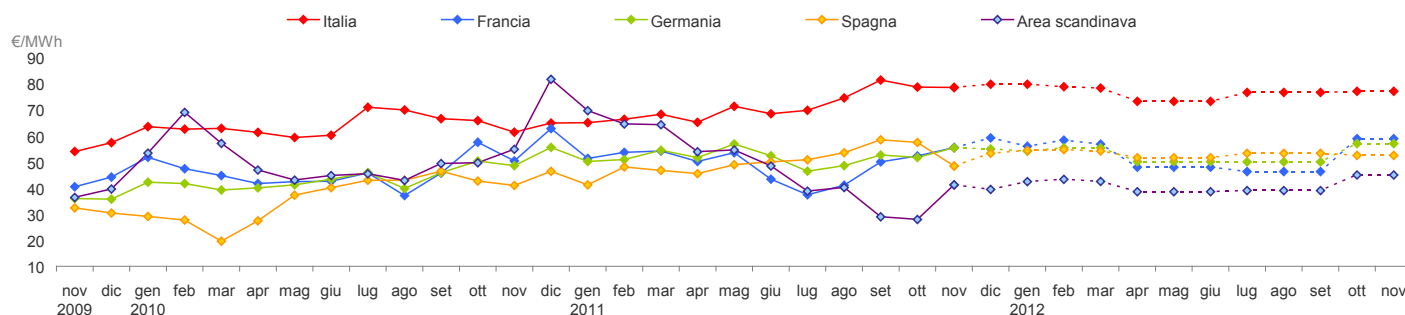
In chiave prospettica le curve a termine per il 2012 segnalano per l'Italia una sostanziale stabilità delle quotazioni sui livelli attuali, con piccole oscillazioni dovute principalmente a fenomeni di carattere stagionale. L'impatto di questi ultimi risulta ancor più evidente sulle quotazioni 2012 di Francia e Germania, accomunate dalla vistosa rampa invernale, originata dall'aumento dei consumi elettrici transalpini e 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	Nov 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Dic 11	Gen 12	Feb 12	Calendar
Italia	78,47	-0,2%	+27,8%	80,00	79,75 ▼	79,75 ▼	78,75 -	76,25 ▲
Francia	55,46	+6,2%	+10,2%	60,19	59,15 ▼	55,95 ▼	58,32 -	52,48 ▼
Germania	55,36	+7,2%	+14,1%	51,24	54,99 ▼	54,07 ▼	55,41 -	53,11 ▼
Svizzera	67,21	+21,0%	+19,8%	-	-	-	-	-
Austria	55,79	+7,0%	+12,2%	-	-	-	-	-
Spagna	48,38	-15,8%	+18,2%	58,63	53,25 ▼	54,40 ▼	54,65 -	52,88 ▼
Regno Unito	47,14	+1,3%	-0,1%	51,18	49,32 ▼	49,45 ▼	48,38 -	-
Area scandinava	41,18	+47,3%	-24,8%	43,50	39,45 ▼	42,45 ▼	43,30 -	41,30 ▼



Fonte: Thomson-Reuters

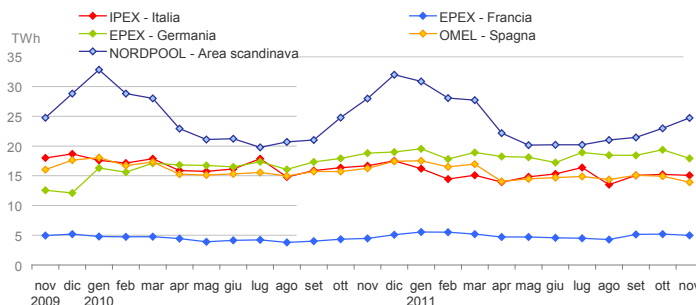
In riferimento ai volumi negoziati, anche a novembre non accennano ad arrestarsi le dinamiche ribassiste osservate nel corso di tutto il 2011 sulle borse elettriche spot. Il calo

generalizzato (-9/-14%), appare più contenuto su Epex-Germania (-4,8%), confermandosi NordPool l'exchange più capiente, in virtù dei suoi 24,7 TWh.

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Nov 11	Diff M-12(%)
Italia	15,1	-9,6%
Francia	5,0	+11,6%
Germania	17,9	-4,8%
Svizzera	1,1	+35,2%
Austria	0,7	+5,6%
Spagna	13,9	-14,4%
Regno Unito	1,9	-2,3%
Area scandinava	24,7	-11,6%



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 86.458 TEE nel mese di novembre, in aumento rispetto ai 71.913 TEE scambiati ad ottobre.

Dei 86.458 TEE sono stati scambiati 39.752 di Tipo I e 28.034 di tipo II e 18.672 di tipo III.

Prezzi medi in aumento rispetto a quelli del mese precedente

(0,55 % per la Tipologia I e 0,55 % per la Tipologia II, 0,32% per la tipologia III).

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 106,31€ (rispetto a 105,73 € di ottobre), i titoli di tipo II ad una media di 106,33 € (rispetto a € 105,75 di ottobre) e i titoli di tipo III ad una media di 106,18 € (rispetto a 105,84 € di ottobre).

I titoli emessi dall'inizio del meccanismo sono pari a 11.107.022.

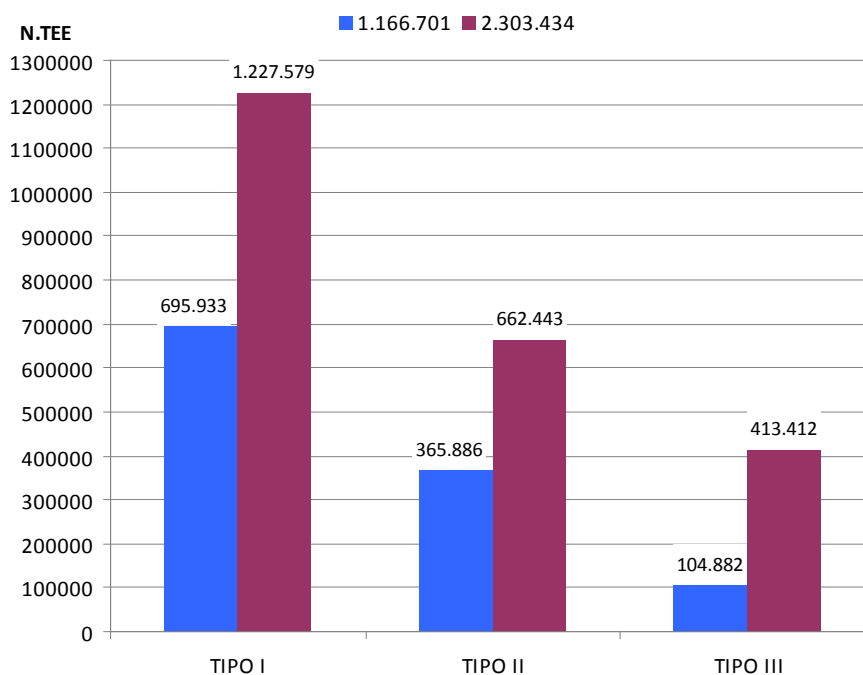
TEE, risultati del mercato del GME - novembre 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	39.752	28.034	18.672
Controvalore (€)	€ 4.225.933	€ 2.980.750	€ 1.982.686
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 105,00	€ 105,00	€ 105,90
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 107,00	€ 107,00	€ 107,10
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 106,31	€ 106,33	€ 106,18

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 30 novembre 2011

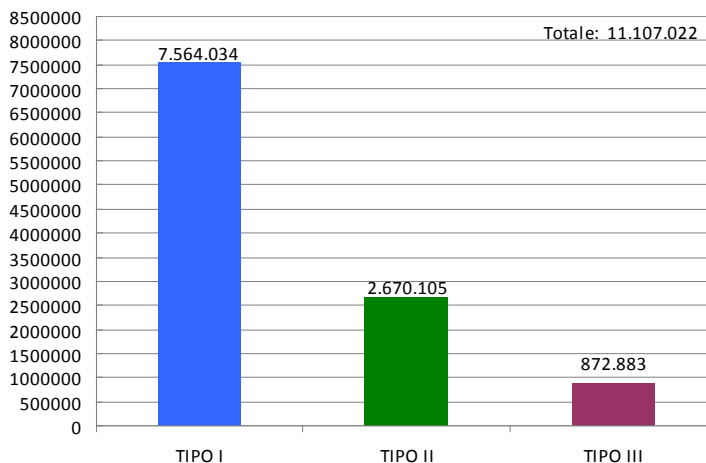
Fonte: GME



(continua)

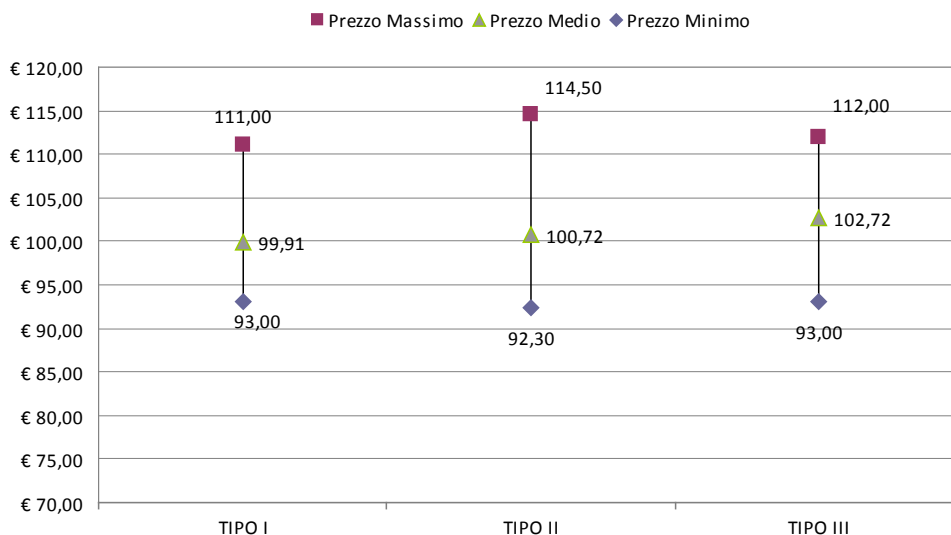
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine novembre 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



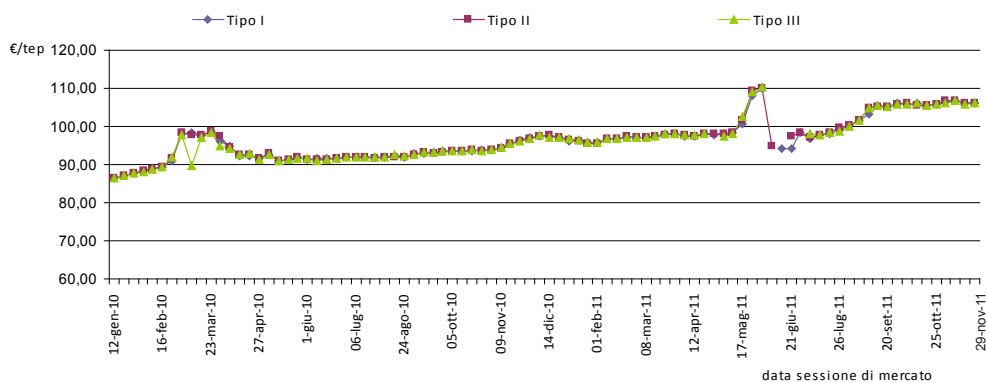
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 30 novembre 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME





# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di novembre sono stati scambiati 524.194 CV, in aumento rispetto ai 391.936 CV negoziati nel mese di ottobre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 502.183, in aumento rispetto ai 384.254 CV\_2011 di ottobre e dei CV con anno di riferimento 2010\_TRL con una quantità pari a 15.280, in crescita rispetto ai 5.889 CV\_2010\_TRL scambiati il mese scorso.

Il volume delle transazioni si è poi distribuito, sui CV\_2010 e sui CV\_2009, con una quantità rispettivamente pari a 5.720 e a 597 Certificati (1.643 CV\_2010 e 150 CV\_2009 gli scambi nel mese di ottobre) e infine sui CV\_2009\_TRL con 414 titoli.

In riferimento ai prezzi medi, si registra una diminuzione, rispetto al mese di ottobre, per tutte le tipologie di CV, tranne che per la tipologia CV\_2009\_TRL per la quale non è possibile effettuare il confronto e il cui prezzo medio è stato pari a 80,50 €/MWh.

Nell'ordine seguono i CV\_2010\_TRL con un decremento, in termini assoluti, pari a 0,70 €/MWh, e i CV\_2010 in diminuzione di 0,12 €/MWh. A seguire, i CV\_2009 e i CV\_2011 con un ribasso del prezzo medio pari, rispettivamente a 0,06 €/MWh e a 0,05 €/MWh.

Più in dettaglio, nel mese di novembre, il prezzo dei CV con anno di riferimento 2009 è stato pari a 85,61 €/MWh, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di 85,56 €/MWh, il prezzo dei CV con anno di riferimento 2009\_TRL è stato pari a 80,50 €/MWh, dei CV\_2011 è stato pari a 80,46 €/MWh ed infine, dei CV con anno di riferimento 2010\_TRL è stato pari a 80,41 €/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 novembre 2011

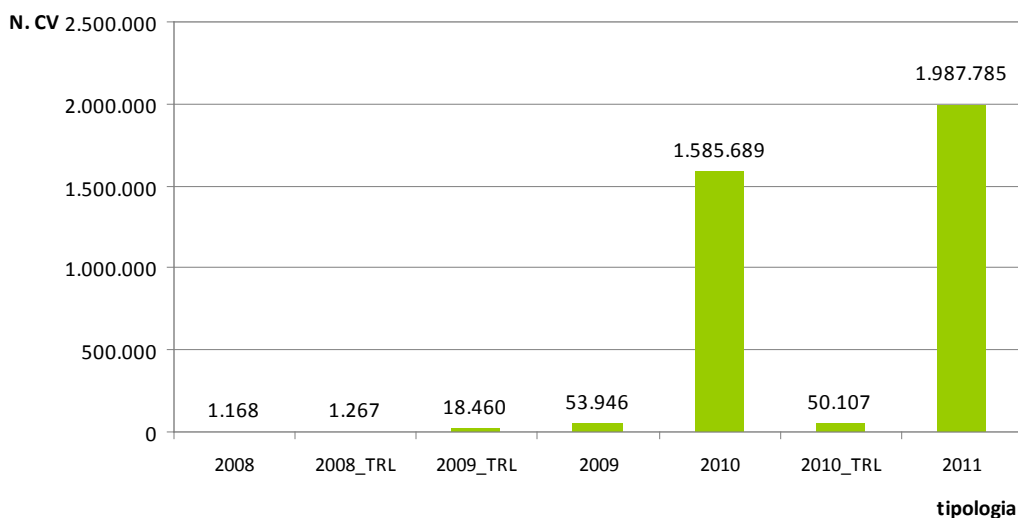
Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2009	2009_TRL	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	597	414	5.720	15.280	502.183
Valore totale (€)	€ 51.108,35	€ 33.327,00	€ 489.400,09	€ 1.228.703,85	€ 40.405.795,74
Prezzo minimo (€/CV)	€ 84,30	€ 80,50	€ 82,90	€ 80,00	€ 79,96
Prezzo massimo (€/CV)	€ 86,00	€ 80,50	€ 87,00	€ 80,95	€ 81,50
Prezzo medio (€/CV)	€ 85,61	€ 80,50	€ 85,56	€ 80,41	€ 80,46

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

Fonte: GME

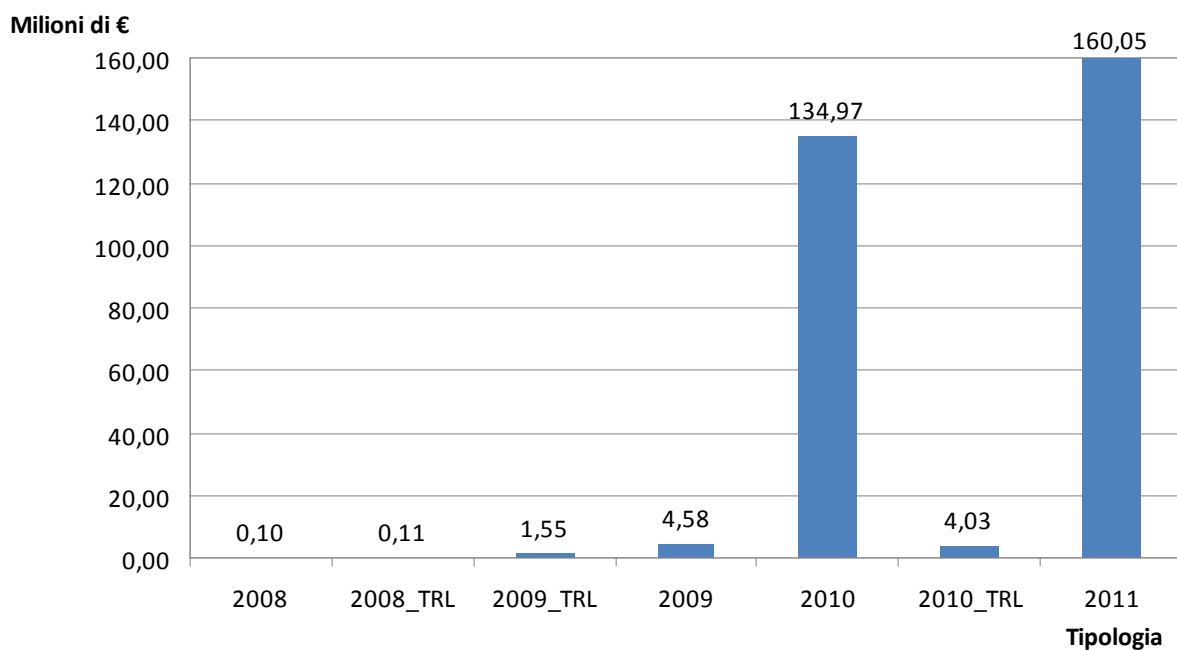
Totale CV: 3.698.422



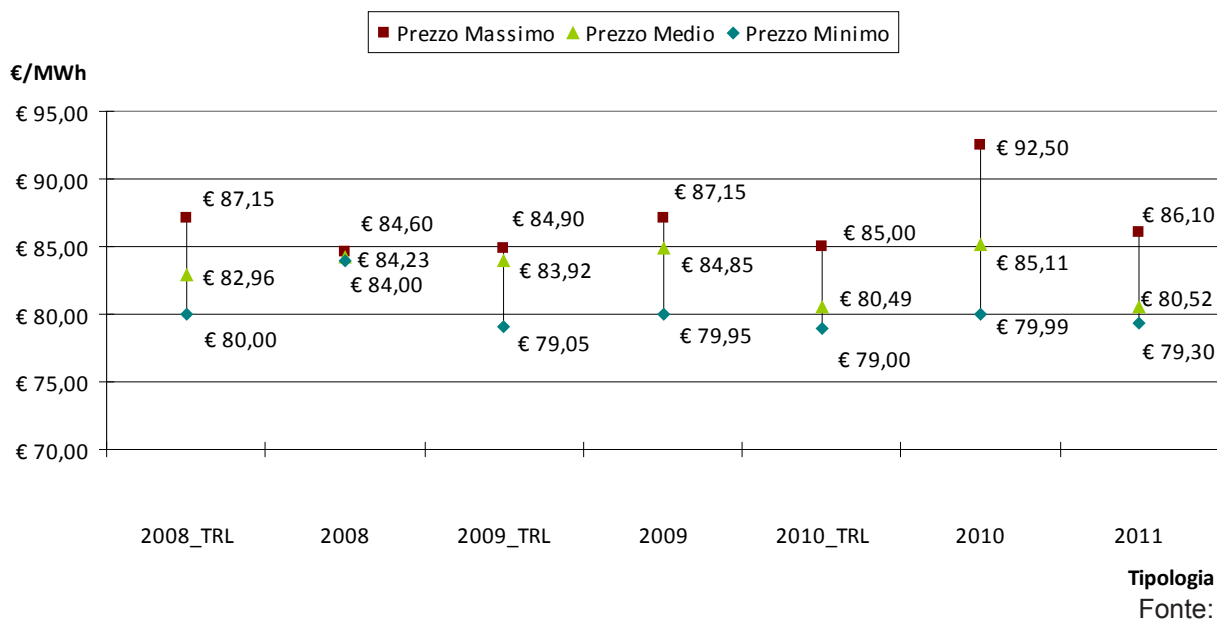
(continua)

CV, controvalore delle transazioni (sessioni dal 1 gennaio al 30 novembre 2011). Milioni di €

Fonte: GME



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



Fonte: GME

# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel corso del mese di novembre sono state scambiate sulle piattaforme europee 831,9 milioni di EUAs, in aumento rispetto al mese precedente (451,5 milioni di EUA a settembre - fonte Point Carbon).

Si è aperta il 28 novembre - a Durban in Sudafrica - e si chiuderà il 9 dicembre la 17° Conferenza delle Parti (COP17) della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC o FCCC). Molte le proposte in evidenza, prima fra tutte, e di difficile realizzazione in tempi di crisi, l'istituzione di un fondo per sviluppare investimenti a favore dell'abbattimento delle emissioni nei paesi emergenti.

All'apertura dei lavori, il Canada, attraverso il suo portavoce il ministro dell'Ambiente, Peter Kent, ha comunicato la rinuncia della propria Nazione alla sottoscrizione della seconda fase del protocollo di Kyoto. Tuttavia, la Commissaria europea al clima, Connie Hedegaard, nell'approssimarsi della scadenza del primo periodo di applicazione del Protocollo di Kyoto, nel 2013, auspica l'ingresso fra i Paesi promotori, di Stati Uniti e Cina. L'adesione al Protocollo di questi due Paesi rappresenterebbe un forte impulso alla soluzione del problema del surriscaldamento della terra fissato, secondo il Protocollo, a 2 gradi centigradi (0,8 gradi centigradi nell'era

pre-industriale).

Prosegue, infine, la Road Map della Commissione Europea, comunicata a settembre, con l'allocazione presso la BEI di 300 milioni di quote di emissione e la pubblicazione dell'annuncio relativo alla tempistica del processo di transizione al Registro Unico dell'Unione Europea, che riunirà tutti i Registri nazionali delle Unità di Emissione.

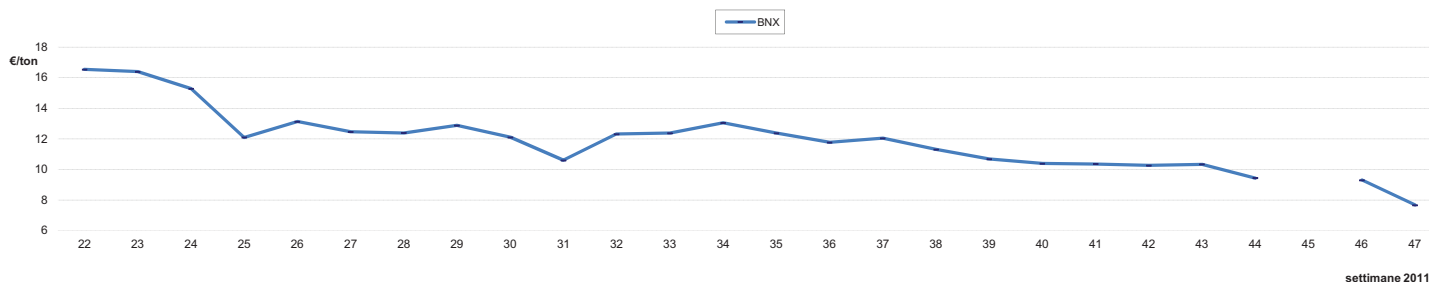
La Commissione, in seguito alle consultazioni avute con gli Stati Membri, ha deciso, infatti, di attivare il Registro unico in due fasi: una prima fase riguarderà gli operatori dell'aviazione, ai quali sarà consentito aprire un conto e ricevere le specifiche quote, gratuite, allocate entro Febbraio 2012. La seconda e ultima fase prevista entro il mese di Giugno 2012 comporterà il completamento della transizione, con il trasferimento presso il Registro Unico di tutte le quote degli altri operatori e dei trader.

Nel mese di novembre, sul mercato a pronti gestito da Bluenext, al netto del periodo di chiusura dovuta all'aggiornamento del sistema informatico, i prezzi settimanali, variano da 9,44 €/tonn a inizio mese a 7,68 €/tonn verso la fine (10,27 €/tonn a 10,69 €/tonn ad ottobre).

L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# Mercato europeo delle unità di emissione

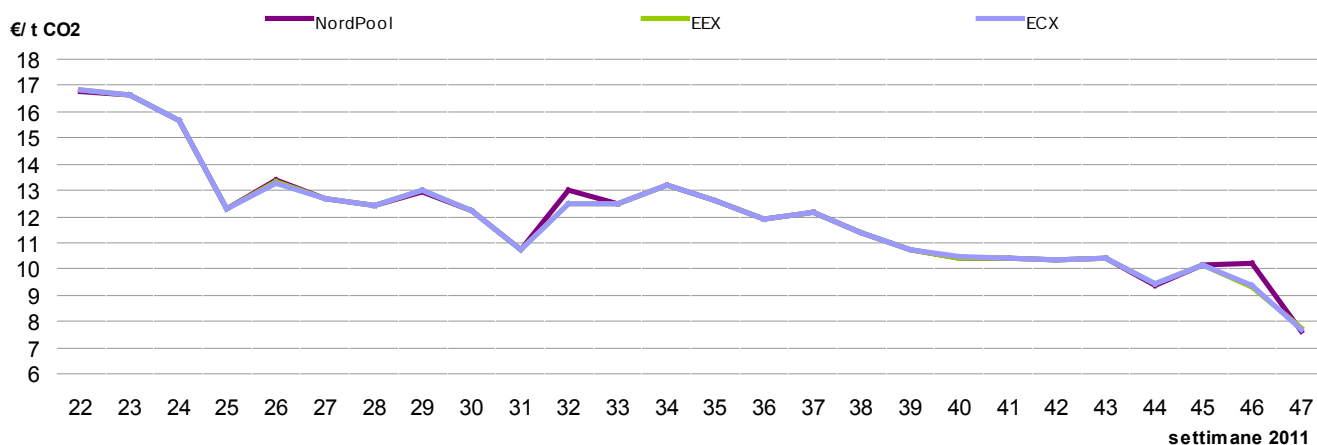
(continua)

Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi risulta in diminuzione. In relazione all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2011 (ICE ECX), si rileva una variazione

settlement price fra 7,71 €/tonn a 10,12 €/tonn (10,72 €/tonn a 10,02 €/tonn lo scorso mese). Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2011-2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



## ENERGIA: SICUREZZA ED ECONOMICITÀ

Intervista al Prof. Pippo Ranci

(continua dalla prima)

degli investimenti nelle reti non può essere riservata alle imprese visto che vengono finanziati attraverso tariffe amministrative e spesso maggiorate a scopo di incentivazione: le istituzioni pubbliche dovranno acquisire le informazioni e sviluppare una capacità di valutazione propria che richiede un rafforzamento degli uffici. L'entità dell'onere sui consumatori lo richiede.

Anche la borsa elettrica deve integrarsi con quelle del resto d'Europa. Tra loro le borse tedesca e francese già operano in forte coordinamento e mostrano prezzi molto simili. Ma a questo fine è necessario adeguare la normativa: accantonare definitivamente l'idea del pay-as-bid, avviare a graduale eliminazione il meccanismo di conguagli per mantenere il prezzo unico nazionale (che ormai, entrato in funzione il Sapei e avvicinandosi quindi i prezzi della zona Sardegna a quelle continentali, serve solo per la Sicilia fino all'entrata in funzione dell'elettrodotto nuovo), consentire prezzi negativi per l'energia elettrica, abbreviare i tempi di pagamento avvicinandoli a quelli in vigore nel resto d'Europa e riformare il mercato del bilanciamento in modo da consentirne l'integrazione.



**D. Le rinnovabili corrono, fotovoltaico in testa, e costeranno alla fine oltre 12 miliardi all'anno. Ce lo possiamo permettere?**

R. Le decisioni degli scorsi anni che determinano i costi di oggi e dei prossimi vent'anni sono state certamente incaute; vanno rispettate ma la disciplina deve essere corretta, come

si è cominciato a fare col quarto conto energia.

Non si tratta solo di ridurre l'incentivo ma di qualificarlo in modo da evitare di premiare le distese di pannelli su terreni agricoli pregiati o in posizione panoramica, ma promuovere simultaneamente l'aumento dell'efficienza energetica

dei moduli e il miglioramento del loro disegno che ne consenta l'integrazione nel paesaggio. Perché non pensare che anche in questa combinazione tra tecnologia ed estetica si possa sviluppare una filiera italiana capace di affermarsi all'estero? Il primo requisito, dal lato degli incentivi, è che la disciplina sia ben calcolata e poi tenuta ferma per un lungo periodo in modo da dare certezza agli investitori. Il contrario di quel che si è fatto recentemente.

La speranza per il futuro è riposta in due velocità: quella del progresso tecnico che si realizza nel mondo (la discesa del costo del kWh solare promette bene) e quella dell'applicazione delle innovazioni in Italia. Quest'ultima è parte essenziale di una strategia di Paese e naturalmente riguarda non solo gli aumenti di efficienza nella generazione ma anche e soprattutto negli usi. Fermo restando un doveroso sostegno

alla ricerca di base (guardiamo anche al futuro e non lasciamo che i giovani studiosi fuggano o si demoralizzino), è essenziale sostenere una diffusione ampia e rapida delle buone tecniche e delle buone pratiche. Qui occorre poca burocrazia di comitati e agenzie e molto spirito imprenditoriale, molta capacità di sperimentare meccanismi di diffusione e migliorarli continuamente sulla base dell'esperienza.

# Dinamica degli scenari energetici AIE tra tendenze di fondo e incertezze

di Alberto Clò - Rie

Il 2011 ha segnato un “punto di discontinuità” nel mondo dell’energia per il combinarsi dell’incidente alla centrale nucleare giapponese di Fukushima con il dilagare delle rivolte arabe e il riemergere dello spettro della recessione nei paesi occidentali che confermerebbe la profezia di un andamento a W delle economie nel post-crisi. Di questi tre eventi è molto difficile prevedere l’approdo finale. L’incertezza dominerà ancor più i mercati, mentre il rischio geopolitico nei traballanti regimi arabi – che lambiscono la stessa Arabia Saudita – va rallentando lo sviluppo degli investimenti necessari a fronteggiare una domanda che si prevede comunque in sensibile crescita. Gli ultimi eventi confermano che non vi è peggior errore nel mondo dell’energia che cedere al pensiero unico dominante e ai nuovi miti (dall’ormai defunta “rinascita nucleare” all’ossessione del prossimo peak-oil alle virtù salvifiche dello shale gas) salvo poi affannarsi a spiegare perché le cose sono andate diversamente. A dimostrazione del fatto che nel disegnare gli scenari vi è sempre una qualche variabile – a cominciare da quella dominante: la crescita economica – di cui non si è saputo o potuto tener correttamente conto. Basarvi le decisioni è inevitabile ma resta nondimeno rischioso se non, ironicamente, più importante di un tempo per le scelte aziendali; per le autorità che ne regolano i comportamenti; per le politiche pubbliche dei paesi consumatori o di quelli produttori; non ultimo, per gli investitori finanziari che sul gioco delle aspettative (spesso ben poco razionali) scommettono enormi cifre su contratti futures. I gravi “infortuni” del passato non attenuano quest’esigenza. Il celeberrimo best-seller “I limiti alla crescita” di Dennis Meadows, che nel 1972 profetizzava per l’umanità intera un “catastrofico imminente e inevitabile declino [...] ancor prima del 2000”, e di cui la prima crisi petrolifera pareva la controprova, è stato sonoramente smentito dall’aumento dal 1970 ad oggi di oltre il 200% del reddito mondiale, del 76% della popolazione, del 130% delle riserve di petrolio. A salvare il mondo dal catastrofismo – ieri indotto dai limiti delle risorse oggi da quelli ambientali – è stata e sarà la tecnologia, nelle sue imprevedibili e imprevisibili traiettorie, combinata alla capacità del capitalismo di trarne profitto in assetti istituzionali sempre più integrati e sempre più aperti al mercato. Più che l’esattezza numerica delle previsioni, sempre e comunque opinabili, preme comunque evidenziare le tendenze di fondo, i grandi numeri dei futuri scenari. Lo faremo prendendo a

riferimento il World Energy Outlook 2011 (WEO), da poco pubblicato dall’Agenzia Internazionale dell’Energia (AIE), che considera tre scenari globali relativi all’orizzonte 2009-2035: quello, definito “principale”, delle “Nuove Politiche” (in cui si ipotizza che i recenti impegni assunti dai governi e le relative politiche siano attuati moderatamente); quello inerziale delle “Politiche Attuali” (che assume l’assenza di modifiche rispetto alle politiche adottate a metà 2011); infine, lo “Scenario 450 ppm” che descrive il percorso idoneo a contenere l’aumento della temperatura media globale entro i due gradi Celsius<sup>1</sup>. Nel valutare l’attendibilità delle previsioni del rapporto dell’AIE bisogna tener conto, in primo luogo, della ristrettezza dell’orizzonte temporale a cui fanno riferimento: intorno ai 25 anni<sup>2</sup>. Un orizzonte, vale evidenziare, tutt’altro che lungo, ove si considerino i tempi tecnici ed autorizzativi degli investimenti; quelli della messa a punto e diffusione delle innovazioni tecnologiche; il vincolo della dimensione dello stock di capitale di produzione e di consumo. Migliorare, ad esempio, come si auspica, l’efficienza energetica delle autovetture, con tecnologie ibride o elettriche, è obiettivo molto più complesso e lento da conseguirsi con un parco come quello attuale superiore alle 700 milioni di auto rispetto alle 55 milioni che si contavano mezzo secolo fa. E ancor più lo sarà con le 1.200 milioni che si proiettano al 2030. Un orizzonte, in conclusione, tale da non poter incidere significativamente sulla situazione attuale o sulle tendenze in atto, come il passato insegna. I dati della Tabella 1 mostrano come la struttura per fonti dell’offerta/domanda di energia nei trascorsi quattro decenni (un arco di tempo superiore a quello su cui oggi si ragiona) sia rimasta sostanzialmente immutata, ove si prescindano dal parziale travaso dal petrolio al metano (sempre nella famiglia degli idrocarburi) e la (momentanea) penetrazione del nucleare. Tutto il contrario di quanto avrebbe fatto ritenere la retorica della diversificazione energetica che ha illusoriamente riempito migliaia di pagine di rapporti governativi, di piani energetici, di scenari previsivi. Il dato cruciale è invece che la quota delle fonti fossili si è erosa in 40 anni di appena 4,4 punti percentuali, quel che di per sé rende problematica o perlomeno coraggiosa la possibilità in 25 anni di ridurla in misura ancor maggiore, di 6,3 punti (74,7%) come atteso nello scenario “Nuove Politiche” o addirittura di 19,2 punti (61,8%) per conseguire l’obiettivo 450 ppm.



# Dinamica degli scenari energetici AIE tra tendenze di fondo e incertezze (continua)

Tab. 1 Struttura % della Domanda di Energia per Fonti (1971-2009)

Fonti	1971	1980	1990	2000	2009
Solidi	25,7	24,8	25,4	22,9	27,2
Petrolio	43,7	42,9	36,7	36,5	32,9
Gas naturale	16,0	17,1	19,0	20,8	20,9
Nucleare	0,5	2,6	6,0	6,7	5,8
Rinnovabili	14,1	12,6	12,8	13,1	13,2
<b>Totale</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>- Fonti Fossili</b>	<b>85,4</b>	<b>84,8</b>	<b>81,2</b>	<b>80,2</b>	<b>81,0</b>
<b>- Fonti Non': cggj]</b>	<b>14,6</b>	<b>15,2</b>	<b>18,8</b>	<b>19,8</b>	<b>19,€</b>

Fonte: elaborazioni RIE su dati AIE, World Energy Outlook, anni vari

Due le conclusioni che ci sembra dover trarre dal passato. Primo: le tendenze di lungo termine che guidano le dinamiche energetiche – reddito, popolazione, mobilità, urbanizzazione – manifestano un'intensità tale da non consentire una modifica strutturale dei sistemi energetici se non in lunghissimi orizzonti temporali. Se così è, e pensiamo lo sia, ne deriva che gli assetti energetici nel prossimo quarto di secolo, specie per quanto riguarda la struttura della domanda per fonti, possono dirsi sostanzialmente pre-determinati. Secondo: il confronto tra ieri e oggi, tra quello che è accaduto e quello si prevedeva accadesse, evidenzia una scarsa capacità – se non l'impossibilità – di capire il futuro. Troppe le incertezze. La moda degli scenari energetici – ha scritto Oliviero Bernardini<sup>3</sup> – si è diffusa proponendosi quasi come una scienza esatta. Ma il confronto tra le previsioni effettuate e i consuntivi evidenzia come gli scenari riflettono le ipotesi al contorno, pilotate poi dai preconcetti dei loro autori, più che gli algoritmi e le numerose equazioni 'esatte' di cui sono composti i modelli sottostanti". Ciò premesso, gli annuali scenari dell'Agenzia di Parigi rimangono comunque un'importante base di riflessione e di confronto. Di interesse risulta, in particolare, la loro evoluzione non tanto sul versante (esogeno) della domanda mondiale di energia – proiettata sempre e comunque in forte crescita: dai 12,1 miliardi tep del 2009 a un range di 14,8-18,3 nel 2035<sup>4</sup>, a seconda delle politiche che si adotteranno – quanto sul versante (endogeno) della struttura dell'offerta con cui farvi fronte. Se si confrontano gli Scenari di Riferimento proposti dall'AIE dal 2004 al 2011 emergono conclusioni drasticamente diverse sia per il petrolio che per il metano. In quello del 2004 si proiettava al 2030 una crescita del prezzo del petrolio dai correnti 38 dollari al barile a circa 50 dollari<sup>5</sup>, sotto la pressione di una crescita della sua domanda di oltre 40 milioni di barili/giorno per un volume complessivo di 121,3<sup>6</sup>. Da allora le

cose sono profondamente cambiate. Mentre le previsioni sui prezzi si sono avverate – anche se nel giro di poche settimane e non di un quarto di secolo – le sottostanti tendenze reali sono drasticamente mutate. L'ultimo WEO 2011 proietta, infatti, una domanda di petrolio sempre al 2030 di 96,9 milioni barili/giorno<sup>7</sup>: 24,4 milioni in meno di quella allora prevista, equivalente all'81% circa dell'attuale produzione OPEC e ad oltre 2 volte l'offerta corrente della Russia! Va da sé che l'avverarsi dell'uno o dell'altro scenario – che vede comunque il petrolio mantenere una posizione egemone nell'insieme delle fonti di energia – avrebbe impattato in modo completamente diverso sugli equilibri di mercato. Quel che tuttavia non emerge nel recente rapporto ove alla minor domanda attesa si associa un balzo dei suoi prezzi a livelli circa quattro volte superiori a quelli previsti nel 2004 (185 dollari/barile<sup>8</sup> contro 50) e in aumento del 70% sui valori attuali<sup>9</sup>. Niente affatto diverso è il caso del metano. Nel WEO2011 si conferma, infatti, anche se attenuata rispetto al rapporto speciale di giugno, la prospettiva di una sua futura golden age. Il terzo cambiamento in tre anni, dopo i sentimenti orientati all'ottimismo fino alla crisi del 2008 e quelli al pessimismo post-crisi. Vi sono molte buone ragioni per ritenere che il metano possa recuperare la centralità che si temeva persa: l'enorme e accresciuta base mineraria, con risorse recuperabili stimate pari a 250 anni l'attuale produzione; l'elevata sostenibilità ambientale rispetto alle altre fonti fossili; la funzione di back-up che può svolgere a supporto delle discontinue rinnovabili; le peggiorate prospettive del nucleare. Ma non è, tuttavia, il gioco delle elastiche previsioni che può decretarla, bensì il verificarsi delle condizioni politiche, regolatorie, economiche necessarie a tradurre le opportunità in realtà. Condizioni che non possono darsi per acquisite. Delle molte incognite che attraversano l'equazione metanifera, quella da cui partire è primariamente la domanda. La pur lenta ripresa

## Dinamica degli scenari energetici AIE tra tendenze di fondo e incertezze

(almeno sino a ieri) dell'economia occidentale e l'inarrestabile crescita di quella dei paesi emergenti hanno consentito un generalizzato recupero della domanda di metano dopo la caduta post-crisi. Le aree più dinamiche continuano ad essere nell'ordine Asia, Medio Oriente e Stati Uniti, mentre l'Europa resta anemica e sempre meno baricentrica nel contesto internazionale. Nel 1990 contava per la metà della domanda mondiale al di fuori del Nord America ed ex-Unione Sovietica; oggi per meno di un terzo. Il mercato europeo era il principale mercato mondiale del metano, seguito a distanza da quello giapponese. Oggi ne è una componente importante ma tutt'altro che determinante negli equilibri internazionali e soggetta ad ogni tensione che altrove si generi. Le ultime proiezioni dell'Agenzia di Parigi delineano una domanda mondiale di metano nel 2030 in crescita di circa 1.400 miliardi metri cubi rispetto ai livelli 2009, ma di ben 427 miliardi inferiori a quelli previsti nel 2004. Per l'Europa l'incremento atteso è di 129 miliardi, da 537 a 666, ma inferiore di 141 a quella profetizzata

prima della crisi, mentre gli scenari della Commissione di Bruxelles ne prefigurano addirittura un declino con le politiche correnti e, a maggior ragione, con nuove politiche pervase da ardore ambientalista<sup>10</sup>. Le conclusioni non sono di poco conto: se le previsioni di Parigi o ancor più quelle di Bruxelles si dovessero avverare, ne deriverebbe che l'attuale dotazione infrastrutturale nel metano – ampiamente inutilizzata – sarebbe in grado di soddisfare la futura domanda di metano in Europa. Investirvi massicciamente, come si auspica, presenterebbe di conseguenza non pochi elementi di rischiosità. Quel che forse è alla base della recente decisione di Bruxelles di destinare ampie risorse finanziarie alla realizzazione di infrastrutture di trasporto non sostenibili in una logica prettamente economica, quale quella dominante dopo i processi di liberalizzazione. L'ammissione, in sostanza, che il mercato non è in grado di per sé di provvedervi ed un silente ritorno al biasimato interventismo pubblico (ancorché comunitario).

Tab. 2 Andamento delle previsioni AIE sulla domanda di metano

Anno di previsione	Mondo	Europa	Nord America	Altre aree
	2030	2030	2030	2030
2004	4900	807	1100	2993
2005	4789	778	1039	2972
2006	4663	774	998	2891
2007	4779	771	994	3014
2008	4434	694	908	2832
2009	4313	651	892	2770
2010	4297	620	886	2791
2011 Special Report	4778	653	986	3139
2011 WEO	4473	666	928	2879
<b>Diff. Previsioni WEO2011-2004</b>	<b>-427</b>	<b>-141</b>	<b>-172</b>	<b>-114</b>
<b>Domanda 2009</b>	<b>3076</b>	<b>537</b>	<b>811</b>	<b>1728</b>
<b>Diff. previsione 2011- domanda 2009</b>	<b>1397</b>	<b>129</b>	<b>117</b>	<b>1151</b>

Fonte:elaborazione RIE su dati AIE, WEO anni vari

Nota: le previsioni sono al 2030 in quanto solo le edizioni 2010 e 2011 hanno esteso l'orizzonte al 2035.

Quanto alle peggiorate prospettive del nucleare, potrebbero rafforzare il profilo di crescita del gas ma in misura altamente incerta. Lo stesso Giappone, ad esempio, ha fortemente ridotto la produzione nucleare ma il suo traballante governo non ha annullato i suoi precedenti piani di sviluppo. Le cose non vanno meglio nel "Low Nuclear Case" inserito nel WEO2011, in cui vengono esaminate le possibili conseguenze sul mix di generazione elettrica

di una riduzione più consistente dell'apporto nucleare rispetto a quanto previsto nello Scenario di Riferimento. A trarne beneficio sarebbe infatti più il carbone del metano e rinnovabili.

Carbone che – in forza della ancora crescente domanda asiatica nella generazione elettrica - manterrà sostanzialmente intatta la sua posizione di seconda fonte consumata nel mondo dopo il petrolio e avanti al metano.

# Dinamica degli scenari energetici AIE tra tendenze di fondo e incertezze

Tab. 3 Struttura delle fonti impiegate nella generazione elettrica

Anni	Consuntivo	2010	Nuove Politiche 2011	Low Nuclear 2011
	2009	2035	2035	2035
<b>Carbone</b>	41	32	33	36
<b>Gas</b>	21	21	22	24
<b>Nucleare</b>	13	14	13	7
<b>Rinnovabili</b>	19	32	31	32

Fonte:elaborazioni RIE su dati AIE, WEO2010 e 2011

Due le conclusioni di maggior rilievo che riteniamo poter trarre dall'ultimo rapporto dell'Agenzia di Parigi. La prima, politicamente più rilevante, è il permanere di un'assoluta egemonia delle fonti fossili nonostante una loro (sperata) riduzione nell'insieme delle fonti dall'81% del 2009 al 75% circa del 2035 (scenario Nuove Politiche). Un'erosione di sei punti a vantaggio dell'insieme delle rinnovabili non sempre e comunque ambientalmente virtuose; ad un aumento di quattro punti percentuali di quelle "nuove" si aggiunge, infatti, un aumento di due punti tra idroelettrica e biomasse che provocano talora danni maggiori di quelli che si lamentano per le fonti fossili. La seconda conclusione è che il permanere dell'egemonia delle fonti fossili mal si concilia con la traiettoria di emissioni di CO2 che sarebbe necessaria a contenere entro i 2°C l'aumento di lungo termine della temperatura terrestre. Un importante quanto allarmante elemento di novità dell'ultima edizione del WEO sta nell'individuazione di una deadline o punto di non ritorno dei temuti cambiamenti climatici nell'anno 2017. "Se entro tale data – afferma l'Agenzia – non verrà implementata una nuova e decisa azione, le infrastrutture connesse al settore energetico esistenti in quel momento produrranno l'intero volume di emissioni di CO2 consentito nello Scenario 450 al 2035. In questa ipotesi, non rimarrebbe alcuno spazio di inserimento per centrali elettriche, stabilimenti industriali ed altre infrastrutture di nuova costruzione a meno che non siano a zero emissioni"<sup>11</sup>. Nell'impossibilità che ciò possa avvenire, data anche la perdurante crisi economica, non stupirebbe affatto

che la prossima edizione del WEO annunciassse l'avvenuta chiusura della porta dei 2°C. I commenti talora critici che abbiamo avanzato agli scenari dell'AIE non intendono, in alcun modo, sminuirne l'utilità. Ma semmai rammentarne la natura e la ragion d'essere. Il ricorso all'elaborazione degli scenari energetici può datarsi alla fine degli anni 1970 come base di riferimento delle strategie aziendali, segnatamente della Royal Dutch Shell che li teorizzò, di fronte all'esplosione delle crisi petrolifere e alla grande incertezza e turbolenza che ne sarebbero derivate nelle dinamiche dei mercati energetici. Nascono, quindi, come strumenti tipicamente aziendali con un duplice scopo. Primo: condividere all'interno dell'azienda i possibili futuri cambiamenti nell'ambiente esterno: isolando quelli ritenuti altamente probabili dagli altri relativamente più incerti. Secondo: modificare il tradizionale approccio alla 'pianificazione strategica' – basata sull'extrapolazione delle passate tendenze – introducendovi l'incertezza e rendendola non univocamente determinata ma adattabile al mutare delle circostanze esterne. Nonostante il termine 'scenario' non fosse inizialmente assimilabile a quello di 'previsione', ad esso si è preso a fare riferimento interpretandolo in tal senso, riguardo soprattutto la dinamica di lungo periodo dei livelli e struttura della domanda e dell'offerta. A questo mutamento terminologico – da previsioni a scenari – non ha corrisposto, tuttavia, come accaduto per le imprese, un diverso modo di costruire e intendere il futuro, a partire dagli elementi di incertezza che lo attraversano e che segneranno in modo imprescindibile il futuro energetico del mondo.

1 Per un'analisi dettagliata, pur se sintetica, del WEO 2011 si rimanda a AIE (2011), World Energy Outlook 2011: principali conclusioni, in "Energia", 4/2011, pp.2-9.

2 26 anni se si fa riferimento all'anno base del 2009; 24 se si parte dal 2011.

3 Oliviero Bernardini, Crisi vere e immaginarie negli scenari energetici e ambientali, Energia 3/2010, pp. 44-52.

4 16,961 mld. tep nello scenario Nuove Politiche; 18,302 mld. tep nello scenario Politiche Attuali; 14,87 mld. tep nello scenario 450 ppm.

5 Valori nominali, WEO 2004, Scenario di Riferimento.

6 Il dato relativo alla domanda primaria di petrolio include la voce bunkeraggi.

7 Il dato include i bunkeraggi. Se si includono anche i biofuels, la domanda mondiale di petrolio attesa al 2030 è di 100,5 mil. bbl./g. Tuttavia, la domanda di biofuel inizia ad essere espressa a partire dall'edizione 2008 del WEO.

8 Valori nominali al 2030, Scenario Nuove Politiche, WEO 2011; al 2035, il prezzo atteso in termini nominali è di 212 doll./bbl.

9 Si considera il valore medio del Brent di novembre 2011 pari a circa 111 doll./bbl.

10 Cfr. European Commission (2010), EU Energy trends to 2030, Directorate General for Energy, agosto, Bruxelles

11 Cfr. AIE (2011), op.cit., pp. 3-4

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera EEN 10/11** | “Verifica del conseguimento, da parte dei distributori obbligati per l’anno 2010, degli obiettivi specifici aggiornati di risparmio energetico e disposizioni alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico in materia di erogazione del contributo tariffario ai distributori risultati totalmente o parzialmente adempienti” | pubblicata il 3 novembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/010-11een.htm>

Nell’ambito del quadro regolatorio nazionale di riferimento per l’attuazione delle politiche di risparmio energetico, è prevista l’erogazione di un contributo unitario, espresso in €/tep, per ogni TEE utilizzato dai distributori obbligati a copertura dei costi sostenuti dai medesimi per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico posti a loro carico dai Decreti Ministeriali 20 luglio 2004, come successivamente aggiornati con il Decreto Ministeriale 21 Dicembre 2007 recante “Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l’incremento dell’efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili”.

In materia, l’AEEG, con propria deliberazione n. 219/04, ha previsto che il contributo tariffario di cui sopra venga erogato per ogni TEE (di tipo I, di tipo II e di tipo III) consegnato dal distributore obbligato, fino a concorrenza dell’obiettivo specifico in capo al medesimo distributore; inoltre, con medesimo provvedimento, il Regolatore ha stabilito che l’erogazione di tale contributo tariffario annuo venga effettuata dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, su specifica richiesta dell’AEEG.

Con riferimento al 2010, l’AEEG, con Deliberazione EEN 21/09 del 24 novembre 2009, ha determinato e pubblicato l’entità del contributo tariffario unitario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento dell’obiettivo specifico di risparmio energetico per l’anno 2010, ponendolo pari a 92,22 euro/tep risparmiata.

A completamento della procedura di riconoscimento, con il provvedimento in oggetto, l’AEEG ha deliberato di dare mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di effettuare, entro il termine di 30 giorni dalla data di ricevimento del presente provvedimento, il pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato, risultato totalmente o parzialmente adempiente al proprio obiettivo specifico di risparmio energetico per l’anno 2010, secondo il dettaglio indicato nella Tabella 1, che costituisce parte integrante e sostanziale del provvedimento in oggetto.

■ **Delibera EEN 12/11** | “Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l’anno 2012, di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004, come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007” | pubblicata il 29 novembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/012-11een.htm>

Con il provvedimento in oggetto, sempre ai fini della definizione del contributo tariffario da erogare ai distributori obbligati in funzione del conseguimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico (cifra news precedente), il Regolatore fissa, con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio per l’anno 2012, il valore del contributo tariffario unitario pari a 86,98 euro per tep risparmiata (equivalente ad un TEE).

Con la delibera de qua, l’AEEG provvede inoltre ad integrare il testo della deliberazione n. 219/04, al fine di introdurre, ovunque necessario, espliciti riferimenti anche ai titoli di efficienza energetica di tipo IV, così come definiti nella deliberazione EEN 9/11, i quali, in base a quanto stabilito dal D.lgs n. 28/2011, sono da equiparare alle restanti tipologie di TEE disponibili.

In dettaglio, si riporta, tra l’altro, che il Regolatore adegua il disposto della deliberazione n. 219/04, sostituendo, all’articolo 5, comma 1, le parole:

“Il contributo tariffario unitario di cui all’articolo 3.1 viene erogato per ogni titolo di efficienza energetica di tipo I, di tipo II e di tipo III”;

con le parole

“Il contributo tariffario unitario di cui all’articolo 3.1 viene erogato per ogni titolo di efficienza energetica di tipo I, di tipo II, di tipo III e di tipo IV”.

■ **Delibera ARG/elt 158/11** | “Approvazione del regolamento disciplinante le aste per l’importazione virtuale, di cui alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09 per l’anno 2012” | pubblicata il 18 novembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/158-11arg.htm>

In merito alla gestione del servizio di importazione virtuale, introdotto nel quadro regolatorio nazionale dall’articolo 32 della legge n. 99/09, la Delibera AEEG ARG/elt n.179/09 ha in dettaglio previsto che Terna:

- predisponga il contratto che regola il rapporto tra il Gestore di rete medesimo e i soggetti che intendano avvalersi delle misure di cui al comma 6 del citato articolo 32 (contratto Terna-soggetti finanziatori degli interconnector);

predisponga il contratto che regola il rapporto tra Terna medesima e i soggetti che si impegnano a dare esecuzione



# Novità normative di settore (continua)

al servizio di importazione virtuale (Shippers) selezionati, su base annuale, in esito ad apposite procedure concorsuali (contratto Terna-Shippers);

predisponga un Regolamento disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli Shippers, da inviare, entro il 31 ottobre di ciascun anno, all'Autorità per la relativa approvazione.

In applicazione di tale ultimo punto richiamato, Terna ha inviato all'AEEG, in data 26 ottobre 2011, la proposta per l'anno 2012 del Regolamento disciplinante le procedure concorsuali finalizzate alla selezione degli Shippers, precisando che la medesima è stata redatta in stretta conformità alla precedente versione relativa all'anno 2011.

Con la Delibera in oggetto, l'Autorità ha approvato positivamente il relativo Regolamento trasmesso da Terna con comunicazione 26 ottobre 2011, provvedendo alla pubblicazione del medesimo nell'Allegato A al provvedimento de quo.

■ **Delibera ARG/elt 162/11 | “Disposizioni in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero” | pubblicata il 25 novembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/162-11arg.htm>**

Con riferimento alle procedure di attribuzione della capacità di trasporto in importazione ed esportazione sulla rete d'interconnessione con l'estero, con il provvedimento in oggetto, l'AEEG approva il documento “Rules for capacity allocation by explicit auction within Central West Europe Region, Central South Europe Region and Switzerland” ovvero le “Access Rules” per il 2012. Tali regole sono state elaborate da Terna, congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti alle attività delle Iniziative Regionali per il Centro-Sud e il Centro Ovest dell'Europa.

Si ricorda in breve che le Iniziative Regionali, sopra richiamate, sono quelle relative alla Regione Centro-Sud, coordinata dall'AEEG, di cui fanno parte Italia, Austria, Germania, Slovenia, Francia, Grecia e Svizzera - quest'ultima in qualità di membro osservatore - e alla Regione Centro-Ovest, coordinata dal regolatore belga, di cui fanno parte Belgio, Francia, Olanda, Germania e Lussemburgo.

All'interno delle due Iniziative Regionali, nel corso del 2011, i regolatori e i gestori di rete coinvolti hanno promosso l'armonizzazione delle rispettive regole di gestione delle aste esplicite per l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità transfrontaliera, coinvolgendo anche i confini settentrionali della Svizzera, al fine di massimizzare i benefici derivanti dalla gestione unica delle procedure d'asta svolta dalla società CASC.EU S.A., con sede in Lussemburgo, che, dal 1 aprile u.s., gestisce, in maniera centralizzata, le procedure di allocazione sui diversi confini ricompresi all'interno di entrambe le Iniziative Regionali.

Le principali novità, introdotte dalle Access Rules 2012 (documento pubblicato come Allegato A alla delibera in commento), oltre all'estensione dell'ambito geografico di applicazione, prevedono: diversamente da quanto stabilito in precedenza, una validità temporale non predeterminata; che il soggetto partecipante alle aste sia riconosciuto utente del dispacciamento in almeno uno dei paesi in cui tali regole trovano applicazione; l'estensione, a tutte le frontiere coinvolte, delle norme di pubblicazione dei soggetti detentori della capacità (secondo la prassi già in uso per le frontiere italiane); l'eliminazione delle regole per la nomina dei diritti allocati.

Le principali differenze tra le due Iniziative Regionali europee Centro Sud e Centro Ovest, che permangono nelle regole introdotte, consistono nella modalità di compensazione economica dei diritti non utilizzabili a seguito di una riduzione, per motivi tecnici, della capacità fisica disponibile alla frontiera (processi di curtailments).

Si segnala che la versione delle Access Rules 2012, positivamente approvata dall'AEEG e contestualmente pubblicata con la delibera de qua, tiene conto delle osservazioni pervenute da parte degli operatori partecipanti al processo di consultazione svoltosi in materia tra il 13 settembre e il 4 ottobre 2011.

Sempre in argomento, nei deliberata finali, l'AEEG richiede inoltre a Terna di inviare la trasmissione dettagliata, entro il 15 dicembre 2011, di tutte le informazioni in merito ai costi di gestione, attesi per l'anno 2012, della società CASC.EU S.A. ed i criteri di ripartizione di tali costi tra i Gestori di Rete soci della società, nonché una valutazione dei livelli di efficienza raggiunti e perseguibili nello svolgimento dei servizi svolti dalla medesima.

Da ultimo, in applicazione delle recenti disposizioni contenute nel decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 novembre 2011 - recante “Determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2012” - l'Autorità conferma che la quota parte spettante a Terna dei proventi derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto, è da utilizzarsi al fine di ridurre i corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale, segnatamente attraverso la riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento, di cui all'articolo 44 della deliberazione AEEG n. 111/06 (Uplift), mantenendo in ogni caso separata evidenza delle diverse partite economiche che concorrono alla determinazione di quest'ultimo.

## GAS

■ **Delibera ARG/gas 165/11 | “Integrazioni alla disciplina in materia di mercato regolamentato delle capacità e del gas, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 febbraio 2004, n. 22/04, nonché ulteriori disposizioni per l'avvio del sistema di**

# Novità normative di settore (continua)

**bilanciamento, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 15 aprile 2011, ARG/gas 45/11"** | pubblicata il 25 novembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/165-11arg.htm>

Con riferimento all'introduzione della disciplina del bilanciamento di merito economico nel settore Gas, al fine di recepire quanto previsto dalla deliberazione AEEG ARG/gas 45/11, Snam Rete Gas ha trasmesso all'Autorità, in data 9 novembre 2011, come successivamente integrata in data 23 novembre 2011, la proposta di aggiornamento delle "Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale" e i relativi allegati ed il "Modulo di adesione", documenti che introducono disposizioni funzionali alla:

- registrazione delle transazioni effettuate nell'ambito della piattaforma per il bilanciamento; e alla
- gestione del sistema di garanzie, prevedendo, in particolare, la limitazione delle transazioni richieste in vendita in coerenza con il livello di garanzie presentate in conformità con il codice di rete di Snam Rete Gas da ultimo approvato con la deliberazione dell'Autorità ARG/gas 155/11.

L'aggiornamento della richiamata documentazione relativa alla gestione del PSV prevede, altresì, la soppressione della sessione settimanale, la quale consentiva la registrazione di transazioni relative alla settimana precedente, dato che le esigenze, per le quali la predetta sessione era stata introdotta, sono venute meno con l'introduzione, dal 1 dicembre 2011, del sistema del bilanciamento di merito economico.

Per quanto premesso, il Regolatore con la delibera in oggetto ha verificato positivamente ed approvato i richiamati documenti relativi al PSV, "Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale" ed il "Modulo di adesione", prevedendo inoltre che Snam Rete Gas trasmetta, entro il 1 febbraio 2012, una nuova proposta di aggiornamento

dei medesimi documenti, redatta in coordinamento con l'aggiornamento del codice di rete previsto dalla deliberazione ARG/gas 155/11, al fine di definire, nello specifico:

- a) le modalità di gestione e di verifica di congruità, rispetto alle garanzie presentate, delle transazioni di cui è richiesta la registrazione al PSV;
- b) le modalità di accesso al sistema per la registrazione delle transazioni di compravendita di gas naturale da parte dei soggetti che non sono utenti della rete di trasporto.

Da ultimo, nelle disposizioni finali, l'Autorità prevede altresì che Snam Rete Gas intervenga sin da subito al fine di contenere l'onerosità del sistema di garanzie funzionali alla gestione del sistema di bilanciamento di merito economico, prevedendo che, nelle more dell'aggiornamento del Codice di Rete previsto dalla deliberazione ARG/gas 155/11, la medesima società:

- a) valorizzi il gas in stoccaggio presentato in garanzia ad un prezzo pari all'ultimo valore del CCI disponibile ridotto del 10%, in luogo delle attuali modalità che fanno riferimento al minimo valore degli ultimi tre anni termici;
- b) consideri il rating creditizio posseduto dall'utente del bilanciamento a copertura sino all'80% delle garanzie complessivamente prestate, in luogo della garanzia minima richiesta, di cui al capitolo 5, § 1.4.3 del Codice di Rete;
- c) determini il valore della garanzia presentata dall'utente considerando gli importi indicati nelle garanzie bancarie moltiplicati per un fattore 2, ciò almeno sino all'entrata in vigore delle modifiche del Codice di Rete richieste dalla deliberazione ARG/gas 155/11, in luogo del termine ultimo del 15 gennaio 2012 previsto al punto 3 della medesima deliberazione;
- d) consenta anche, ai fini della copertura dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente, la presentazione di garanzie bancarie o lettere di garanzia societaria, con validità temporale non superiore a 9 mesi.



# Gli appuntamenti

14 dicembre

## **Aggiornamento generale per i tecnici addetti alla distribuzione gas**

Bologna, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

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

14 dicembre

## **L'Accumulo di energia elettrica : lo stato dell'arte, le applicazioni, i costi**

Milano, Italia

Organizzatore: RSE

[www.rse-web.it](http://www.rse-web.it)

14 dicembre

## **Aggiornamento generale per i tecnici addetti alla distribuzione gas**

Bologna, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

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

14 dicembre

## **Workshop investire nelle rinnovabili**

Milano, Italia

Organizzatore: ISES Italia

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

15 dicembre

## **Come gestire gli investimenti nel settore del biogas**

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

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

15 dicembre

## **La Terza Fase dell'EU ETS: normativa, prospettive, problemi**

Milano, Italia

Organizzatore: Ref

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

15 dicembre

## **ENVIRONMENTALLY RELATED TAXES AND FISCAL REFORM**

Roma, Italia

Organizzatore: MEF

15 dicembre

## **Nuove tecnologie e sistemi per gli impianti d'illuminazione pubblica**

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

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

15 December 2011

## **Endogenous Market Power in an Emissions Trading Scheme**

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

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

16 dicembre

## **Green Building Economy. L'economia dell'efficienza energetica e delle rinnovabili in Italia: trend, criticità, prospettive**

Milano, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

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

16 dicembre

## **Green Building Economy. L'economia dell'efficienza energetica e delle rinnovabili in Italia: trend, criticità, prospettive**

Milano, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

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

19 dicembre

## **Le tecnologie ANIE per le smart city: innovazione e pervasività digitale per le città del futuro**

Milano, Italia

Organizzatore: Federazione ANIE

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

22 December 2011

## **Evolution of the Regional Gas Pricing Mechanisms**

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

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

06 gennaio

## **Energy Commodity Prices, Capital Flows and Balance of Payments**

Chicago, USA

Allied Social Science Associations (ASSA) annual meeting -

IAEE/AEA Session

[iaee@iaee.org](mailto:iaee@iaee.org)

17-18 gennaio

## **Energy Derivatives: concetti chiave, utilizzo e aspetti critici**

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

<http://www.iir-italy.it/a4991>



## Gli appuntamenti (continua)

19 gennaio

### **"Electricity Markets At The Crossroads: Which Market Design for the Future?"**

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

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

16-17 gennaio

### **Annual Gas Storage Outlook - Prospects for Gas Storage in the Era of Shale-Driven Supply Abundance, Declining Volatility, and Shrinking Spreads**

Houston, USA

Organizzatore: Platts

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

24-27 gennaio

### **European Gas Conference 2012**

Vienna, Austria

Organizzatore: The Energy Exchange

[www.europeangas-conference.com](http://www.europeangas-conference.com)

26 gennaio

### **La riforma del Servizio di Distribuzione del Gas Naturale. Ambiti territoriali minimi, nuovi criteri di gara ed effetti sulla filiera del gas, sul mercato e sulle strategie degli operatori**

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.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.