

**APPROFONDIMENTI**

## SCENARI ENERGETICI: TRA VECCHIE CONFERME E NUOVE TENDENZE

di Lisa Orlandi (RIE)

L'origine della scenaristica energetica si può collocare nel decennio 1970, quando le prime crisi energetiche spinsero governi, imprese, istituti di ricerca e analisti finanziari a cercare strategie per la sopravvivenza, esplorando in modo sistematico le soluzioni tecnologiche, economiche e sociali al problema della sicurezza degli approvvigionamenti. E' nel 1977 che l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), costituitasi nel 1974 in seno all'OCSE, inizia ad elaborare scenari energetici mondiali di medio-lungo periodo (World Energy Outlook-WEO), punto di riferimento per chiunque si occupi di energia. Oltre a descrivere gli sviluppi energetici attesi, gli scenari AIE rappresentano anche importanti strumenti di conservazione della memoria storica, in quanto affiancano al dato previsivo la descrizione della situazione corrente, permettendo di ricostruire i tratti distintivi della complessa evoluzione e della mutevole percezione del mondo energetico.

### Gli ultimi 20 anni di WEO: quali cambiamenti?

Nel 1973, anno precedente la costituzione dell'AIE, il Comité du Pétrole dell'OCSE pubblicava un volume intitolato Le Pétrole, dedicato all'analisi della congiuntura e delle prospettive future di questo combustibile, esaminato lungo tutta la filiera. Con l'avvio della pubblicazione degli scenari da parte dell'AIE si iniziò a guardare con sistematicità alle dinamiche di tutte le fonti di energia; tuttavia, la centralità del petrolio - e più in generale delle fonti fossili - non è mai venuta meno, a dimostrazione delle rigidità strutturali che caratterizzano i sistemi energetici e che non consentono, se non nel lunghissimo termine, di modificarne in modo drastico le dinamiche tendenziali, sia dal lato della domanda che dell'offerta.

La tabella che segue fornisce un quadro sinottico dei tratti distintivi dei WEO dal 1994 al 2013, un arco di tempo sufficientemente lungo per poter tracciare alcune evidenze. In termini di fonti, i vari focus proposti sono principalmente concentrati sui combustibili fossili, cui viene dedicata un'attenzione crescente negli ultimi anni di pubblicazione: dal 2007 al 2013, petrolio, gas e carbone sono le fonti che - alternativamente- vengono trattate con maggior grado di dettaglio. L'ultimo WEO, in particolare, assegna al petrolio un ruolo centrale non solo nei risultati, confermando il suo primato sul mix di domanda primaria mondiale in tutti gli scenari proposti, ma anche nella sua trattazione, molto più approfondita di quella dedicata alle altre fonti ed incentrata su tutta la filiera: dalle fasi upstream - con gli sviluppi dell'unconventional americano che rivoluzionano l'offerta nel prossimo decennio e il recupero di importanza dell'OPEC atteso dopo il 2020 - alle dinamiche downstream - con attenzione al nuovo baricentro della raffinazione mondiale, spostatosi ad Oriente, alle relative implicazioni per il commercio internazionale e ai settori di consumo finale, concentrati su trasporti e petrolchimico. Negli anni esaminati, risulta invece minoritaria l'attenzione per il nucleare, cui viene dedicato un solo focus nel 2006 e una sintetica disamina nel 2011 delle implicazioni associate ad un Low Nuclear Case, resosi necessario dopo il disastro di Fukushima verificatosi in quello stesso anno. Due numeri sui 20 esaminati propongono, infine, una trattazione focalizzata e approfondita delle fonti rinnovabili il cui ruolo sul mix energetico mondiale viene considerato, negli ultimi WEO, non più trascurabile.

► continua a pagina 26

## IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ NOVEMBRE 2013**

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 10  
 Mercati energetici Europa  
 pag 14  
 Mercati per l'ambiente  
 pag 18

**APPROFONDIMENTI**

Scenari energetici: tra vecchie conferme e nuove tendenze  
 di Lisa Orlandi (RIE)  
 pagina 26

**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 32

**APPUNTAMENTI**

pagina 36

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre, i volumi di energia elettrica scambiati nel Mercato del Giorno Prima, interrompendo la serie negativa di ribassi tendenziali, segnano un modesto +0,4%. Anche nelle vendite delle unità di produzione nazionale torna il segno positivo (+1,6%), complice il calo delle importazioni (-4,3%), con gli impianti a fonte rinnovabile ancora in espansione (+11,5%). Sul lato domanda stentano, invece, gli acquisti nazionali (-0,6%). La liquidità del mercato, sostanzialmente stabile da agosto, si attesta al 63,3%. Prosegue, invece, la lenta ma costante

discesa del prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), che, dopo quattro ribassi congiunturali, si porta a 61,73 €/MWh, livello inferiore anche al novembre dello scorso anno, che aveva segnato il minimo del 2012. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) non si registrano significative variazioni dei prezzi rispetto ad ottobre. Nuova flessione, dopo quella di ottobre, per le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE), dopo cinque anni di crescita ininterrotta.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), al quarto calo congiunturale consecutivo (-2,63 €/MWh; -4,1%), a novembre ha anche registrato la quindicesima flessione tendenziale consecutiva (-2,35 €/MWh; -3,7%), portandosi a 61,73 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un ribasso su base annua di 3,94 €/

MWh (-5,0%) nelle ore di picco e di 1,02 €/MWh (-1,8%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 74,28 e 55,46 €/MWh, con il rapporto picco/baseload a quota 1,20, massimo da inizio anno (Grafico 1 e Tabella 1).

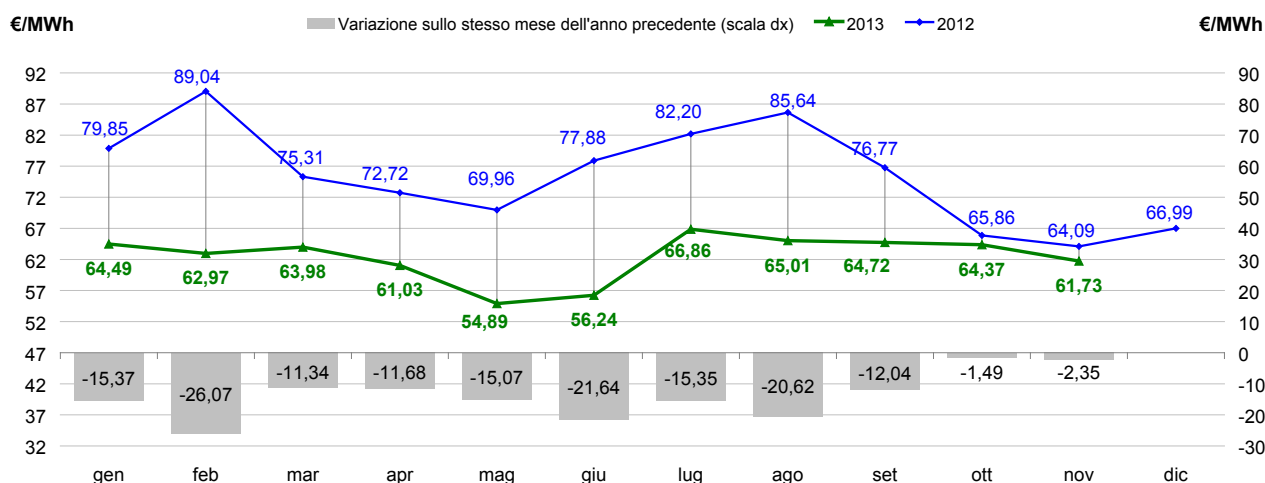
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>61,73</b>	64,09	-2,35	-3,7%	<b>20.849</b>	+6,1%	<b>32.943</b>	+0,4%	<b>63,3%</b>	59,9%
<i>Picco</i>	74,28	78,22	-3,94	-5,0%	25.812	+4,5%	41.088	+2,6%	62,8%	61,6%
<i>Fuori picco</i>	55,46	56,48	-1,02	-1,8%	18.367	+8,5%	28.871	-0,2%	63,6%	58,5%
<i>Minimo orario</i>	21,44	14,88			10.405		20.491		50,2%	47,9%
<i>Massimo orario</i>	140,02	138,44			33.293		48.250		75,2%	66,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



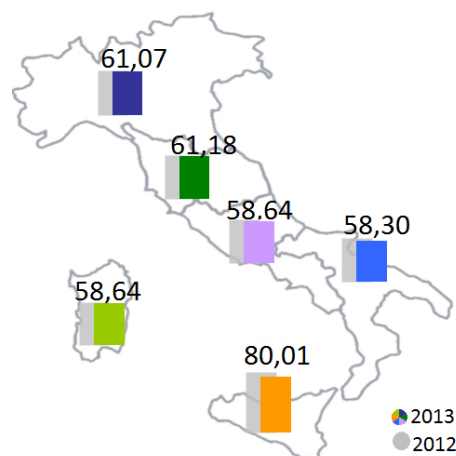
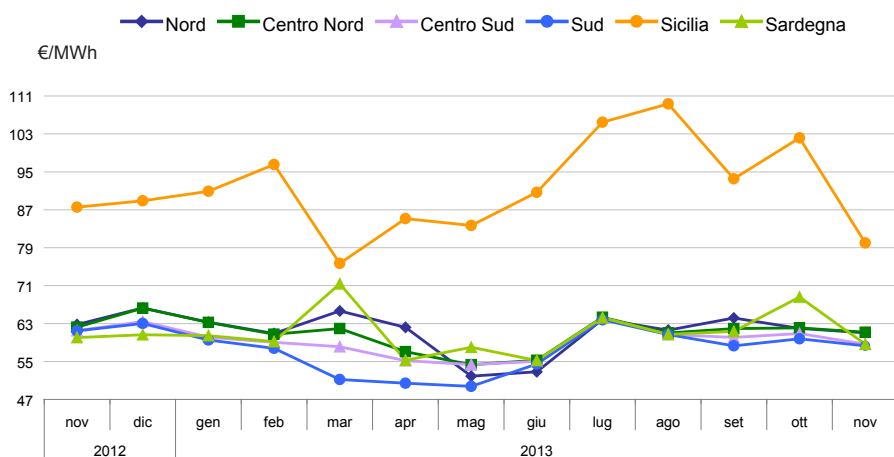
(continua)

I prezzi medi di vendita hanno registrato in tutte le zone un diffuso calo sia rispetto al mese precedente che su base annua. La Sicilia, con 80,01 €/MWh, segna ancora il prezzo più alto ma

dimezza lo spread con le altre zone dove il prezzo oscilla tra 61,18 €/MWh del Centro Nord e 58,30 €/MWh del Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, dopo sei ribassi consecutivi, registrano un lieve aumento portandosi a 23,7 milioni di MWh (+0,4%). L'energia scambiata nella borsa elettrica si conferma in crescita, portandosi a 15,0 milioni di MWh (+6,1%). Gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, in flessione tendenziale

da ormai quasi due anni, sono scesi a 8,7 milioni di MWh (-8,2%), aggiornando tuttavia, per il quarto mese consecutivo, il massimo da inizio anno in media oraria (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in aumento di 0,3 punti percentuali su ottobre, ne guadagna 3,4 su novembre 2012, attestandosi a 63,3% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.011.343</b>	<b>+6,1%</b>	<b>63,3%</b>
Operatori	8.186.259	+20,7%	34,5%
GSE	3.391.840	-13,1%	14,3%
Zone estere	3.433.244	-0,7%	14,5%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>8.707.848</b>	<b>-8,2%</b>	<b>36,7%</b>
Zone estere	1.098.072	-14,2%	4,6%
Zone nazionali	7.609.777	-7,3%	32,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.719.191</b>	<b>+0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>19.036.518</b>	<b>-17,5%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>42.755.709</b>	<b>-8,4%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

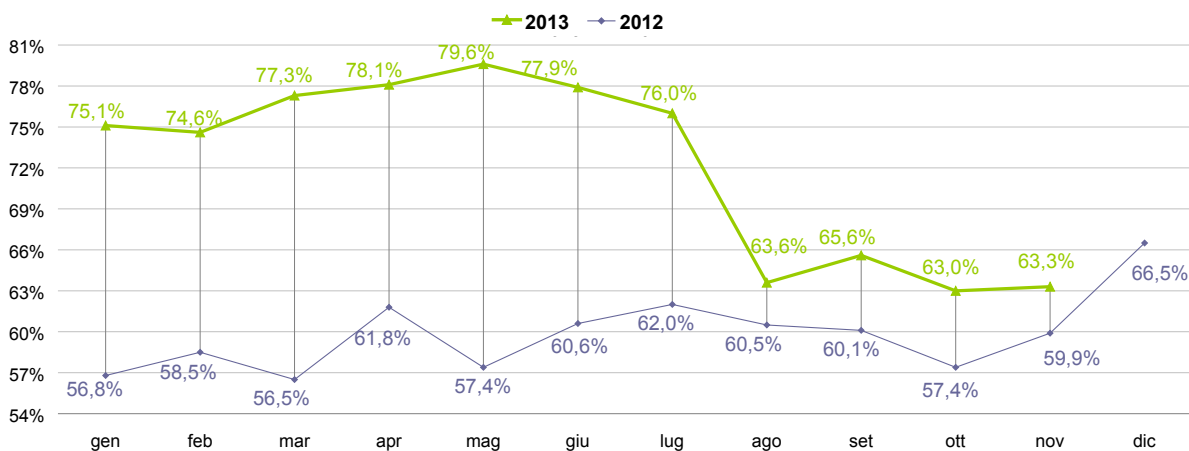
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.011.343</b>	<b>+6,1%</b>	<b>63,3%</b>
Acquirente Unico	1.960.263	-27,3%	8,3%
Altri operatori	8.828.435	+12,1%	37,2%
Pompaggi	11.283	-65,5%	0,0%
Zone estere	464.199	+127,6%	2,0%
Saldo programmi PCE	3.747.162	+12,3%	15,8%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>8.707.848</b>	<b>-8,2%</b>	<b>36,7%</b>
Zone estere	12.960	-64,0%	0,1%
Zone nazionali AU	3.544.926	+1,5%	14,9%
Zone nazionali altri operatori	8.897.124	-4,2%	37,5%
Saldo programmi PCE	-3.747.162	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.719.191</b>	<b>+0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>4.128.985</b>	<b>+29,2%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>27.848.176</b>	<b>+3,8%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica si confermano ancora in calo, sebbene il più modesto da settembre 2012, con 23,2 milioni di MWh (-0,6%). A livello zonale però gli acquisti aumentano al Nord, al Sud ed in Sardegna mentre si riducono nelle altre zone. Quasi raddoppiati, invece, gli acquisti sulle zone estere, pari a 477 mila MWh (+98,8%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, dopo sei ribassi tendenziali consecutivi, tornano a crescere attestandosi a 19,2 milioni di MWh (+1,6%), livello tuttavia tra i più bassi mai registrati. A livello zonale, in evidenza il Centro Sud (+2,2%), il Nord (+5,1%) ed il Sud (+9,9%), in forte calo le altre zone. Ancora in diminuzione le importazioni, pari a 4,5 milioni di MWh (-4,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
				MWh					
Nord	20.065.039	27.868	-7,5%	9.694.615	13.465	+5,1%	13.026.237	18.092	+0,9%
Centro Nord	2.575.930	3.578	-13,6%	1.465.386	2.035	-12,4%	2.369.346	3.291	-5,2%
Centro Sud	5.748.534	7.984	-6,9%	2.143.075	2.976	+2,2%	3.531.440	4.905	-4,8%
Sud	5.815.278	8.077	-11,1%	3.650.138	5.070	+9,9%	2.059.347	2.860	+5,4%
Sicilia	2.501.822	3.475	-6,2%	1.387.583	1.927	-7,3%	1.469.860	2.041	-6,3%
Sardegna	1.235.730	1.716	-23,0%	847.079	1.176	-21,2%	785.802	1.091	+4,6%
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.942.332</b>	<b>52.698</b>	<b>-9,0%</b>	<b>19.187.876</b>	<b>26.650</b>	<b>+1,6%</b>	<b>23.242.032</b>	<b>32.281</b>	<b>-0,6%</b>
Estero	4.813.377	6.685	-4,1%	4.531.315	6.293	-4,3%	477.159	663	+98,8%
<b>Sistema Italia</b>	<b>42.755.709</b>	<b>59.383</b>	<b>-8,4%</b>	<b>23.719.191</b>	<b>32.943</b>	<b>+0,4%</b>	<b>23.719.191</b>	<b>32.943</b>	<b>+0,4%</b>

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano ancora un aumento tendenziale (+11,5%) sostenute soprattutto dalla fonte eolica (+19,2%) e solare (+23,1%). Si confermano in flessione, invece, le vendite da impianti a gas (-2,7%) ed a carbone (-21,0%) (Tabella 5). Pertanto,

la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile si attesta al 37,0% (33,7% a novembre 2012), a scapito delle fonti tradizionali ed in particolare degli impianti a gas, la cui quota scende al 40,1% (41,8% un anno fa) e a carbone (9,5%; -2,8 punti percentuali) (Grafico 4).

(continua)

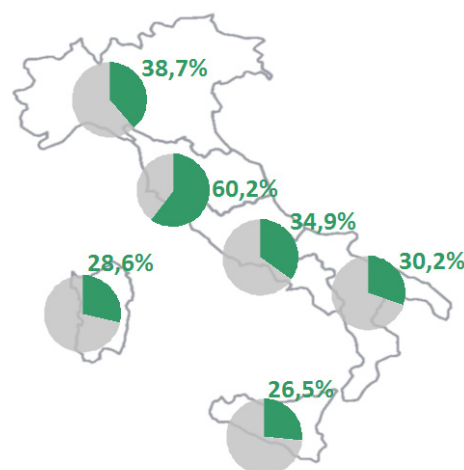
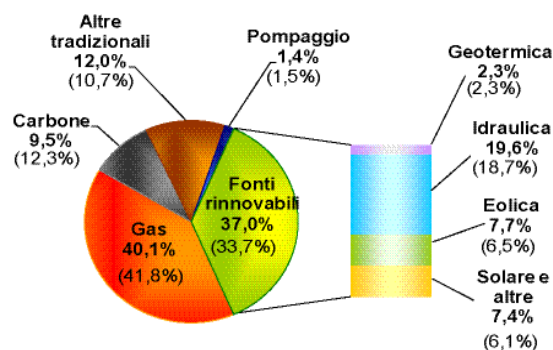
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>7.924</b>	<b>+6,8%</b>	<b>809</b>	<b>-35,6%</b>	<b>1.906</b>	<b>-9,8%</b>	<b>3.537</b>	<b>-0,0%</b>	<b>1.411</b>	<b>-5,9%</b>	<b>840</b>	<b>-28,3%</b>	<b>16.426</b>	<b>-3,4%</b>
Gas	5.669	+6,3%	722	-40,2%	597	+1,9%	1.816	-9,5%	1.327	-0,5%	543	+6,7%	10.674	-2,7%
Carbone	1.169	+0,3%	34	+308,2%	1.065	-20,3%	-	-100,0%	-	-	273	-56,4%	2.542	-21,0%
Altre	1.086	+17,7%	53	+27,0%	243	+27,5%	1.721	+18,7%	84	-49,4%	24	-33,6%	3.211	+14,4%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.207</b>	<b>+3,5%</b>	<b>1.226</b>	<b>+15,0%</b>	<b>1.040</b>	<b>+33,3%</b>	<b>1.533</b>	<b>+42,7%</b>	<b>511</b>	<b>-10,1%</b>	<b>336</b>	<b>+4,5%</b>	<b>9.853</b>	<b>+11,5%</b>
Idraulica	4.172	-0,4%	372	+26,0%	413	+44,1%	175	+51,9%	42	+165,8%	39	+193,0%	5.213	+6,1%
Geotermica	-	-	616	+2,5%	-	-	1	-31,7%	-	-	-	-	617	+2,4%
Eolica	13	+5,8%	27	+431,0%	404	+28,3%	994	+52,5%	356	-22,5%	244	-8,5%	2.039	+19,2%
Solare e altre	1.021	+23,2%	212	+28,1%	223	+25,0%	363	+18,7%	113	+21,9%	53	+28,7%	1.984	+23,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>334</b>	<b>-9,1%</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>31</b>	<b>+49,4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5,24</b>	<b>-53,6%</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>370</b>	<b>-7,5%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.465</b>	<b>+5,1%</b>	<b>2.035</b>	<b>-12,4%</b>	<b>2.976</b>	<b>+2,2%</b>	<b>5.070</b>	<b>+9,9%</b>	<b>1.927</b>	<b>-7,3%</b>	<b>1.176</b>	<b>-21,2%</b>	<b>26.650</b>	<b>+1,6%</b>

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

A novembre il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 514 MWh (511 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato sempre in import (il 99,9% delle ore un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 15,87 €/MWh si è ridotto del 2,1% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, mentre la rendita generata, pari a 6,03 milioni di

€, è aumentata del 14,0% (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), stabile rispetto a novembre 2012 (-0,2%), è stata allocata per il 96,5% dal market coupling (95,8% a novembre 2012) e solo per l'1,2% con asta esplicita e nominata (2,3% l'anno precedente). Pertanto solo il 2,3% dell'NTC non è stata utilizzata (1,9% un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
61,07	45,19	15,87	6,03	526	514	100,0%	90,8%	174	-	-	-
(62,78)	(46,57)	(16,21)	(5,29)	(521)	(512)	(99,9%)	(94,4%)	(178)	(38)	(0,1%)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

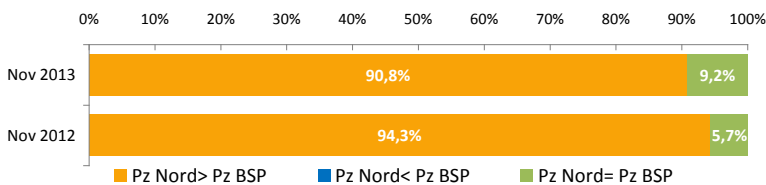
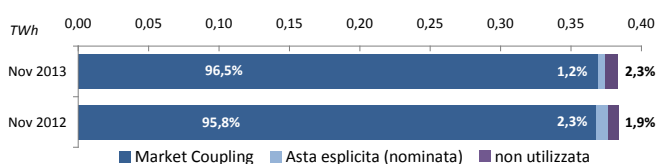


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornerale (MI) i prezzi di acquisto segnano una flessione tendenziale in tutte le sessioni di mercato attestandosi tra 60,23 €/MWh di MI2 e 73,97 €/MWh di MI4. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più bassi in tutte le sessioni, con l'eccezione di MI1 (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornerale sono stati 1,9 milioni di MWh. Gli scambi su MI1, sebbene in rialzo congiunturale, segnano la decima flessione tendenziale consecutiva, attestandosi a 973 mila MWh (-9,1%). In calo anche gli scambi su MI2, pari a 535 mila MWh (-24,5%); aumentano invece i volumi su MI3, con 180 mila MWh (+45,2%), e su MI4, con 202 mila MWh (+72,9%) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>61,73</b>	<b>64,09</b>	-3,7%	<b>32.943</b>	<b>32.817</b>	+0,4%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>62,20</b> (+0,8%)	<b>62,70</b> (-2,2%)	-0,8%	<b>1.351</b>	<b>1.486</b>	-9,1%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>60,23</b> (-2,4%)	<b>61,49</b> (-4,1%)	-2,0%	<b>743</b>	<b>984</b>	-24,5%
<b>MI3</b> (13-24 h)	<b>68,34</b> (-3,1%)	<b>70,50</b> (-5,7%)	-3,1%	<b>500</b>	<b>344</b>	+45,2%
<b>MI4</b> (17-24 h)	<b>73,97</b> (-3,3%)	<b>74,75</b> (-7,4%)	-1,1%	<b>844</b>	<b>488</b>	+72,9%

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).

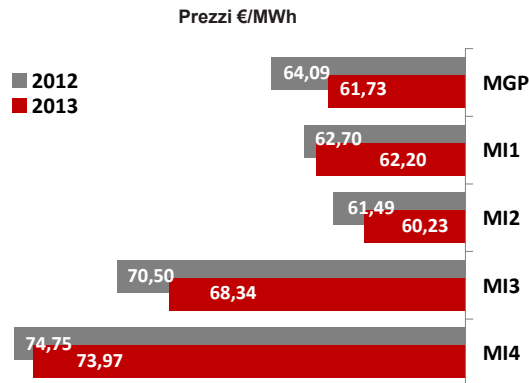
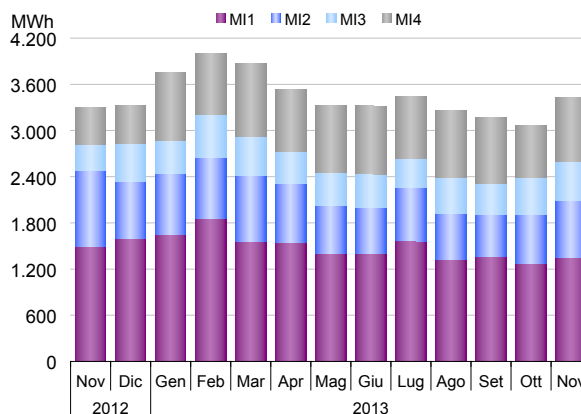
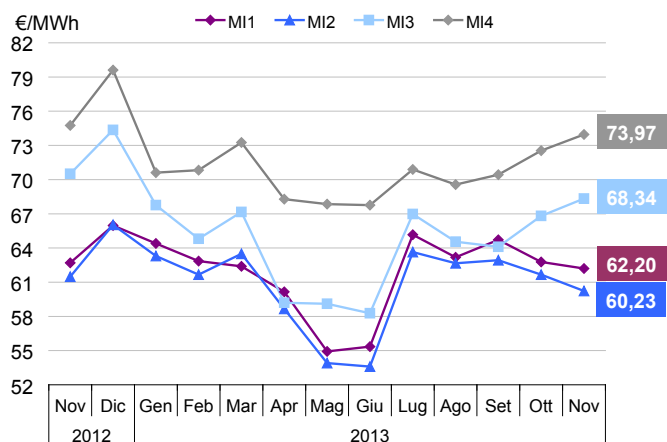


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME





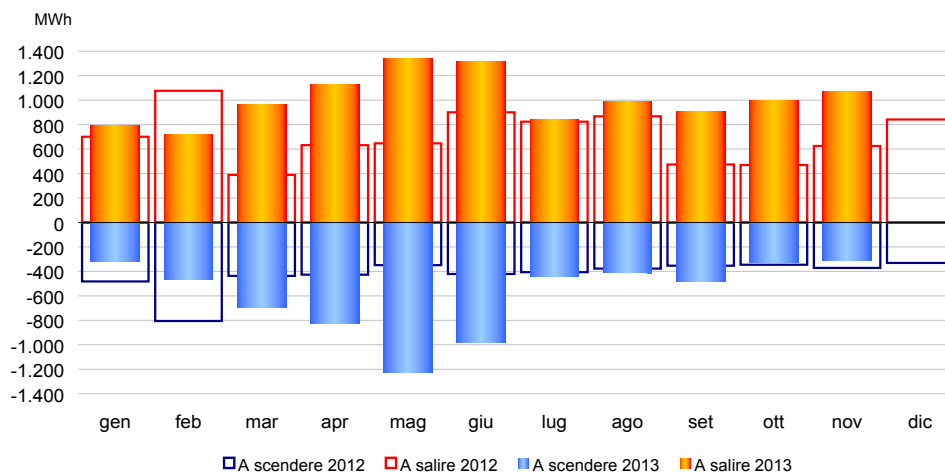
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A novembre, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, con un incremento del 71,6% rispetto allo stesso mese del 2012, salgono a 773 mila

MWh. Le vendite di Terna sul mercato a scendere, invece, in calo del 16,5% su base annua, segnano il minimo storico a 224 mila MWh (Grafico 9).

Grafico 9: 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, si è registrata un'unica negoziazione, per il prodotto I Trimestre 2014, in cui si sono scambiati 5 contratti, pari a 11 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 39,1 milioni di MWh, in calo rispetto ai 43,0 milioni di MWh di ottobre. Pressoché invariati rispetto ad ottobre, i prezzi dei prodotti in

negoiazione nel mese (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto Dicembre 2013 ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 64,85 €/MWh sul baseload e 74,20 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.929 e 849 MW, per complessivi 3,9 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

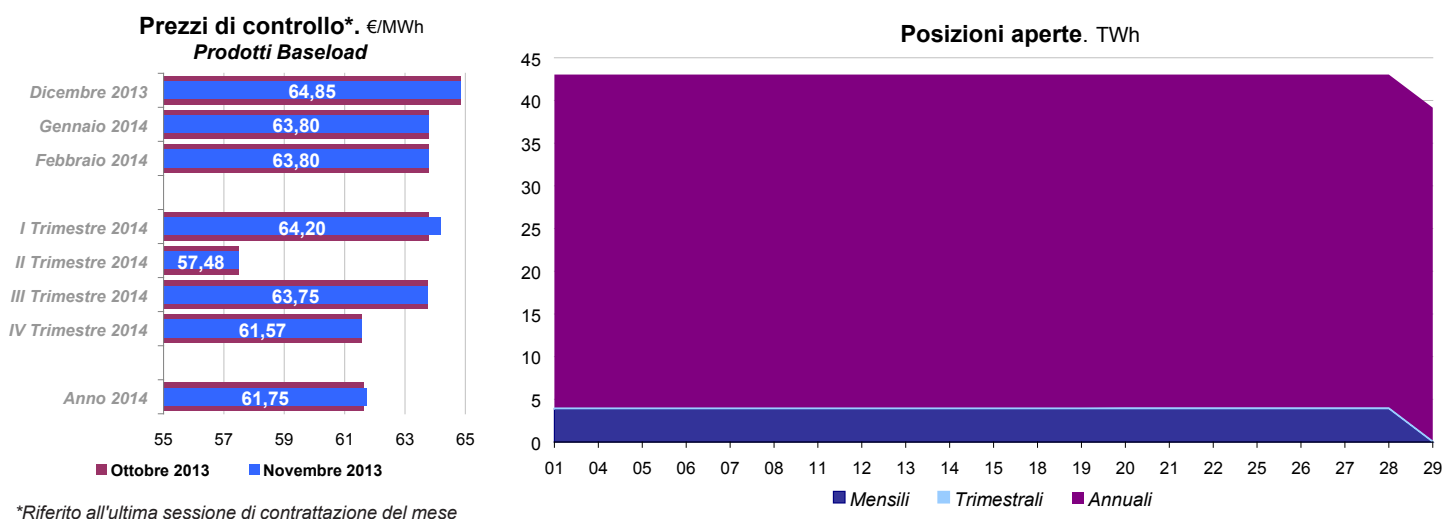
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Dicembre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	4.929	3.667.176
Gennaio 2014	63,80	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2014	63,80	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Marzo 2014	64,96	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2014	64,20	+0,6%	1	5	-	5	45	97.155
II Trimestre 2014	57,48	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	63,75	+0,0%	-	-	-	-	5	11.040
IV Trimestre 2014	61,57	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	61,75	+0,2%	-	-	-	-	3.975	34.821.000
<b>Totale</b>			<b>1</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>5</b>		<b>34.929.195</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 2013	74,20	+0,0%	-	-	-	-	849	224.136
Gennaio 2014	72,36	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2014	71,11	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Marzo 2014	72,06	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2014	71,87	+0,6%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	61,94	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	64,60	+0,0%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	69,80	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	67,04	+0,2%	-	-	-	-	1.346	4.215.672
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>4.215.672</b>
<b>TOTALE</b>			<b>1</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>5</b>		<b>39.144.867</b>

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a novembre 2013, segnano la seconda flessione tendenziale consecutiva degli ultimi cinque anni, attestandosi a 30,1 milioni di MWh (-4,3%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 26,4 milioni di MWh, si sono ridotte del 6,4%; il calo ha riguardato sia i contratti non standard (-3,0%), che quelli standard (-13,2%). In crescita, invece, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,7 milioni di MWh (+13,7%), che pertanto rappresentano il 12,4% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (10,4% nel 2012) (Tabella 9). In flessione, per la seconda volta consecutiva nell'anno, anche la posizione netta determinata

dalle transazioni registrate sulla PCE, pari a 16,0 milioni di MWh (-7,4%). I programmi registrati nei conti in immissione, in flessione tendenziale da quasi due anni, sono scesi a 8,7 milioni di MWh (-8,2%), con lo sbilanciamento a programma (7,3 milioni di MWh) che segna per la prima volta una flessione tendenziale (-6,3%). In calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,5 milioni di MWh (-2,9%), con il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,5 milioni di MWh, in diminuzione del 20,4%. Rimbando del Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che dopo la caduta di ottobre, si riporta 1,88 (+0,06 rispetto ad un anno fa) (Grafico 11).

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

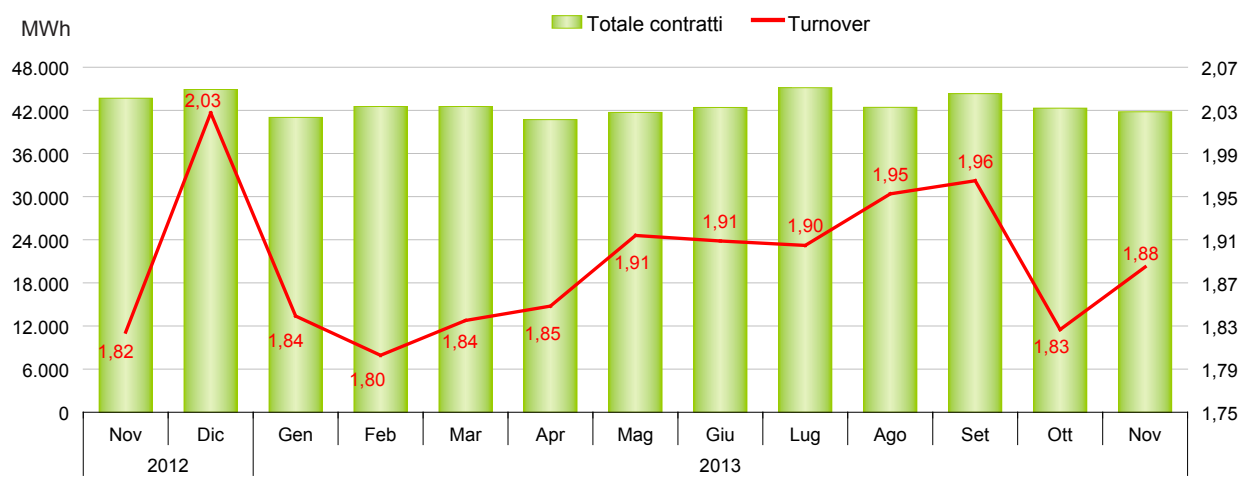
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE	MWh	Variazione	Struttura	PROGRAMMI						
				Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.747.440	- 7,5%	22,4%	Richiesti	10.211.780	-2,0%	100,0%	12.455.131	-2,9%	100,0%
Off Peak	633.900	- 35,7%	2,1%	di cui con indicazione di prezzo	3.021.596	-25,0%	29,6%	-	-	-
Peak	769.613	- 30,6%	2,6%	Rifiutati	1.503.932	+61,5%	14,7%	120	-	0,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.499.204	+61,2%	14,7%	-	-	-
Totale Standard	8.150.953	- 13,2%	27,1%							
Totale Non standard	18.235.716	- 3,0%	60,6%	<b>Registrati</b>	<b>8.707.848</b>	<b>-8,2%</b>	<b>85,3%</b>	<b>12.455.011</b>	<b>-2,9%</b>	<b>100,0%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>26.386.669</b>	<b>- 6,4%</b>	<b>87,6%</b>	di cui con indicazione di prezzo	1.522.392	-50,8%	14,9%	-	-	-
<b>MTE</b>	<b>3.720.564</b>	<b>+13,7%</b>	<b>12,4%</b>	Sbilanciamenti a programma	7.265.825	-6,3%		3.518.663	-20,4%	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>30.107.233</b>	<b>- 4,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>3.747.162</b>	<b>+12,3%</b>	
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>15.973.674</b>	<b>- 7,4%</b>	<b>53,1%</b>							



Grafico 11: PCE, contratti registrati e turnover: media oraria

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre, la domanda complessiva di gas naturale, dopo sette ribassi tendenziali, torna a crescere (+3,7%) grazie soprattutto ai consumi del settore termoelettrico, che interrompono un trend fortemente negativo ancor più lungo, ma anche ai consumi del settore civile, sostenuti dal brusco calo delle temperature dell'ultima parte del mese. L'aumento della domanda è stato fronteggiato con le erogazioni dagli stoccaggi, più che raddoppiati rispetto al 2012, con le

importazioni e la produzione nazionale di gas naturale ancora in flessione.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 5,1 milioni di MWh (pari al 7,5% della domanda complessiva di gas naturale), quasi tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento (comparto G+1), ad un prezzo di 28,10 €/MWh, inferiore alle quotazioni di novembre al PSV.

## IL CONTESTO

A novembre, i consumi di gas naturale in Italia, dopo sette ribassi tendenziali consecutivi, tornano a crescere e si attestano a 6.448 milioni di mc (+3,7% su base annua). L'inversione di tendenza va ricondotta principalmente ai consumi del settore termoelettrico, che interrompono un trend negativo che si protraeva da oltre un anno e mezzo, ma anche a quelli del settore civile, sostenuti dal brusco calo delle temperature registrato nell'ultima parte del mese. I consumi del termoelettrico salgono pertanto a 1.667 milioni di mc (+1,5%), e quelli del settore civile a 3.408 milioni di mc (+6,7%). In lieve calo, invece, i consumi del settore industriale, pari a 1.163 milioni di mc (-0,2%). Le esportazioni, pari a 211 milioni di mc, sono diminuite del 2,3%.

Dal lato offerta, calano sia la produzione nazionale, pari a 614

milioni di mc (-6,7%) che le importazioni di gas naturale, pari a 4.873 milioni di mc (-5,0%). Tra i punti di entrata in netta riduzione le importazioni da Mazara (-31,5%) e Gela (-59,4%) ed il rigassificatore di Cavarzere (-42,1%); ancora a regime ridotto il rigassificatore di Panigaglia. In deciso aumento invece le importazioni di gas da Tarvisio, pari a 2.605 milioni di mc (+34,9%) e prossimo ai valori più alti di sempre, e da Passo Gries (+39,1%).

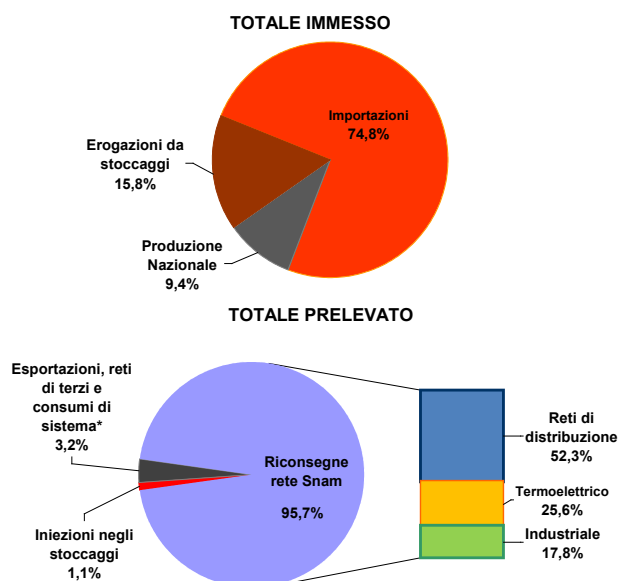
Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 1.032 milioni di mc di gas naturale, più del doppio rispetto a novembre 2012 (+121,8%), mentre ne sono stati iniettati solo 71 milioni di mc (+95,0%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.873</b>	<b>51,6</b>	<b>-5,0%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.145	12,1	-31,5%
Tarvisio	2.605	27,6	+34,9%
Passo Gries	496	5,3	+39,1%
Gela	233	2,5	-59,4%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-97,7%
Cavarzere (GNL)	320	3,4	-42,1%
Livorno (GNL)	74	0,8	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>614</b>	<b>6,5</b>	<b>-6,7%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>1.032</b>	<b>10,9</b>	<b>+121,8%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.519</b>	<b>69,0</b>	<b>+4,3%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	6.238	66,0	+4,0%
Industriale	1.163	12,3	-0,2%
Termoelettrico	1.667	17,6	+1,5%
Reti di distribuzione	3.408	36,1	+6,7%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	211	2,2	-2,3%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>6.448</b>	<b>68,2</b>	<b>+3,7%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	71	1	+95,0%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.519</b>	<b>69,0</b>	<b>+4,3%</b>

\* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



(continua)

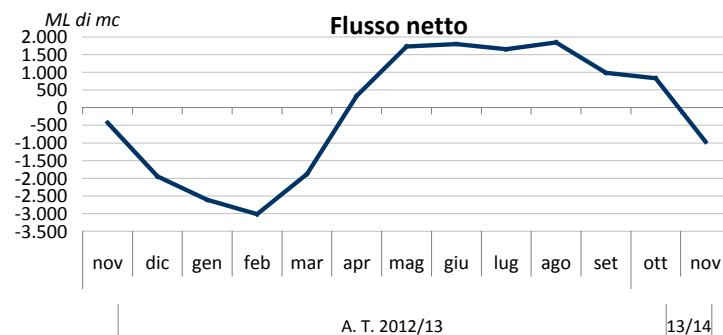
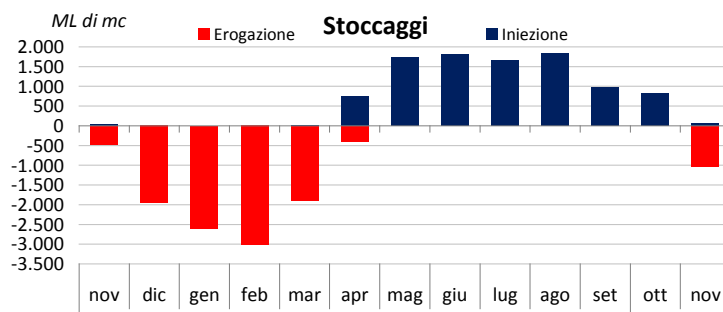
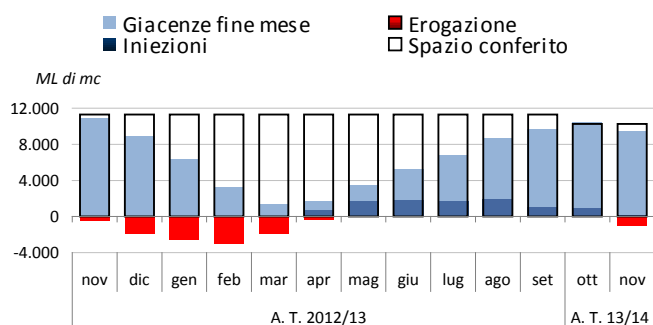
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 9.483 milioni di mc, in calo del 12,8% rispetto allo stesso giorno del 2012. L'aumento (+124,0%) delle erogazioni nette da un lato, ed il restringimento (-9,2%) dello spazio conferito nell'anno termico 2013/2014

dall'altro, hanno ridotto il rapporto giacenza/spazio conferito a 92,5% (-3,8 punti percentuali su novembre 2012). La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in aumento di 0,63 €/MWh (+2,3%) su base annua, si è attestata a 28,51 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 30/11/2013)</b>	<b>9.483</b>	<b>-12,8%</b>
Erogazione (flusso out)	1.032	+121,8%
Iniezione (flusso in)	71	+95,0%
<b>Flusso netto</b>	<b>961</b>	<b>+124,0%</b>
Spazio conferito	10.248	-9,2%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>92,5%</b>	<b>-3,8 p.p.</b>



(continua)

## I MERCATI GESTITI DAL GME

A novembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 5,1 milioni di MWh, pari al 7,5% della domanda complessiva di gas naturale (4,4% a novembre 2012). La quasi totalità dei volumi è stata registrata nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS); i restanti 18 mila

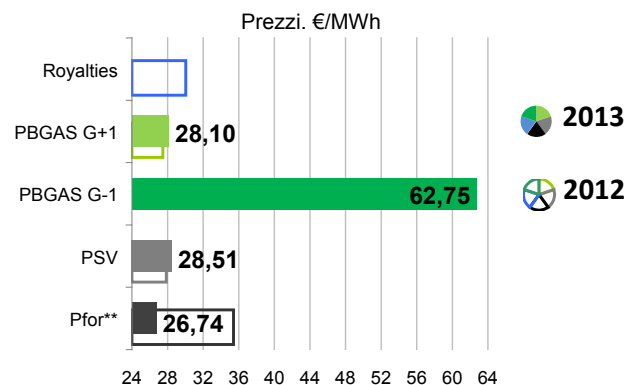
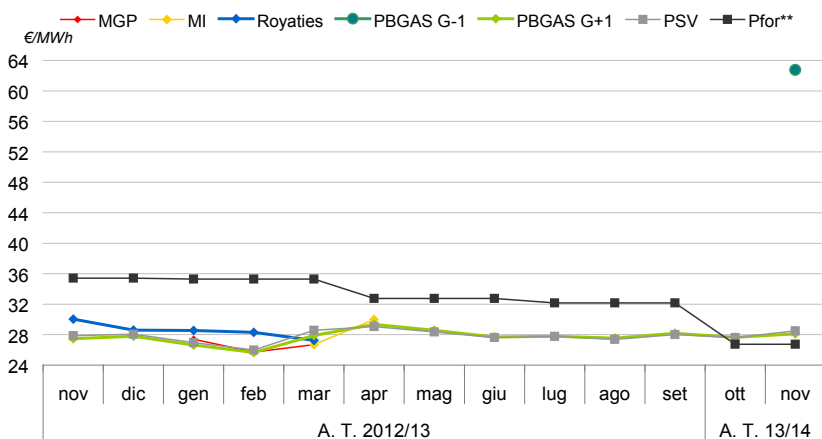
MWh in due sessioni del Comparto G-1, avviato il 14 novembre 2013. Nessuno scambio è stato registrato sul Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) e sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS). Anche nei comparti Royalties, Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale\*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGAS</b>					
MP-GAS					
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>					
Comparto G-1	62,75	-	42,70	82,80	17.931
Comparto G+1	28,10	(27,47)	24,16	32,76	5.078.158 (2.509.211)
<b>P-GAS</b>					
Royalties	-	(30,05)	-	-	- (378.090)
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P<sub>for</sub> un indice

\*\* Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2013-11	-	-	28,953	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2013-12	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2013-12	-	-	29,801	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-01	-	-	29,080	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-02	-	-	29,207	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-03	-	-	31,119	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-01	-	-	29,822	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-02	-	-	26,972	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	27,644	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	27,804	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2014	-	-	27,310	2,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	28,775	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2014	-	-	28,054	2,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,560	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 5,1 milioni di MWh, più del doppio rispetto allo stesso mese del 2012 (+102,4%), ad un prezzo medio di 28,10 €/MWh (+2,3%), livello più basso di 0,41 €/MWh delle quotazioni registrate al PSV. Nei 12 giorni, sui 30 di novembre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,1 milioni MWh, di cui il 94,3%, pari a 2,0 milioni di MWh (record storico in media giornaliera), venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 26,58 €/MWh, minimo degli ultimi nove mesi. Nei restanti 18 giorni con il sistema corto

(SCS<0), sono stati scambiati 3,0 milioni di MWh, livello tra i più alti in media giornaliera, di cui il 90,6% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 29,11 €/MWh, prossimo al valore massimo annuale.

Complessivamente il 92,1% dei volumi scambiati (4,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 7,9% (400 mila MWh) da scambi tra operatori. Riguardo il Comparto G-1, nelle due sessioni con scambi, le offerte degli operatori presentate/accettate sono risultate inferiori alle quantità richieste dal RdB che pertanto ha determinato il prezzo di remunerazione.

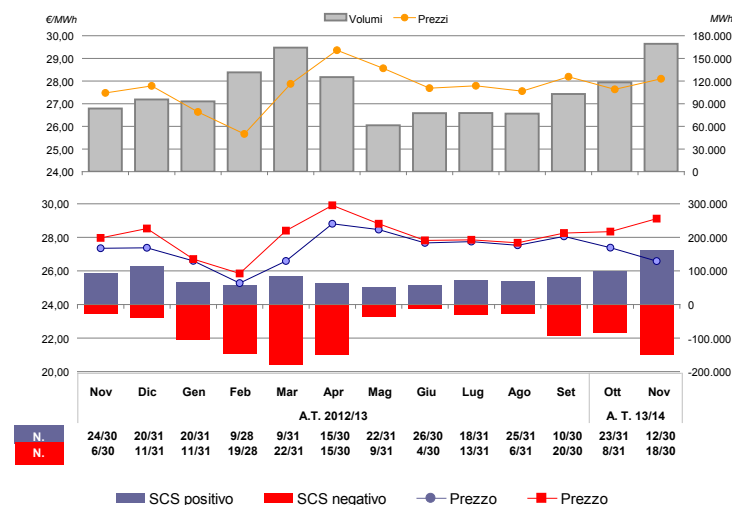
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, comparto G + 1 prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 12/30	negativo n.giorni 18/30
<b>Prezzo. €/MWh</b>	<b>28,10</b>	(+2,3%)	<b>26,58</b>	<b>29,11</b>
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>5.078.158</b>	(+102,4%)	<b>2.076.453</b>	<b>3.001.706</b>
RdB	2.720.668	(+1447,1%)		2.720.668
Operatori	2.357.491	(+1,0%)	2.076.453	281.038
<b>Vendite. MWh</b>	<b>5.078.158</b>	(+102,4%)	<b>2.076.453</b>	<b>3.001.706</b>
RdB	1.957.390	(-12,3%)	1.957.390	
Operatori	3.120.769	(+1026,2%)	119.063	3.001.706

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
<b>Operatori attivi. N°</b>	<b>53</b>	<b>37</b>	<b>46</b>



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di novembre registra una conferma della tendenza moderatamente ribassista in atto sul petrolio e sui prodotti della sua raffinazione, a fronte di una prima significativa ripresa dei prezzi europei del gas, sostanzialmente allineati come un anno fa. Sui mercati elettrici, in linea con la tipica dinamica

stagionale, gli incrementi più consistenti si rilevano sulle quotazioni francesi, che riducono il loro differenziale dal più elevato prezzo italiano, sceso peraltro sui livelli minimi dell'ultimo quadrimestre, aumentandolo invece dal solitamente allineato riferimento tedesco.

Nel mese di novembre il prezzo del Brent (108 \$/bbl) subisce una lieve flessione, di pari intensità sia su base mensile che su base tendenziale (-2%), confermando la dinamica al ribasso intrapresa già a ottobre. In tal senso, il trend decrescente che ha interessato le quotazioni spot dei greggi internazionali nel corso dell'ultimo trimestre, molto più accentuato per il WTI statunitense, produce effetti significativi sui prezzi futures dei prodotti a scadenza più immediata, non mostrando, invece, impatti di rilievo sulle quotazioni relative al 2014.

Come di consueto accade, l'andamento di olio combustibile e gasolio risulta analogo a quello della commodity di riferimento. I due derivati petroliferi, infatti, si attestano rispettivamente a 597 \$/MT e 914 \$/MT, evidenziando un decremento rispettivamente pari a -1% e -2%, su base congiunturale, e a -2% su base annuale.

In linea con tali dinamiche appaiono anche le quotazioni spot del carbone che, interrompendo il trend moderatamente crescente osservato da settembre, ripiegano in Europa a 83,55 \$/MT (-1% rispetto a ottobre). Tale fenomeno favorisce una perfetta convergenza del prezzo continentale a quello sudafricano, entrambi ancora significativamente più bassi del riferimento cinese, peraltro in forte crescita congiunturale. In ottica prospettica, le aspettative degli operatori, pur risultando in lieve crescita, segnalano quotazioni in ulteriore diminuzione rispetto al livello attuale e attorno a 82 \$/MT.

In questo contesto, la crescita tendenziale del cambio dollaro/euro, rimasto sostanzialmente sui livelli massimi annui (1,35 \$/€, +5%), procura, nella conversione in moneta europea dei prezzi dei combustibili, un rafforzamento delle riduzioni osservate rispetto al 2012, salite tra -7% e -12%.

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

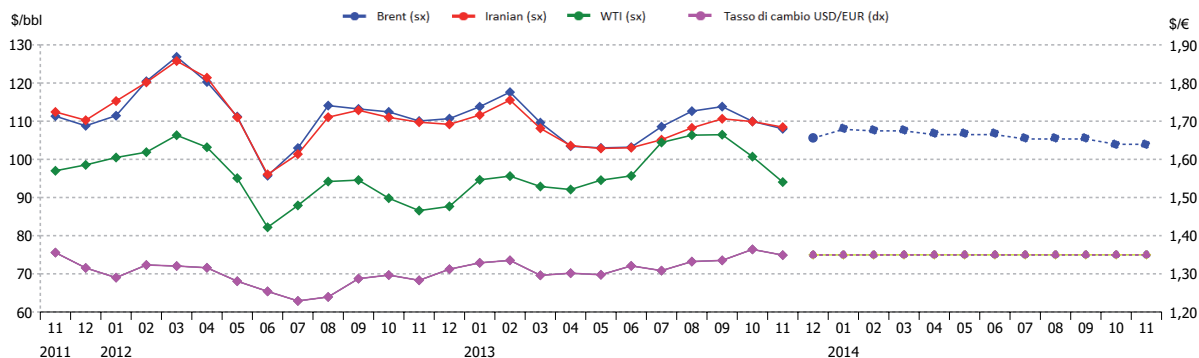
Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
FUEL	UdM	Nov 13	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 13	Var M-1 (%)	Gen 14	Var M-1 (%)	Feb 14	Var M-1 (%)	2014	Var M-1 (%)
<b>PETROLIO</b>	\$/bbl	108,01	- 2 %	- 2 %	110,86	105,56	- 3 %	107,86	- 1 %	107,46	-	105,82	+ 0 %
Brent FOB	€/bbl	80,06	- 1 %	- 7 %		78,21	-	79,91	-	79,62	-	78,40	-
<b>OLIO COMB.</b>	\$/MT	597,11	- 1 %	- 2 %	594,38	594,94	- 1 %	596,76	- 1 %	597,53	-	596,64	- 1 %
0.1 FOB Barge	€/MT	442,58	+ 0 %	- 7 %		440,80	-	442,14	-	442,69	-	442,01	-
<b>GASOLIO</b>	\$/MT	913,60	- 2 %	- 2 %	944,50	927,29	- 1 %	926,21	- 1 %	925,37	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	677,16	- 1 %	- 7 %		687,03	-	686,24	-	685,58	-	-	-
<b>CARBONE</b>	\$/MT	83,55	- 1 %	- 7 %	85,75	82,68	+ 1 %	81,84	+ 1 %	81,35	-	82,05	- 1 %
ARA Stm 6000K	€/MT	61,93	+ 0 %	- 12 %		61,26	-	60,63	-	60,27	-	60,78	-
<b>CAMBIO \$/€</b>	USD/EUR	1,35	- 1 %	+ 5 %	-	1,35	- 1 %	1,35	- 1 %	1,35	-	1,35	- 1 %

Fonte: Thomson-Reuters



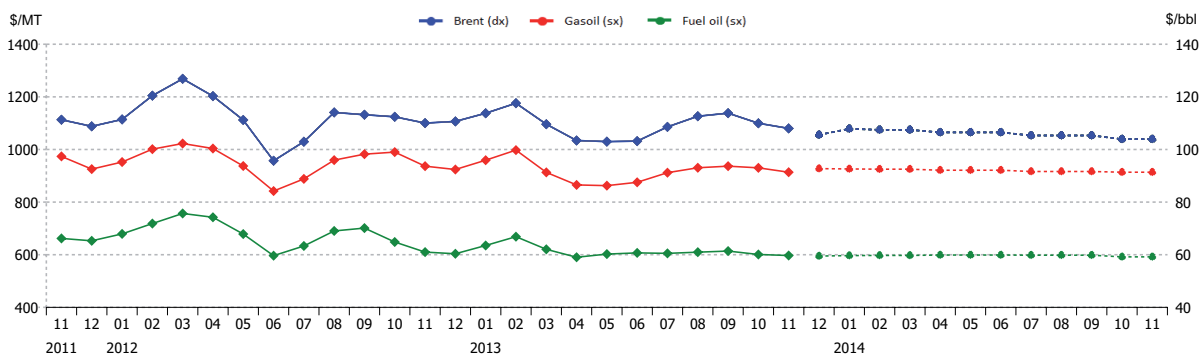
(continua)

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



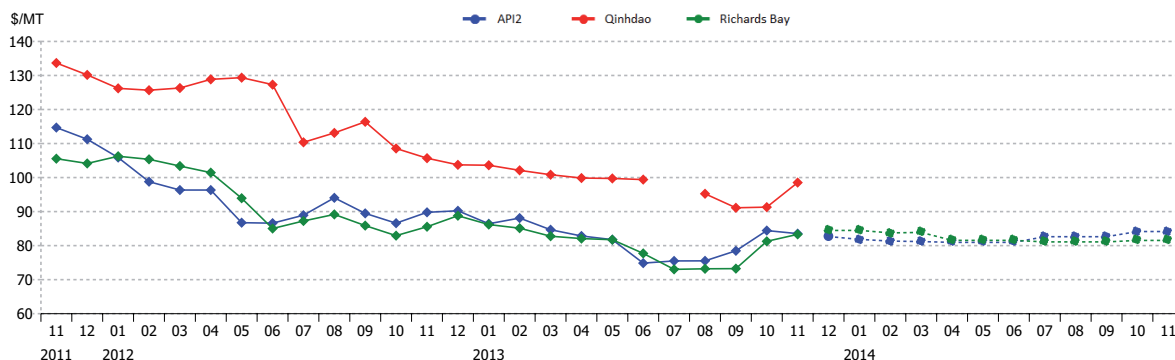
Fonte: Thomson-Reuters

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e 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

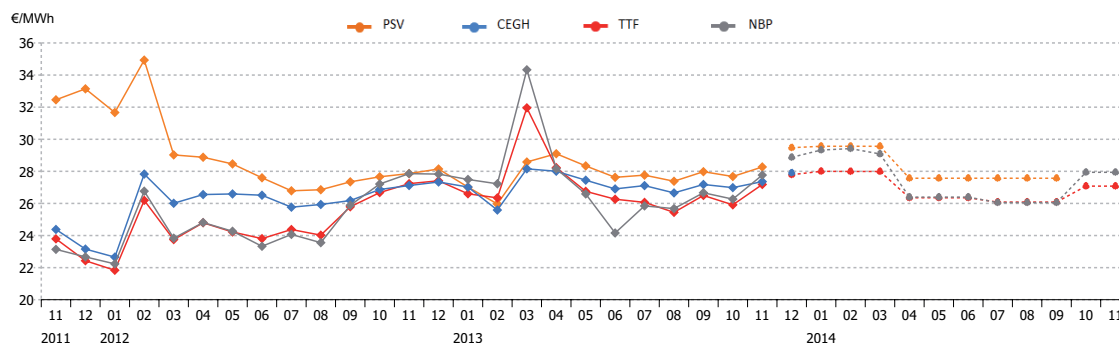
(continua)

Decisamente più consistenti le variazioni osservate sui mercati del gas, dove, quasi a segnalare il differimento di un mese dell'usuale aumento del prezzo rilevato in corrispondenza dell'avvio dell'anno termico, le quotazioni ai principali hub europei salgono, allineandosi su 27/28 €/MWh. La diversa intensità dei rincari registrati su base mensile (+1/+6%) favorisce, analogamente a quanto accadeva un anno fa, un calo dello spread (1,11 €/MWh; -0,66 €/MWh) tra il PSV (28,27

€/MWh; +2%) e il TTF (27,18 €/MWh; +5%). Merita peraltro rilevare che la crescita congiunturale al punto di scambio italiano appare trainata dai consistenti incrementi registrati nei giorni finali del mese, quando il prezzo ha toccato anche i 34 €/MWh, livello massimo da febbraio 2012. In proiezione, la propensione al rialzo osservata su base spot si riflette in forma ridotta sui mercati a termine, sui quali si evidenziano per i mesi a venire aumenti pari all'1%.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Nov 13	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 13	Var M-1 (%)	Gen 14	Var M-1 (%)	Feb 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	28,27	+ 2 %	+ 1 %	27,50	29,47	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	27,18	+ 5 %	- 0 %	26,05	27,79	+ 1 %	28,00	-	-	-	26,24	+ 2 %
CEGH	AT	27,36	+ 1 %	+ 1 %	26,70	27,90	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	27,77	+ 6 %	- 0 %	26,68	28,87	+ 1 %	29,33	+ 1 %	29,42	-	26,91	+ 2 %



Fonte: Thomson-Reuters

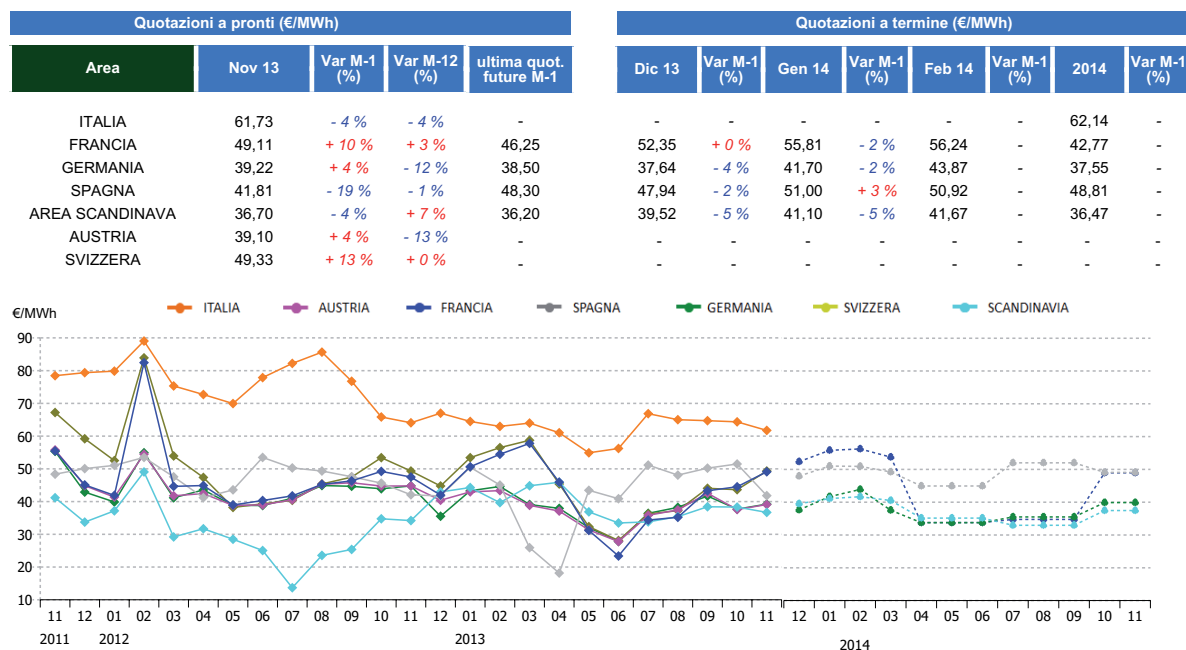
Sui mercati elettrici, infine, come solitamente osservato in questo periodo, si registra uno scollamento dei prezzi centro-europei, con i riferimenti francese e svizzero (49 €/MWh circa) che si allontanano dalla quotazione tedesca (39,22 €/MWh) per avvicinarsi al più elevato livello italiano (61,73 €/MWh). In effetti, a novembre, i rialzi maggiori interessano proprio i due paesi disposti lungo la frontiera nord italiana (+10/+13% rispetto ad ottobre), che riducono il loro differenziale con l'Italia (-4%), portandolo al minimo dal novembre 2011 (13 €/MWh circa), e

allargano la forbice con la Germania, fissandola al massimo valore dall'aprile scorso (10 €/MWh circa). Quest'ultimo fenomeno, pur risultando particolarmente amplificato rispetto al 2012, come evidenziano le contrapposte variazioni tendenziali osservate sui prezzi quotati su Epex (Francia: +3%, Germania: -12%), trova consolidamento nei futures che prevedono nel prossimo trimestre uno spread tra i due paesi compreso tra 12 €/MWh e 15 €/MWh.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

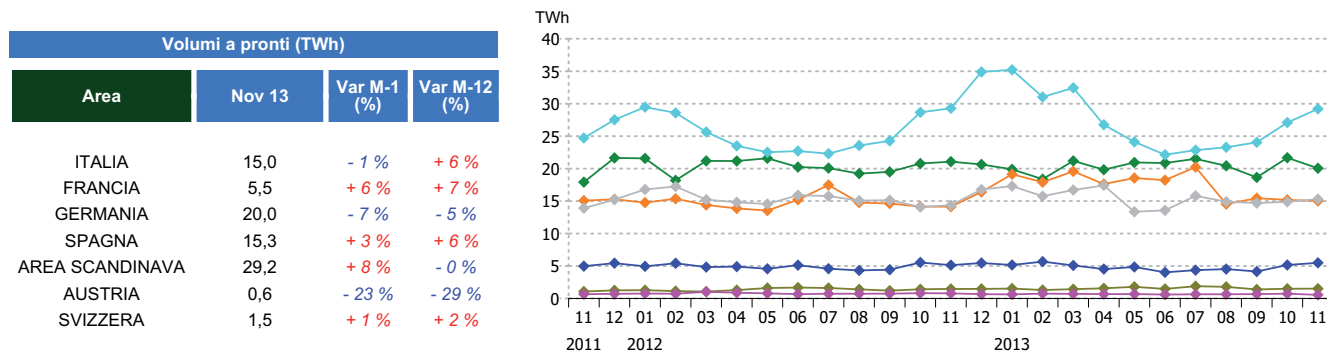


Regolarmente in ripresa dallo scorso luglio, NordPool conferma il suo ruolo di borsa più capiente, con 29,2 TWh scambiati, dato che eguaglia quello del 2012, grazie al più alto incremento mensile osservato sui listini analizzati. Seguono,

nell'ordine, il mercato franco-tedesco (25,5 TWh), Spagna e Italia, con quest'ultima tornata ormai sui 15 TWh dopo una prima parte d'anno passata stabilmente attorno a 20 TWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di novembre sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 284.585 TEE, in aumento rispetto ai 283.909 TEE scambiati a ottobre.

Dei 284.585 TEE sono stati scambiati 82.643 TEE di Tipo I, 152.194 TEE di Tipo II, 5.820 di Tipo II CAR, e 43.928 di Tipo III.

Rispetto al mese di ottobre, si registra un aumento dei prezzi medi pari a 3,67 % per la Tipologia I, 3,17 % per la Tipologia II, 3,73% per la Tipologia II CAR, 3,51 % per la Tipologia III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si

rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 103,85 € (rispetto a 100,17 € di ottobre), i titoli di Tipo II ad una media di 103,47 € (rispetto a 100,29 € di ottobre), i titoli di Tipo II CAR a 103,71 € (99,98 98€ ad ottobre), i titoli di Tipo III ad una media di 103,86 € (100,34 € nel mese a confronto).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.947.392 (1.509.607 di Tipo I, 2.522.399 di Tipo II, 592.070 di Tipo II CAR e 1.323.076 di Tipo III, 240 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 23.177.112.

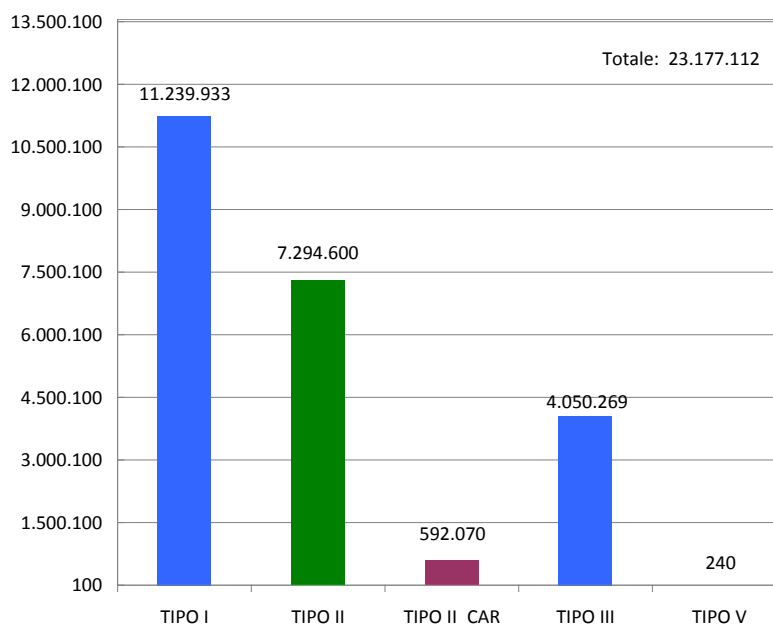
TEE, risultati del mercato del GME - novembre 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	82.643	152.194	5.820	43.928
Valore Totale (€)	8.582.074,40	15.746.764,94	603.618,71	4.562.398,50
Prezzo minimo (€/TEE)	101,00	100,95	101,00	101,00
Prezzo massimo (€/TEE)	107,00	107,00	106,80	107,00
Prezzo medio (€/TEE)	103,85	103,47	103,71	103,86

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine novembre 2013 (dato cumulato)

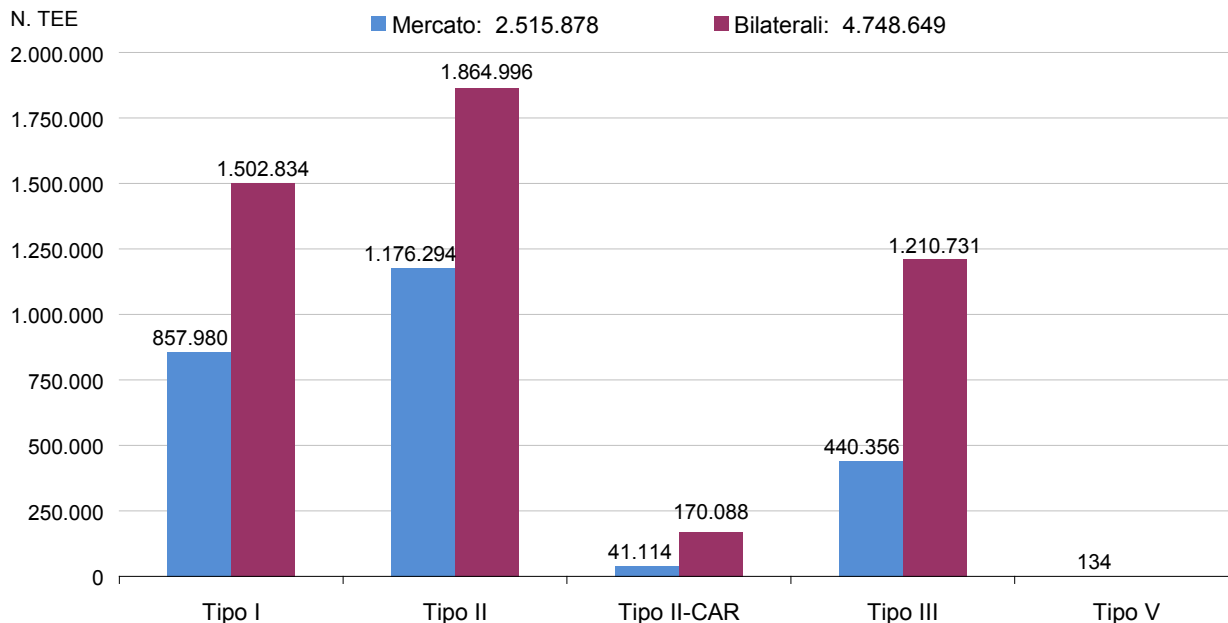
Fonte: GME



(continua)

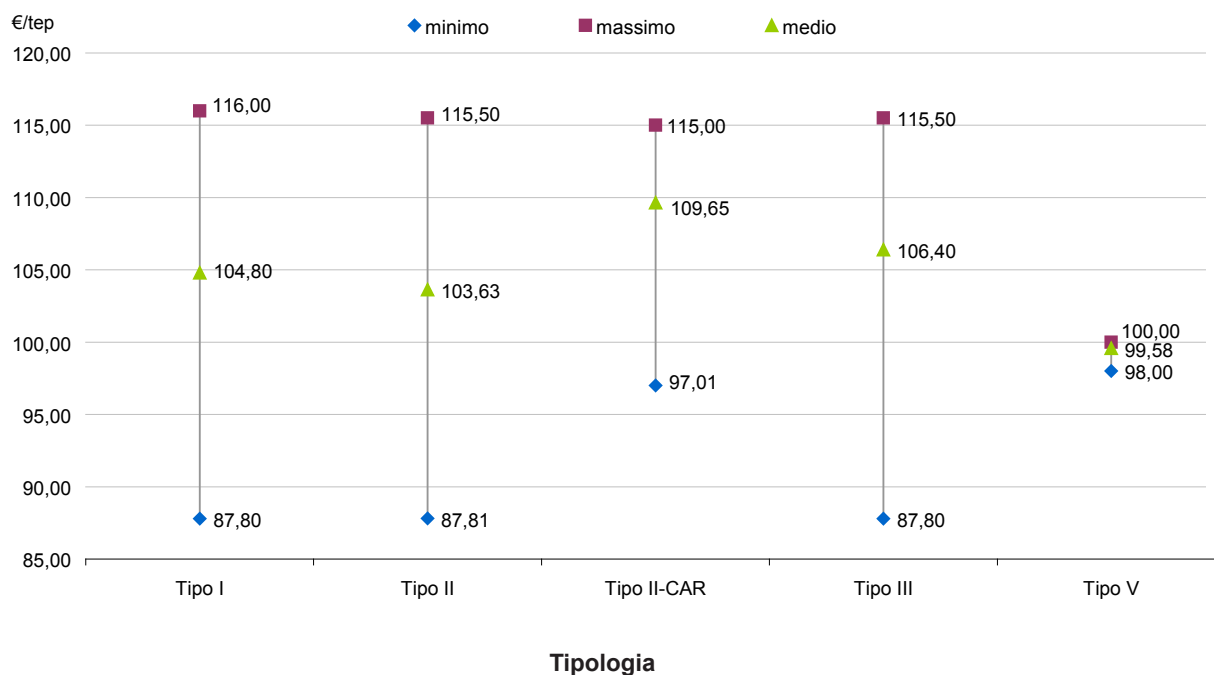
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013)

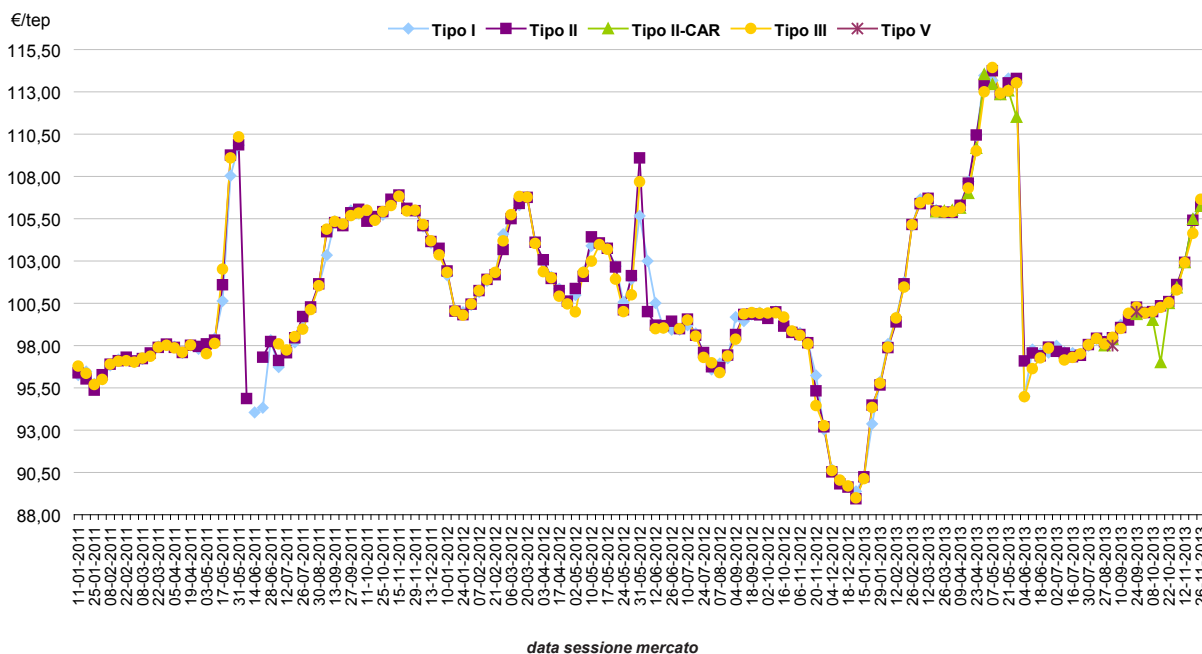
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011 a novembre 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di novembre 2013 sono stati scambiati 142.605 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

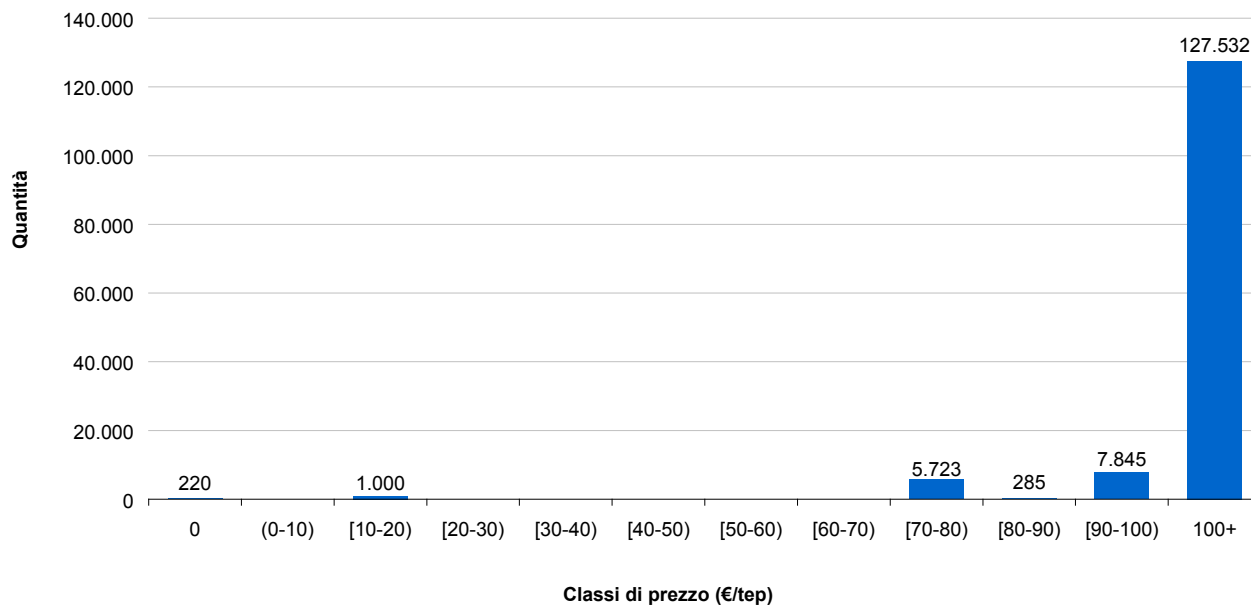
è stata pari a 100,46 €/tep minore di 3,18 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 103,64 €/tep.

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - novembre 2013

Fonte: GME





# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi<sup>1</sup>, nel mese di novembre 2013, sono stati scambiati 1.358.338 CV, in aumento, rispetto ai 1.002.521 CV, negoziati nel mese di ottobre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere, della tipologia di CV con anno di riferimento 2013 II Trim, con una numerosità pari a 454.230 (250.746 CV 2013 II Trim a ottobre), della tipologia di CV 2013 I Trim, con un volume pari a 305.028 titoli scambiati (182.868 CV 2013 I Trim nel mese di ottobre) e della tipologia di CV con anno di riferimento 2012, con un volume pari a 289.415 (335.352 CV 2012 il mese scorso).

Seguono la tipologia 2013 III Trim con 279.590 CV sul mercato (216.664 CV 2013 III Trim, lo scorso mese), la tipologia di CV relativa all'anno di produzione 2011, che ha conseguito un volume di scambi pari a 27.639 (16.891 CV 2011 nel mese a confronto) ed infine, la tipologia di CV 2011 TRL con un volume di scambi pari a 2.436, assente sul mercato dalla sessione del 16 gennaio.

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi i CV 2013 III

Trim, i CV 2013 II Trim e i CV 2011 hanno registrato un aumento rispetto al mese precedente pari rispettivamente a 3,14 €/MWh, 2,26 €/MWh e 1,93 €/MWh, mentre per i CV 2013 I Trim e i CV 2012, l'aumento è stato inferiore (pari a 1,25 €/MWh per i CV 2013 I Trim e 1,20 €/MWh per i CV 2012).

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV 2013 I Trim è stato pari a 88,14 €/MWh, dei CV 2013 II Trim è stato pari a 87,48 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2013 III Trim è stato pari a 86,94 €/MWh; il prezzo medio dei CV 2011 è stato pari a 84,35 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2012 è stato pari a 84,27 €/MWh e infine il prezzo medio dei CV 2011 TRL è stato pari a 83,93 €/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.

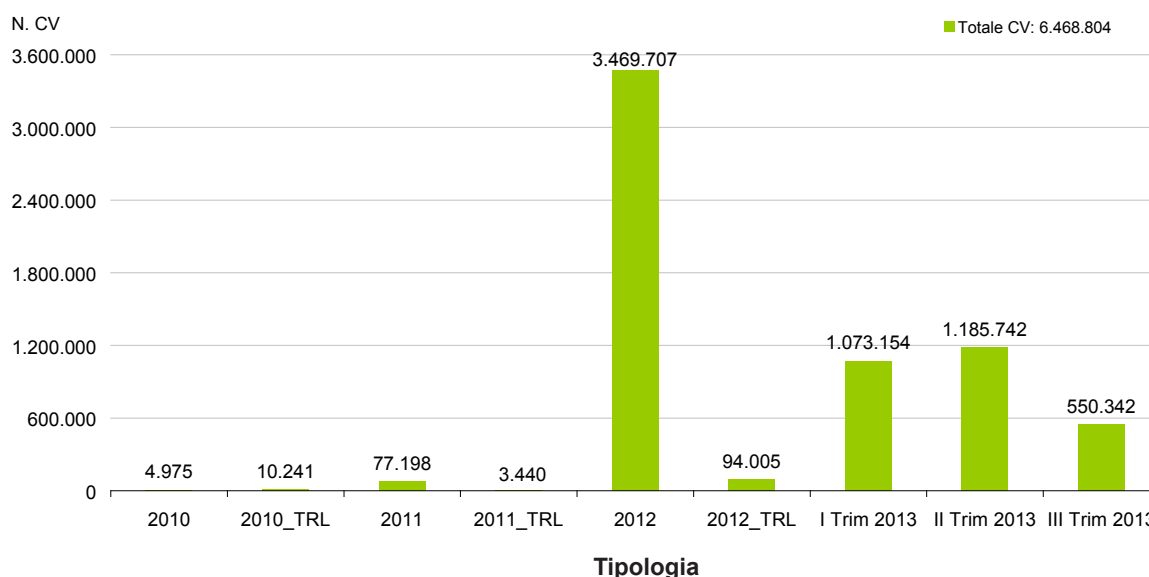
CV, risultato del mercato GME - novembre 2013

Fonte: GME

	Periodo di riferimento					
	2011	2011_TRL	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013
Volumi scambiati (n.CV)	27.639	2.436	289.415	305.028	454.230	279.590
Valore Totale (€)	2.331.289,17	204.462,40	24.389.053,05	26.884.941,99	39.734.622,29	24.308.875,26
Prezzo minimo (€/CV)	82,75	82,90	82,92	87,61	86,65	77,80
Prezzo massimo (€/CV)	86,25	84,00	85,75	88,60	88,36	87,75
Prezzo medio (€/CV)	84,35	83,93	84,27	88,14	87,48	86,94

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

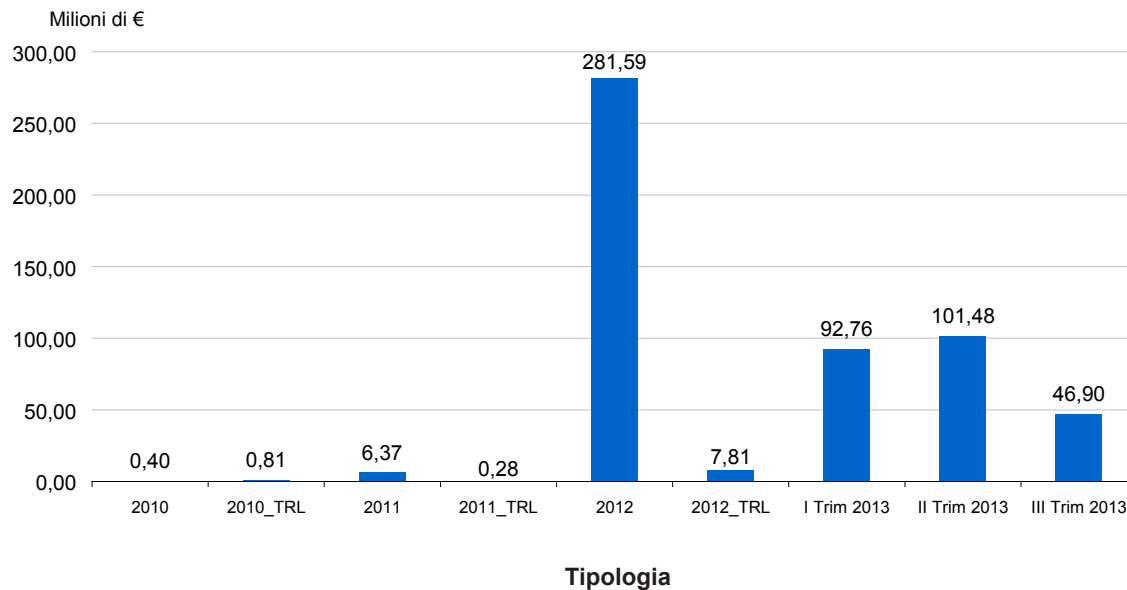
Fonte: GME



(continua)

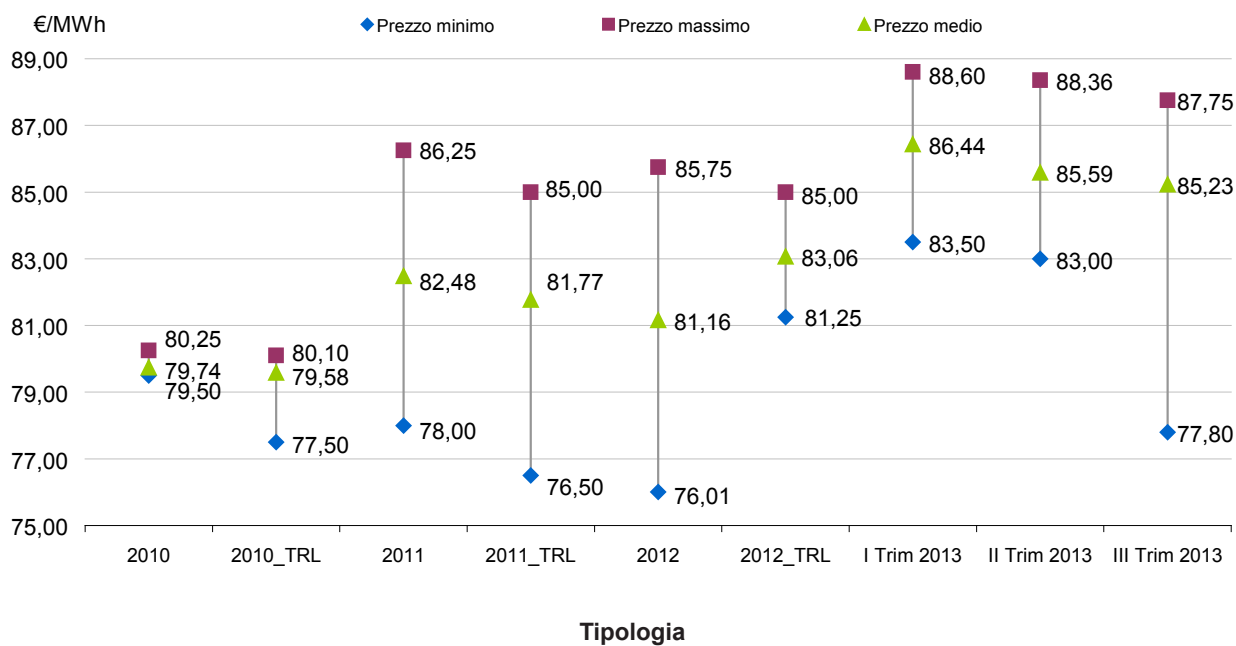
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



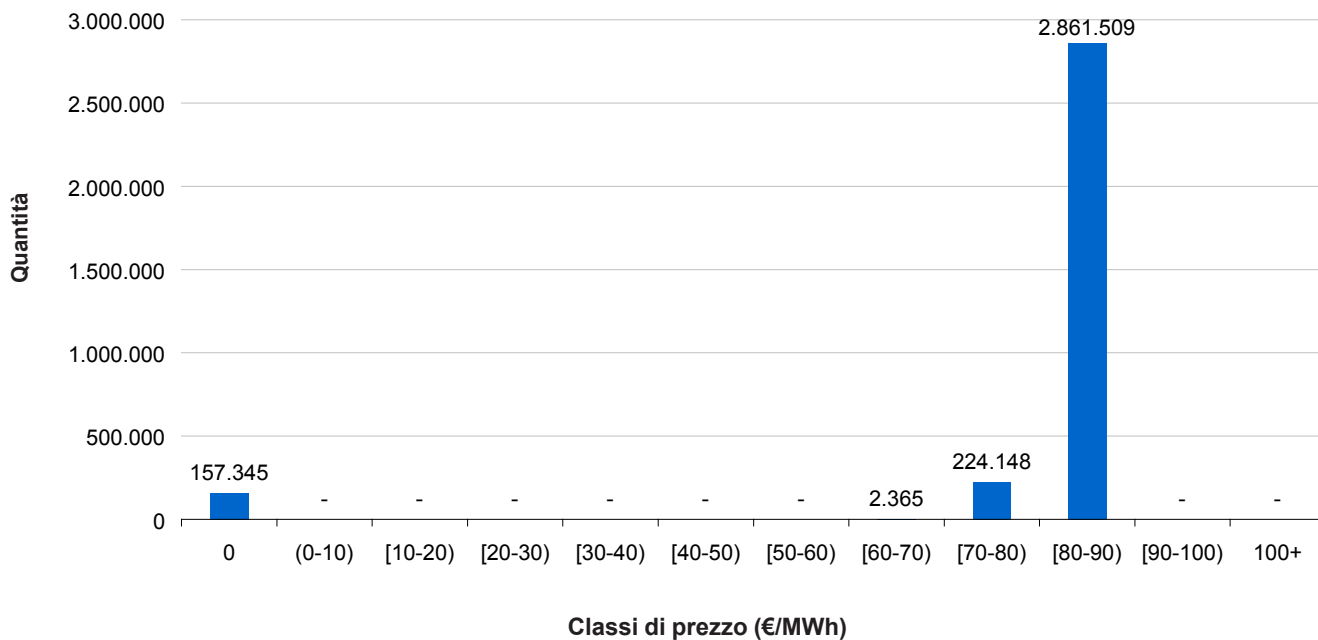
## (continua)

Nel corso del mese di novembre 2013 sono stati scambiati 3.245.367 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali, (3.891.736 CV il mese scorso) delle varie tipologie. La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso

del mese di novembre, è stata pari a 81,38 €/MWh minore di 5,38 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (86,76 €/MWh).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - novembre 2013

Fonte: GME



# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di novembre 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 779,3 milioni di EUAs, in diminuzione dello 0,68 % rispetto al mese precedente (784,6 milioni di EUA a ottobre - fonte Point Carbon).

Da inizio anno, i volumi delle EUAs sono in crescita del 5,3 % rispetto ai primi 11 mesi del 2012 a causa delle aste programmate per le emissioni effettuate da parte dei governi (84,5 milioni le EUAs offerte).

Inoltre, le aspettative di mercato, sensibili ai rumors relativi

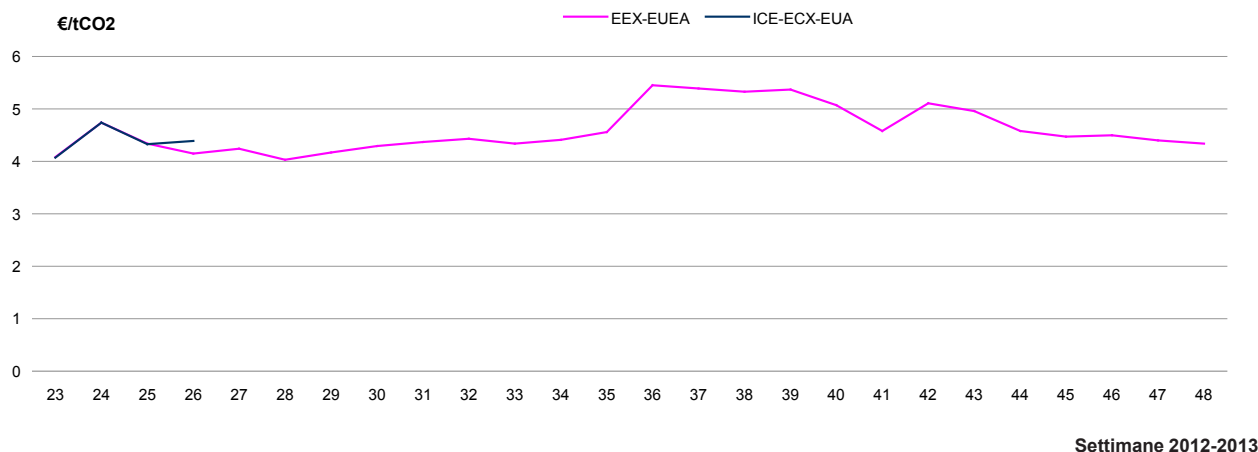
all'approvazione della legge comunitaria sulla proposta di backloading, si sono riversate sui prezzi, segnando nel mese di settembre un aumento poi riassorbito.

La definizione del processo legislativo, infatti, sembra essere prevista successivamente al primo semestre 2014.

Riguardo le rilevazioni dei prezzi settimanali, del contratto spot (EU Emission Allowances 2013-2020) registrate sul mercato EEX, si registra un andamento pari a 4,58 €/tonn a inizio mese e 4,34 €/tonn a fine mese.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



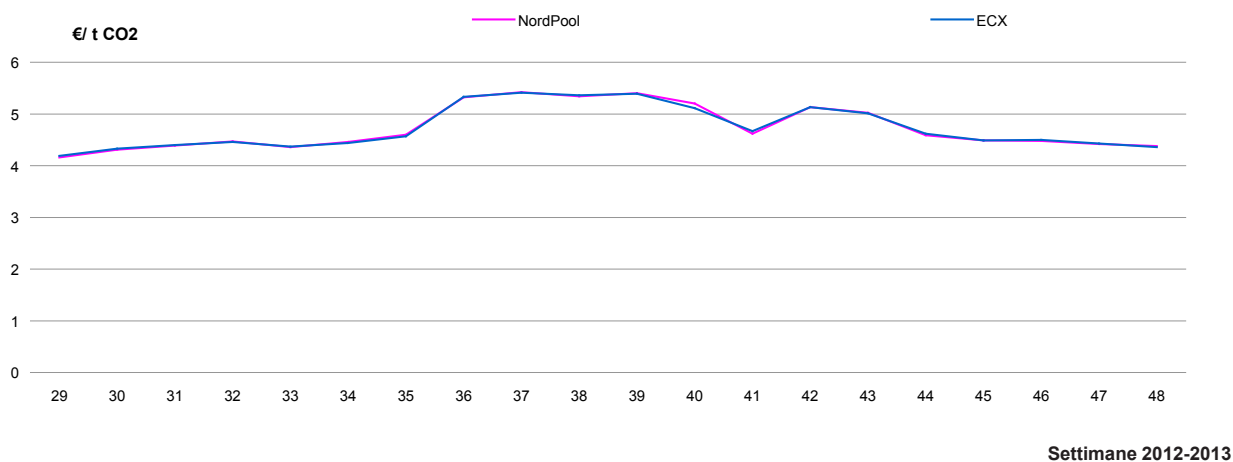
## (continua)

In relazione, all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC\_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price a 4,62 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 4,36 €/tonn.

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2013 sui maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



## SCENARI ENERGETICI: TRA VECCHIE CONFERME E NUOVE TENDENZE

di Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

Meno identificabile una tendenza netta per quel che riguarda le aree di volta in volta esaminate, ma nel complesso si nota un progressivo spostamento dell'interesse da macro-aree a singoli paesi: Cina, India, Brasile, Russia i più discussi. Relativamente ai temi trattati, risulta dominante la questione ambientale che - seppur con accenti diversi - è quasi sempre presente e spesso focalizzata sul cambiamento climatico. Si annovera poi il crescente interesse per il potenziale ancora inespresso dell'efficienza energetica, che nell'ultimo WEO viene definitivamente considerata come fonte energetica alternativa - l'unica ad incontrare simultaneamente obiettivi economici, di sicurezza energetica e di tutela dell'ambiente - e quindi trattata alla stregua delle fonti tradizionali. Da ultimo, emerge una spiccata attenzione agli investimenti in infrastrutture energetiche, ai sussidi alle fonti fossili e all'accesso universale alle moderne forme di energia.

Concludiamo la disamina qualitativa dei WEO degli ultimi 20 anni con un cenno al mutamento della tipologia di scenari proposta. Questo ambito si presta a diverse considerazioni, in relazione all'orizzonte temporale considerato, alla numerosità degli scenari presi in esame e alla loro tipologia. Fino al 2001, le previsioni abbracciavano un lasso temporale intorno ai 20 anni; l'esercizio previsivo è diventato invece più complesso a partire dal 2002 quando l'orizzonte è stato esteso oltre i due decenni (orizzonte 2030 tra il 2002 e il 2009; 2035 dal 2010 in avanti). Anche numerosità e tipologia degli outlook proposti sono cambiate significativamente nel tempo, riflettendo, di volta in volta, quanto accaduto nell'ultimo anno considerato a consuntivo, in modo da tener conto dei dati, delle politiche e degli avvenimenti più recenti e potenzialmente impattanti sulle dinamiche attese, nonché dell'incertezza che circonda alcune assunzioni di base (generalmente andamento del PIL mondiale e dei prezzi del petrolio) per le quali si ritiene utile formulare ipotesi alternative. Fino al 1999, lo scenario chiamato Reference è del tipo Business As Usual (BAU), in cui si ipotizza che le esistenti tendenze di mercato e tecnologiche proseguano in futuro e si considera solo lo stato attuale delle politiche. A

questo si affiancano, di volta in volta, outlook che tengono conto di politiche e/o tecnologie alternative che vanno oltre le tendenze, i piani e le proposte correnti e che rappresentano un utile completamento alle proiezioni BAU, in considerazione della dinamicità e discontinuità che osservano, nella realtà dei fatti, il quadro politico e le dinamiche tecnologiche e di mercato. Ne sono un esempio, i casi Capacity Constraints e Energy Savings proposti nel 1995 e 1996 che presuppongono, rispettivamente, l'impossibilità dell'offerta di tenere il passo dei consumi ai livelli di prezzo correnti e miglioramenti rilevanti di efficienza energetica tali da ridurre significativamente la richiesta mondiale; di conseguenza, pur assumendo lo stesso tasso di crescita economica, approdano a risultati molto diversi lato domanda. Dal 2000 al 2009, il concetto di Scenario Reference viene poi ampliato rispetto al BAU; nonostante sia costruito valutando solo le misure governative già prese, inizia a tener conto di un set di nuove policy dei Paesi OCSE, prevalentemente orientate alla lotta al cambiamento climatico e non incluse nel BAU. Si tratta di misure politiche già annunciate anche se in alcuni casi solo parzialmente implementate. Anche in questi anni, all'outlook di riferimento vengono affiancate proiezioni alternative che poggiano su differenti ipotesi di base o su un più ampio range di politiche e tecnologie. Infine, nel 2010 si assiste ad un ulteriore cambiamento nell'approccio utilizzato: lo scenario di riferimento diventa quello di maggior consenso (o di valori attesi) e viene denominato New Policies Scenario in quanto tiene conto anche di politiche governative dichiarate ma non ancora implementate. A questo si affiancano uno scenario alternativo - noto come scenario 450 - che include misure in tema di cambiamento climatico più forti di quelle ipotizzate nel New Policies e finalizzate a limitare la concentrazione in atmosfera dei gas ad effetto serra a 450 parti per milione - e lo scenario Politiche Correnti - che prima rappresentava il Reference case - impiegato come parametro rispetto al quale valutare le implicazioni di nuove politiche e di significativi mutamenti tecnologici e/o di mercato.



# SCENARI ENERGETICI: TRA VECCHIE CONFERME E NUOVE TENDENZE

(continua)

GLI ULTIMI 20 ANNI DI WEO, COME E' CAMBIATO (1994-2013)					
	Fonte	Area	Tema	Scenari	
1994	nessun focus	- 4 focus regionali: Pacifico OCSE, Asia Orientale, Cina, Europa Centro-Orientale) - altre issues: Ex URSS	- ambiente con focus su carbon tax - altre issues: ex URSS, offerta gas in Europa, produzione acciaio e etilene, prezzi prodotti petroliferi in Paesi non-OCSE	3 scenari al 2010: Reference Case, High Nuclear Case, High Growth Case	
1995	nessun focus	- 4 focus regionali: Nord America OCSE, America Centrale e Meridionale (Brasile in particolare), Asia Meridionale, Africa.	- ambiente con focus trasporti (efficienza, dieselizzazione, carburanti alternativi) - altre issues: l'industria dell'acciaio e ferro, rinnovabili nell'area OCSE e biomassa	2 scenari al 2010: Capacity Constraints Case e Energy Savings Case	
1996	nessun focus (petrolio e generazione elettrica sono privilegiate nella trattazione)	- 3 focus regionali: Europa OCSE, Ex URSS, Medio Oriente	- ambiente con focus sulle implicazioni della produzione di acciaio e ferro - altre issues: domanda di prodotti petroliferi e impatto sulla raffinazione, costi d'investimento in nuova capacità di generazione	2 scenari al 2010: Capacity Constraints Case e Energy Savings Case	
1997	NESSUNA PUBBLICAZIONE				
1998	nessun focus	- 10 focus regionali: Europa OCSE, Nord America OCSE, Pacifico OCSE, Economie in transizione, Cina, Asia Orientale, Asia Meridionale, America Latina, Africa e Medio Oriente	nessun focus	1 scenario principale al 2020, il Business As Usual (BAU), con due varianti: Kyoto Analysis 1 e Kyoto Analysis 2	
1999	"Looking at Energy Subsidies: Getting the Prices Right"	nessun focus	- 8 focus regionali: Cina, Federazione russa, India, Indonesia, Iran, Sud Africa, Venezuela, Kazakhstan	- impatto dei sussidi energetici	1 scenario al 2020, Business As Usual (BAU)
2000	nessun focus	- 6 focus regionali: Nord America OCSE, Europa OCSE, Pacifico OCSE, Russia, Cina, Brasile. -focus su India	- GHG emission trading - trasporti - generazione elettrica	Reference Case al 2020 e comparato con 3 scenari alternativi: CO2 Emission Trading Case (sforzi per ridurre le emissioni secondo i target di kyoto), Alternative Transportation Case, Alternative Power Generation Case	
2001	"Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth"	- focus su petrolio, gas, carbone, rinnovabili, uranio	nessun focus	- trend globali relativi all'offerta delle fonti energetiche, con particolare riferimento agli investimenti infrastrutturali e tecnologici	viene utilizzato il reference case del WEO 2000 e comparato a 2 scenari alternativi: High Price e Low Price Scenarios.
2002	nessun focus	- focus regionali: Nord America OCSE, Europa OCSE, Pacifico OCSE, Cina, Russia, India, Brasile, Indonesia	- energia e povertà (accesso all'elettricità, uso delle biomasse)	Reference Case al 2030 e comparato con 1 scenario alternativo: Alternative Policy Scenario (valuta l'impatto di nuove politiche energetico-ambientali che i Paesi OCSE stanno considerando di adottare)	
2003	"World Energy Investment Outlook"	nessun focus	nessun focus	- trend degli investimenti energetici globali - tecnologie avanzate CCS, celle a combustibile e idrogeno, reattori nucleari, trasmissione elettrica)	viene utilizzato il Reference Case del WEO 2002 e comparato allo scenario Restricted Middle East Oil Investment Scenario e all' Alternative Policy Scenario.
2004	nessun focus	- focus regionali: OCSE e UE, PVS, Economie in Transizione. - focus sulla Russia	- il ruolo dell'energia nello sviluppo, con riferimento ai Millennium goals	Reference Case al 2030 comparato con 1 scenario alternativo: Alternative Policy Scenario	
2005	"Middle East and North Africa"	nessun focus	- focus su Medio Oriente e Nord Africa e in particolare su EAU, Arabia Saudita, Qatar, Libia, Kuwait, Iraq, Iran, Egitto, Algeria.	nessun focus	Reference Case al 2030 comparato con 2 scenari alternativi: Deferred Investment Scenario e Alternative Policy Scenario
2006	- focus su prospettive del nucleare, sui biocarburanti e sugli investimenti in Oil&Gas	- focus sul Brasile	- impatto di alti prezzi energetici - energia per cucinare nei PVS	Reference Case al 2030 comparato con 1 scenario alternativo: Alternative Policy Scenario denominato anche Resolute Action	
2007	"China and India"	- nessun focus	- focus su Cina e India	- impatto dello sviluppo di Cina e India sulle dinamiche energetiche globali	Reference Case al 2030 comparato con 2 scenari alternativi: Alternative Policy Scenario e High Growth Scenario
2008	- focus su petrolio e gas	nessun focus (attenzione ai Paesi esportatori di petrolio e gas dell'Africa Sub-Sahariana)	- il ruolo dell'energia nelle politiche di climate change	Reference Case al 2030 confrontato con 2 scenari alternativi relativi alle politiche di climate change: 550 Policy Scenario e 450 Scenario	
2009	- focus sul gas	- focus sul Sud-Est Asiatico	- trend globali con riferimento all'impatto della crisi finanziaria sugli investimenti energetici - le politiche di climate change post-2012	Reference Case al 2030 comparato con 1 scenario alternativo relativo alle politiche di climate change: 450 Scenario	
2010	- focus su rinnovabili	- focus sull'area del Caspio	- focus sui sussidi energetici - le politiche di climate change dopo l'accordo di Copenhagen	3 scenari al 2035: New Policies Scenario (di riferimento), Current Policy Scenario e 450 Scenario	
2011	- focus sul carbone	- focus sulla Russia	- nucleare dopo Fukushima - accesso all'energia - sussidi energetici	3 scenari al 2035: New Policies Scenario (di riferimento), Current Policy Scenario e 450 Scenario	
2012	nessun focus	- focus sull'Iraq	- focus su efficienza energetica - progressi nell'accesso all'energia - ruolo dell'acqua nella produzione di energia	3 scenari al 2035: New Policies Scenario (di riferimento), Current Policy Scenario e 450 Scenario	
2013	- focus su petrolio, efficienza energetica (new entry)	- focus su Brasile	nessun focus	3 scenari al 2035: New Policies Scenario (di riferimento), Current Policy Scenario e 450 Scenario	

## SCENARI ENERGETICI: TRA VECCHIE CONFERME E NUOVE TENDENZE

(continua)

### Un confronto col passato e focus 2013

La centralità delle fonti fossili evidenziata nella disamina dei focus proposti negli ultimi 20 anni di WEO trova conferma nella lettura dei dati quantitativi. Prendendo in considerazione i WEO dal 2002 al 2013 e scomponendo per fonte la domanda corrente (ultimo dato consuntivo disponibile) e quella prevista nello scenario centrale, si nota come il **petrolio** mantenga il suo primato, mostrando consumi in crescita ma esibendo un calo continuo del peso relativo sul mix globale tanto nei dati consuntivi quanto nelle previsioni. Il WEO 2013, a fronte di una quota del 31% riportata per il 2011, indica un'incidenza del 27% all'orizzonte 2035, superiore a quella di tutte le altre fonti. Come anticipato, il petrolio è l'osservato speciale di quest'ultima edizione degli scenari AIE in cui vengono introdotti alcuni elementi di novità rispetto alle passate analisi, indicativi di tendenze evolutive in atto sia lato domanda che lato offerta. Sul fronte consumi, non sorprende che i driver dell'incremento atteso siano il settore trasporti (principalmente nelle economie non-OCSE) e la petrolchimica. Quel che c'è di nuovo è che nel primo ambito sono i mezzi pesanti e non le automobili a guidare la domanda, assorbendo un terzo della crescita complessiva prevista. Le stime dell'AIE indicano, di conseguenza, un aumento del consumo di diesel tre volte superiore a quello della benzina. Lato offerta, il WEO 2013 aggiorna il dato eclatante comunicato nella passata edizione con cui si annunciava da parte degli Stati Uniti il superamento del primato di produzione saudita attorno al 2017, orizzonte ora anticipato al 2015, quando verrà raggiunto un livello produttivo di 11 mil. bbl./g. Tuttavia, l'Agenzia sottolinea come a questo sorpasso faccia seguito il conseguimento di un picco di 12 mil. bbl./g attorno al 2025 e un successivo inesorabile calo, ascrivibile all'elevato tasso di declino che caratterizza molti bacini ricchi di greggio non convenzionale - che può raggiungere già dal primo anno di messa in produzione il 50-70% e percentuali anche più elevate negli anni successivi; questo significa che, a meno di procedere con ulteriori fratturazioni idrauliche e nuove perforazioni, la produzione subisce inevitabili e drastici cali di anno in anno. Da qui l'indicazione che la rivoluzione in atto in Nord America interesserà principalmente il prossimo decennio, senza tuttavia modificare le tendenze di lungo termine che continuano ad assegnare all'OPEC un ruolo importante. Passando al **gas naturale**, dal confronto con le passate edizioni del WEO si evince come, a fronte di una sostanziale stabilità nei dati effettivi - con una quota che si attesta attorno al 20-21% lungo il periodo 2000-2011 - i valori previsivi risultino sempre più alti dei consuntivi ma con un'oscillazione piuttosto ampia dell'incidenza relativa che risulta prevalentemente in diminuzione: dal 28% atteso al

2030 nel WEO 2002 al 24% dell'ultima edizione che tuttavia riferisce all'orizzonte 2035. Limitandosi all'outlook del 2013, le prospettive di questa fonte paiono rosee in tutti e tre gli scenari proposti, con il gas non convenzionale che giocherà un ruolo sempre più decisivo nel soddisfare la domanda. Sia lato domanda che lato offerta, saranno i paesi non-OCSE i veri protagonisti di questo mercato ma alcune dinamiche di rilievo stanno interessando anche i paesi industrializzati: Nord America e Australia potrebbero rientrare tra i maggiori esportatori di gas, se la rapidità con cui sta aumentando la rispettiva produzione domestica dovesse continuare. Per concludere la disamina delle fonti fossili, attese assorbire al 2035 il 75% della domanda mondiale di energia, rileva fare alcune considerazioni in merito al **carbone**. Tra il 2000 e il 2011, l'incidenza di questa fonte sul mix mondiale è aumentata in modo significativo arrivando a rappresentare, nell'ultimo anno a consuntivo considerato, il 29% dei consumi globali, ben 6 punti percentuali in più rispetto al dato del 2002. In termini prospettici, l'andamento è altrettanto interessante: se il confronto si limita al primo e ultimo dato previsivo riportato (2002 e 2013) si nota un aumento del peso relativo di questo combustibile, ancora più accentuato dal fatto che l'orizzonte di previsione considerato differisce: il 25% indicato nel WEO 2013 riferisce infatti al 2035 mentre il 24% riportato nel 2002 è rivolto a 5 anni prima. La quota attesa nell'ultima proiezione AIE è tutt'altro che trascurabile: alla fine del periodo, un quarto dei consumi mondiali di energia dipenderà ancora dai combustibili solidi, con una crescita dei relativi consumi del 17% rispetto al 2011, trainata dagli sviluppi dei settori siderurgico, industriale e termoelettrico delle economie asiatiche emergenti. La Cina mantiene un ruolo di primo piano con un consumo prossimo al 50% dei volumi di carbone estratti su scala mondiale: tuttavia, la crescita media annua sarà inferiore all'1% in ragione di una più contenuta espansione economica e dell'implementazione di politiche volte a contenere l'uso di combustibili solidi per finalità ambientali. Un grande contributo alla crescita della domanda muoverà poi dal Sud-Est asiatico che mostrerà tassi di incremento compresi tra il 3% e il 5% fino al 2035; in quest'area, la crescita demografica ed economica favoriscono lo sviluppo di parchi di generazione elettrica principalmente costituiti da centrali a carbone, in ragione del minor costo e della minor vulnerabilità di questa fonte. Ovviamente, una simile dinamica attesa mal si concilia con obiettivi di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub>, determinando un aumento delle stesse dai 21 mld tonn registrati nel 1990 ai 37,2 previsti al 2035 nello scenario Nuove Politiche, che diventano 43,1 mld. tonn nell'outlook Politiche Correnti.

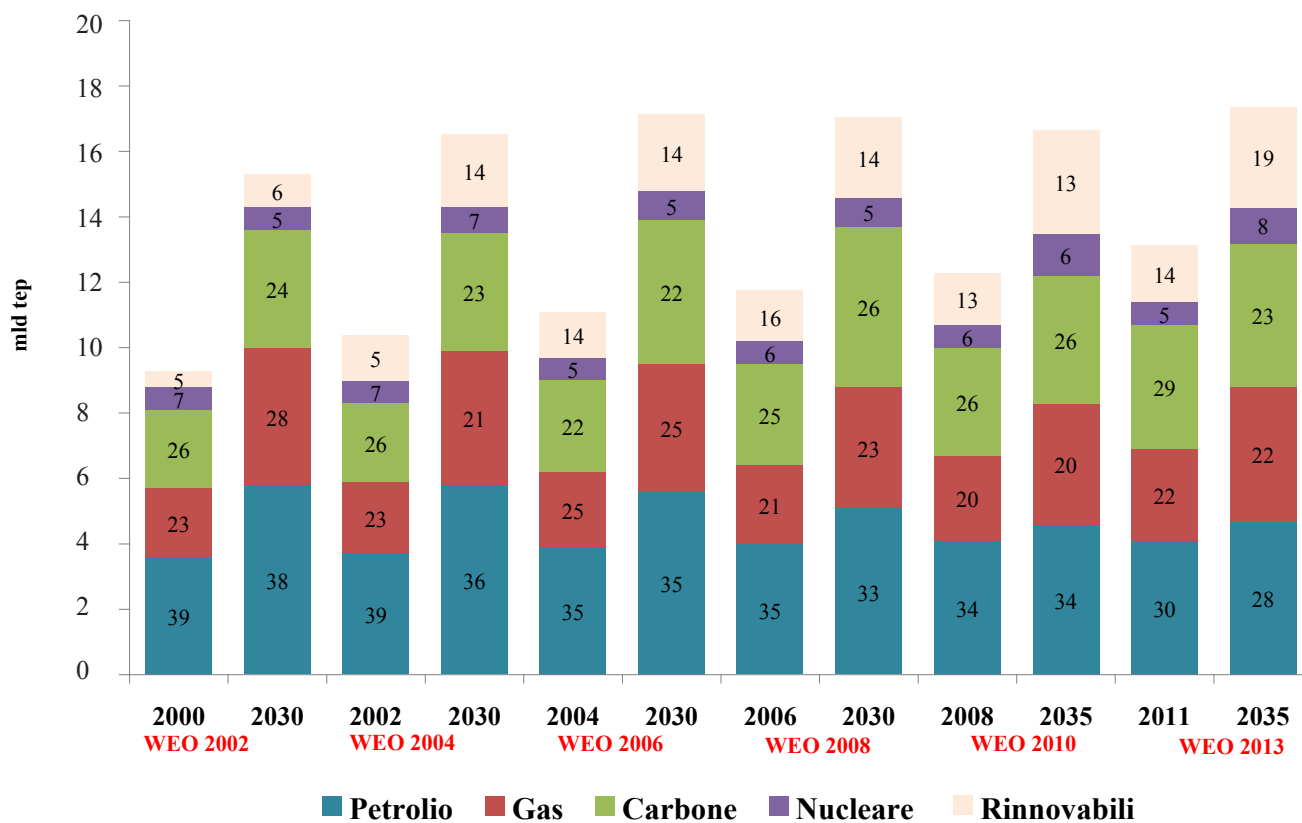
## SCENARI ENERGETICI: TRA VECCHIE CONFERME E NUOVE TENDENZE

(continua)

Previsione allarmante se si considera la scarsa prospettiva di penetrazione dei sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio che secondo il WEO 2013 non supereranno l'1% della capacità di generazione installata alla fine dell'orizzonte di proiezione considerato. Quanto alle **rinnovabili**, se il dato consuntivo del decennio 2000-2011 mostra una sostanziale stabilità, in termini prospettici si nota un significativo balzo a partire dal WEO 2010. Nelle ultime edizioni, questo aggregato

di fonti sembra quindi ritagliarsi "un posto al sole" nel panorama energetico mondiale, assorbendo al 2035 quasi il 20% della domanda mondiale. Tuttavia, detta percentuale non è sufficiente a garantire il conseguimento degli obiettivi climatici su cui si fonda lo scenario 450, ove si indica la necessità di una penetrazione di queste fonti nella misura del 26% dei consumi primari, il doppio della quota attuale.

Domanda di energia primaria per fonte: dati consuntivi e previsivi WEO 2002-2013 (mld tep)



Fonte: elaborazioni RIE su WEO anni vari

Nota: Si prendono in considerazione anni alternati in quanto non per tutti i WEO sono disponibili le appendici statistiche da cui calcolare le quote delle diverse fonti sul mix di domanda primaria mondiale

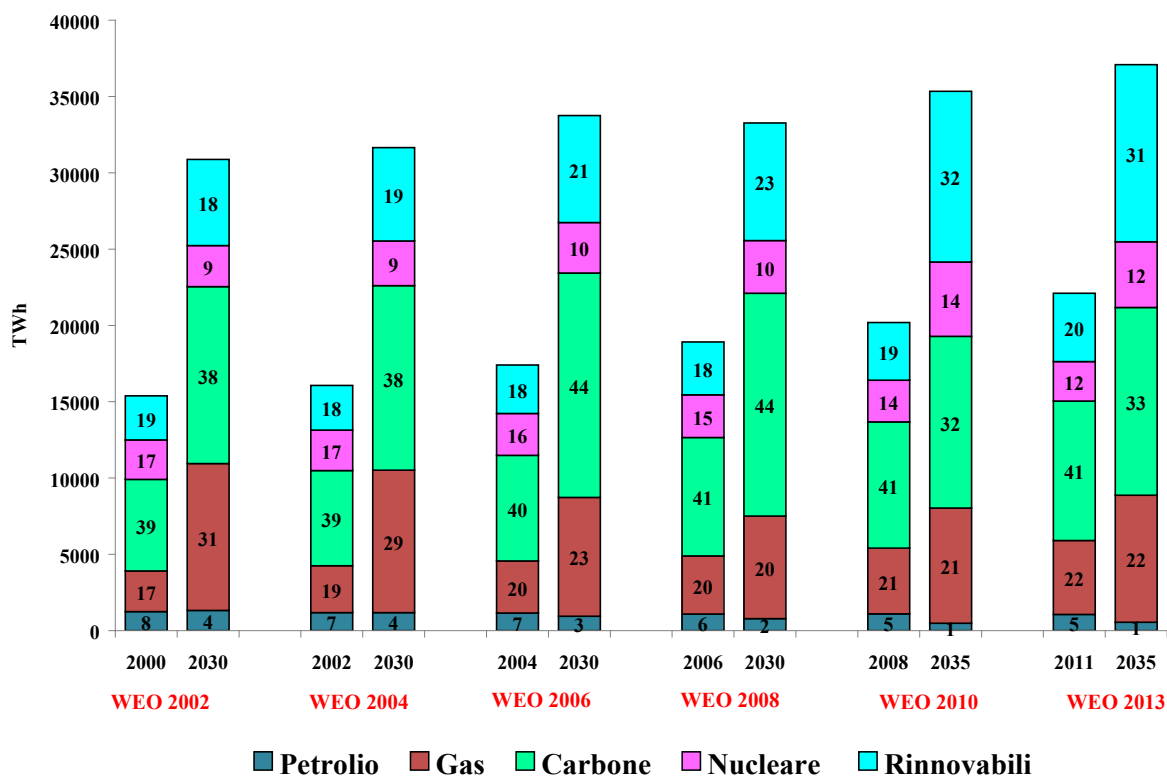
# SCENARI ENERGETICI: TRA VECCHIE CONFERME E NUOVE TENDENZE

(continua)

Molte delle dinamiche sopra delineate si riflettono nel mix di generazione, che segue una profonda evoluzione sia in termini consuntivi che attesi. Ragionando per fonte, si nota il crescente uso del gas come combustibile per la produzione elettrica, evidente nella lettura dei valori effettivi; il dato previsivo di volta in volta pubblicato denota, invece, una tendenziale riduzione del peso relativo atteso di questa fonte. Si assiste, in particolare, al progressivo venir meno del gap tra peso a consuntivo e peso previsto: nel WEO 2002, il gas presentava un'incidenza del 17% sul mix di generazione a fronte di una quota prevista del 31% al 2030. Nell'edizione 2013, i due pesi (2011 e 2035) coincidono portandosi al 22%, principalmente in ragione della forte penetrazione attesa delle rinnovabili. Quanto al carbone, rileva il suo incontrastato dominio in tutti gli outlook presi in esame, con un'incidenza in crescita di 2 punti tra il 2000 e il 2011 (dal 39% al 41%). I dati prospettici mostrano invece una dinamica particolare: in

aumento fino al WEO 2008 – con una quota stimata nell'ordine del 44% al 2030 – l'incidenza attesa mostra una riduzione nelle ultime due edizioni che, tuttavia, fanno riferimento al 2035, rimandando oltre il 2030 il minor ricorso a questa fonte nella generazione elettrica. Infine, come anticipato, un elemento di novità significativo rispetto al passato e visibile a partire dal WEO 2010, è il ruolo di primo piano che le rinnovabili si ritagliano nella produzione di elettricità, quasi eguagliando il carbone e soddisfacendo un terzo della produzione mondiale al 2035. In particolare, nel WEO 2013 si riporta che la potenza installata di solare fotovoltaico ed eolico è prevista aumentare rispettivamente di quattro e sette volte lungo l'orizzonte di proiezione, con rilevanti conseguenze in termini di design del mercato elettrico e di investimenti necessari per lo sfruttamento di queste fonti intermittenti ma anche per la creazione di capacità tradizionale di riserva.

Mix di generazione: dati consuntivi e previsivi WEO 2002-2013



Fonte: elaborazioni RIE su WEO anni vari

Nota: Si prendono in considerazione anni alternati in quanto non per tutti i WEO sono disponibili le appendici statistiche da cui calcolare le quote delle diverse fonti sul mix di domanda primaria mondiale

## SCENARI ENERGETICI: TRA VECCHIE CONFERME E NUOVE TENDENZE

(continua)

### Un confronto con gli altri scenari energetici.

Concludiamo questa non esaustiva disamina degli scenari dell'Agenzia di Parigi, proponendo un'analisi comparata della quota di mercato delle diverse fonti energetiche riportata nel WEO 2013 e in altri autorevoli outlook pubblicati nello stesso anno. Nonostante assunzioni di base simili in termini di crescita economica e demografica, i diversi approcci utilizzati nella costruzione degli scenari esaminati implicano scostamenti rilevanti nei livelli assoluti di domanda primaria, pur convenendo nello spostamento ad est del suo baricentro. Lo scenario centrale del WEO 2013 (Nuove Politiche) risulta così direttamente comparabile con gli outlook di BP ed Exxon Mobil, anch'essi rientranti nel novero degli scenari di maggior consenso, mentre il Reference Case dell'EIA DOE assume che le politiche attuali proseguano senza modifiche anche in futuro, in linea con il caso Politiche Correnti dell'AIE. Una voce fuori dal coro è invece rappresentata dallo scenario 450 dell'Agenzia Internazionale per l'Energia, unico che tiene in considerazione un set di politiche e tecnologie molto più ampio, che va oltre le tendenze e le proposte correnti.

Per esigenza di semplificazione, e in considerazione delle susesposte diversità, si è quindi preferito concentrare l'ultima riflessione sulla composizione della domanda per fonti stimata nei diversi Outlook, senza riferimento ai valori assoluti.

Pur nella diversità degli approcci utilizzati, la centralità delle fonti fossili è riconosciuta in tutte le previsioni, con un'incidenza aggregata (petrolio, gas e carbone) che oscilla tra il 76% e l'81% sia nel gruppo degli scenari di maggior consenso che in quelli a politiche correnti. Il carbone è il combustibile fossile che mostra gli scostamenti più significativi tra le diverse proiezioni: escludendo il caso 450, Exxon Mobil stima al 2035 l'incidenza più contenuta (20%), contro il 28-29% indicato dal Politiche Correnti dell'AIE, dal BP e dal Reference Case dell'EIA, dove risulta essere la fonte dominante in linea con il petrolio. Il gas è invece la fonte che mostra la maggior convergenza tra tutti gli Outlook in esame, con un peso che si muove nel range 23-26%. Quanto alle rinnovabili, eccezion fatta per lo scenario 450, la previsione centrale dell'AIE risulta essere la più ottimista (18% al 2035) mentre le altre convergono attorno al 12-15%.

**Quota di mercato delle fonti energetiche nei diversi scenari del 2013**

	Petrolio	Carbone	Gas naturale	Totale fonti fossili	Nucleare	Rinnovabili
<b>2011</b>	<b>31</b>	<b>29</b>	<b>21</b>	<b>81</b>	<b>5</b>	<b>13</b>
<b>2035</b>						
AIE Nuove Politiche	27	25	24	76	6	18
AIE Politiche Correnti	27	29	23	79	5	15
AIE 450	24	17	23	64	10	26
Exxon Mobil *	32	20	26	78	8	14
<b>2011</b>	<b>33</b>	<b>30</b>	<b>24</b>	<b>87</b>	<b>5</b>	<b>8</b>
BP 2030	28	28	25	81	6	12
EIA 2035	28	28	23	79	7	14

Fonte: elaborazioni RIE su WEO 2013 (AIE), IEO 2013 (EIA DOE), Outlook for Energy di Exxon Mobil, Energy Outlook 2030 di BP. Il totale può non essere 100 in ragione di arrotondamenti. Gli scenari di BP e EIA DOE non considerano le biomasse non commercializzate, motivo per cui il dato consuntivo 2011, tratto dal BP Statistical Review, differisce da quello di fonte AIE. Il primo gruppo di scenari considera invece anche le biomasse non commercializzate e il dato consuntivo è preso dal WEO 2013 dell'AIE. \*I dati relativi ad Exxon Mobil sono stati calcolati al 2035 anche se nell'Outlook pubblicato gli scenari sono al 2040. Al valore del 2025, è stato applicato per ogni fonte lo specifico tasso di crescita medio annuo previsto per il periodo 2025-2040.

Di fatto, quel che si evidenzia dalla lettura delle diverse edizioni del WEO e dalla sintetica analisi comparata proposta è che, seppur in presenza di tendenze evolutive rilevanti, molti aspetti del panorama energetico futuro ricalcano il passato: i

grandi numeri degli scenari energetici a 25 anni possono dirsi sostanzialmente predeterminati dal lato della domanda e molto difficilmente verranno modificati in modo significativo.

<sup>1</sup> Oliviero Bernardini, Crisi vere e immaginarie negli scenari energetici e ambientali, pubblicato su Rivista Energia, 3/2010.

<sup>2</sup> Rispetto al WEO 2008, l'incidenza attesa del carbone sulla domanda primaria viene invece rivista al ribasso; in quell'edizione si stimava infatti un peso del 29% all'orizzonte 2030.



# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 21 novembre 2013 532/2013/R/eel** | **“Approvazione dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE) per l’anno 2014 nonché del consuntivo dei costi 2012 e del preventivo dei costi 2014 comunicati dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per le attività di monitoraggio del mercato all’ingrosso”** | pubblicata il 25 novembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/532-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto il Regolatore ha approvato la proposta di misura dei corrispettivi per l’anno 2014 per la partecipazione alla Piattaforma dei Conti Energia (PCE), disponendo, al contempo, il riconoscimento in favore del GME dei costi associati allo svolgimento delle funzioni di monitoraggio del mercato elettrico di cui all’Art. 3, comma 3.1, della Delibera ARG/elt 115/08, come successivamente modificata ed integrata (nel seguito: TIMM).

Nello specifico, con la delibera de qua, l’AEEG:

i) ha determinato l’ammontare dei costi riconosciuti a consuntivo al GME per lo svolgimento delle attività di cui all’Art. 3, comma 3.1., del TIMM nell’anno 2012 in 899.400 euro, disponendo che i predetti costi siano coperti dai ricavi derivanti al GME dai corrispettivi per la partecipazione alla PCE applicati nel 2012;

ii) ha determinato l’ammontare dei costi riconosciuti a preventivo al GME per lo svolgimento delle attività di cui all’Art. 3, comma 3.1, del TIMM riguardanti l’anno 2014 pari a circa 890.000 euro, deliberando che i predetti costi siano coperti dai ricavi derivanti al GME dai corrispettivi per la partecipazione alla PCE da applicarsi nel 2014;

iii) ha approvato la proposta del GME del 17 ottobre 2013, relativa ai corrispettivi per la partecipazione alla PCE nel 2014, la quale si sostanzia nella conferma della struttura dei corrispettivi PCE già validi per l’anno 2013;

iv) ha previsto che l’extra remunerazione PCE - derivante dalla significativa crescita dei quantitativi (MWh) registrati sulla medesima piattaforma - ad oggi quantificabile in 11.808.000 euro, come eventualmente rettificata in sede di consuntivazione del reddito operativo imputabile alla PCE per il 2013 - dovrà essere transitoriamente accantonata dal GME in bilancio al fondo rischi e oneri a copertura di future perdite imputabili alla PCE stessa o ad altre piattaforme gestite dal GME e regolate dall’AEEG;

v) ha disposto che il GME trasmetta alla medesima Autorità una proposta relativa alla destinazione dell’extra remunerazione PCE di cui al precedente alinea finalizzata a promuovere la liquidità nelle fasi di avvio di altri mercati o piattaforme organizzati e gestite dal GME, con particolare attenzione per il settore del gas naturale.

■ **Delibera 14 novembre 2013 516/2013/R/eel** | **“Approvazione del Regolamento disciplinante le aste per l’importazione elettrica virtuale, per l’anno 2014”** | pubblicata il 15 novembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/516-13.htm>

L’Art. 32 della legge 23 luglio 2009, n.99, recante “Disposizioni per lo sviluppo e l’internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, al fine di contribuire all’effettiva realizzazione un mercato unico europeo dell’energia elettrica, ha previsto la realizzazione di ulteriori infrastrutture di interconnessione con l’estero - in particolare con i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale - nei limiti di un incremento complessivo di capacità di trasporto pari a 2000 MW.

In attuazione di tale articolo, Terna, a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, ha programmato e sta tuttora realizzando uno o più potenziamenti delle infrastrutture di connessione con l’estero (definiti «interconnector»).

Segnatamente, ai sensi di quanto disposto dalla legge n.99/09, nelle more dell’effettiva realizzazione ed entrata in esercizio degli intrconnector, è prevista la gestione da parte di Terna di un servizio di importazione virtuale.

Tale servizio di importazione virtuale si realizza attraverso l’individuazione da parte del Gestore di rete - mediante procedura d’asta annuale soggetta all’approvazione dell’Autorità (nel seguito: Regolamento) - di uno o più soggetti (Shippers) che si impegnino con Terna stessa, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo mensile, a trasferire e rendere disponibile sul mercato italiano (segnatamente sulla piattaforma PCE) a favore dei soggetti finanziatori, la corrispondente quantità di energia elettrica da quest’ultimi precedentemente ceduta agli stessi Shippers su determinati mercati esteri UE.

Ciò premesso, in data 6 novembre 2013, Terna ha inviato all’Autorità, per approvazione, il Regolamento d’asta relativo all’anno 2014, precisando che non sono state apportate modifiche o integrazioni rispetto al Regolamento approvato dall’Autorità per l’anno 2013.

Pertanto, con il provvedimento de quo, il Regolatore ha approvato per il 2014 il Regolamento relativo alla gestione da parte di Terna delle aste di importazione virtuale per la selezione dei relativi Shippers da abbinare alle richieste di accesso al servizio di importazione virtuale, formulate dai soggetti finanziatori, per il medesimo anno.

■ **Delibera 31 ottobre 2013 481/2013/R/eel** | **“Riconoscimento, per l’anno 2012, degli oneri derivanti dall’emission trading system, limitatamente all’energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92”** | pubblicata il 4 novembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/481-13.htm>

# Novità normative di settore (continua)

Per quanto concerne la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva comunitaria 2003/87/CE e ss.mm.ii, la normativa nazionale di riferimento prevede che i produttori titolari di convenzioni di cessione destinata Cip n. 6/92 hanno il diritto di ricevere, su base annuale, un apposito contributo di indennizzo economico (cfr, news precedente).

Al fine di quantificare la misura di tale contributo economico per il 2012, con la determinazione 30 aprile 2013 n. DMEG/FPA/6/2013, il Direttore della Direzione Mercati dell'AEEG ha quantificato - applicando i commi 5.1 e 5.3 della deliberazione ARG/elt 77/08 ed il punto 3 della deliberazione ARG/elt 143/11 - i relativi termini, espressi in euro/t, della formula di calcolo di riferimento (PFLEX e PEUA).

Segnatamente, per l'anno 2012, l'AEEG con il citato provvedimento ha determinato che:

a) il valore del termine PFLEX è pari a 2,95 €/t;

b) il valore del termine PEUA è pari a 7,37 €/t;

Ciò premesso, con il provvedimento de quo, il Regolatore:

- ha determinato l'onere da riconoscere, per il 2012, a ciascun produttore elencato nelle Tabella 1 e 2 allegate al provvedimento in oggetto, come prodotto tra l'effettivo numero di quote di emissione oggetto di rimborso ed i rispettivi valori unitari PFLEX e PEUA sopra indicati;

- ha deliberato, per gli effetti di cui al punto precedente, che il rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del provvedimento verrà operato a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 49, del Testo Integrato Trasporto. A tal fine, Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) è autorizzata ad effettuare anticipazioni al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate utilizzando le giacenze disponibili presso gli altri conti di gestione anche oltre il limite previsto al punto 2 della deliberazione 114/2012/R/com.

■ **Delibera 31 ottobre 2013 481/2013/R/eel** | "Riconoscimento, per l'anno 2012, degli oneri derivanti dall'emission trading system, limitatamente all'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92" | pubblicata il 4 novembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/481-13.htm>

Per quanto concerne la copertura degli oneri derivanti dall'applicazione della Direttiva comunitaria 2003/87/CE e ss.mm.ii, la normativa nazionale di riferimento prevede che i produttori titolari di convenzioni di cessione destinata Cip n. 6/92 hanno il diritto di ricevere, su base annuale, un apposito contributo di indennizzo economico (cfr, news precedente).

Al fine di quantificare la misura di tale contributo economico per il 2012, con la determinazione 30 aprile 2013 n. DMEG/FPA/6/2013, il Direttore della Direzione Mercati dell'AEEG ha quantificato - applicando i commi 5.1 e 5.3 della deliberazione ARG/elt 77/08 ed il punto 3 della deliberazione ARG/elt 143/11 - i relativi termini, espressi in euro/t, della formula di calcolo di riferimento (PFLEX e PEUA).

giacenze disponibili presso gli altri conti di gestione anche oltre il limite previsto al punto 2 della deliberazione 114/2012/R/com

## GAS

■ **Delibera 07 novembre 2013 501/2013/R/gas** | "Approvazione della convenzione tra la società Snam Rete Gas S.p.A. ed il Gestore dei mercati energetici" | pubblicata il 8 novembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/501-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha approvato il testo della Convenzione tra SRG e il GME, relativo alla nuova configurazione della PB-GAS articolata nel comparto G+1 e G-1, il quale, per gli effetti, sostituisce la precedente Convenzione stipulata tra le parti ed approvata dall'AEEG con la deliberazione ARG/gas 182/11.

La Convenzione in oggetto è volta a disciplinare le rispettive competenze di SRG e GME, nonché le reciproche responsabilità degli stessi, anche in relazione ai flussi informativi necessari allo svolgimento delle sessioni di mercato afferenti al comparto G-1 (sessione di mercato locational) della PB-GAS introdotto dalla precedente deliberazione dell'AEEG 538/2012/R/GAS.

Al fine di garantire l'implementazione della sessione di mercato locational la suddetta deliberazione ha previsto infatti che SRG e GME aggiornassero la convenzione a suo tempo stipulata (ARG/gas 182/11) allo scopo di definire i rispettivi adempimenti per garantire l'avvio della piattaforma di bilanciamento di merito economico.

■ **Delibera 07 novembre 2013 502/2013/R/gas** | "Disposizioni in materia di offerta di servizi di flessibilità da parte delle imprese di rigassificazione" | pubblicata l'8 novembre 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/502-13.htm>

Al fine di favorire la liquidità sul mercato del gas naturale nonché di ampliare la tipologia di risorse flessibili negoziabili nell'ambito della piattaforma di bilanciamento di merito economico, con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha previsto che le imprese di rigassificazione formulino una proposta di adeguamento dei propri codici di rigassificazione allo scopo di fornire agli utenti del terminale servizi di flessibilità che consentano la modifica dei programmi di riconsegna, su richiesta degli utenti stessi, con tempistiche che siano compatibili con la negoziazione della risorsa GNL nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS.

# Novità normative di settore (continua)

Tali servizi dovranno essere offerti dalle imprese di rigassificazione agli utenti sulla base di corrispettivi, approvati dall'AEEG, che saranno definiti con successivo provvedimento sulla base dei risultati emersi dal periodo di sperimentazione, il cui termine è stato fissato al 31 dicembre 2015, durante il quale i predetti servizi di flessibilità saranno erogati agli utenti sulla base di condizioni transitorie definite dall'AEEG stessa. Anche al fine di raccogliere informazioni funzionali alla determinazione dei corrispettivi sopracitati, l'AEEG ha altresì disposto che le imprese di rigassificazione trasmettano, unitamente alle suddette proposte di modifica dei codici di rigassificazione, una relazione tecnica contenente la descrizione dei vincoli tecnici in base ai quali è stata formulata la proposta, nonché la stima dei costi incrementali connessi alla messa a disposizione dei servizi di flessibilità sopra citati

■ **Delibera 14 novembre 2013 520/2013/R/gas** | “**Modifiche alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/gas 45/11 e approvazione di una proposta di aggiornamento del Codice di Rete della Società Snam Rete Gas S.p.A.**” | **pubblicata il 15 novembre 2013** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/520-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG ha approvato con modifiche la proposta di aggiornamento del codice di rete presentata da SRG in attuazione di quanto previsto dalla deliberazione 446/2013/R/GAS, al fine di consentire il tempestivo avvio della sessione di mercato locational (comparto G-1) nell'ambito della piattaforma di bilanciamento di merito economico PB-GAS. Contestualmente l'AEEG ha altresì apportato alcune correzioni alle disposizioni di cui alla deliberazione 45/11 (così come modificata dalla deliberazione 446/2013/R/GAS), allo scopo di rimuovere alcuni errori materiali ivi contenuti nonché le incongruenze presenti all'art. 7 ter della predetta deliberazione, relative alla determinazione del prezzo di sbilanciamento qualora SRG intervenga nella sessione di mercato locational e le risorse ivi attivate siano risultate anche solo parzialmente necessarie al mantenimento delle erogazioni dagli stoccaggi nei limiti previsti.

Con specifico riferimento al codice di rete, l'AEEG ha disposto che, ai fini della relativa approvazione, il responsabile del bilanciamento apporti alla proposta presentata all'AEEG stessa, oltre alle precisazioni indicate in motivazione, le variazioni necessarie per rendere coerente il contenuto del codice con:

- le disposizioni di cui alla deliberazione 446/2013/R/GAS in materia di determinazione del prezzo di sbilanciamento e di corrispettivi applicati agli utenti del bilanciamento nel caso mancata corrispondenza tra i quantitativi di gas oggetto delle offerte accettate e quelli oggetto di rinomina;
- le disposizioni del TISG in materia di small adjustment al fine di ridurre i corrispettivi applicati in relazione agli sbilanciamenti

programmati dagli utenti del bilanciamento.

Al fine di completare la disciplina del bilanciamento di merito economico mediante l'ampliamento delle risorse negoziabili nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS, l'AEEG in continuità con quanto disposto con la deliberazione 446/2013/R/GAS, ha previsto che SRG in coordinamento con il GME, Edison Stoccaggio S.p.A. e le imprese di rigassificazione, individui, entro il termine del 1 gennaio 2014, le modalità in base alle quali ulteriori risorse flessibili di gas (GNL ed il gas in stoccaggio) potranno essere rese disponibili alla negoziazione nell'ambito della predetta sessione di mercato locational della PB-GAS. Per quanto concerne l'attuale funzionamento del comparto G-1 della PB-GAS, l'AEEG ha altresì previsto che SRG entro il termine del 1 dicembre 2013, invii alla medesima una nota esplicativa che illustri le modalità e le tempistiche dalla stessa individuate per consentire il superamento delle seguenti criticità:

- necessità di effettuare i controlli di congruità sulle offerte presentate dagli utenti del bilanciamento abilitati a partecipare alla predetta sessione di mercato, rispetto alla capacità nella disponibilità di ciascun utente relativamente a ciascun punto di offerta;
- adozione di una definizione di limite di vendita che tenga conto anche dell'eventuale posizione creditoria maturata dall'utente del bilanciamento nei confronti di SRG.

■ **Delibera 28 novembre 2013 552/2013/R/gas** | “**Disposizioni urgenti in materia di bilanciamento di merito economico del sistema del gas naturale**” | **pubblicata il 28 novembre 2013** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/552-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha adottato disposizioni urgenti volte ad evitare il reiterarsi di situazioni analoghe a quelle che si sono verificate nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS negli ultimi giorni del mese di novembre 2013.

In dettaglio, l'AEEG ha disposto che entro il 7 dicembre 2013, SRG invii all'AEEG stessa una proposta funzionale all'attuazione delle seguenti previsioni nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS:

- le offerte di acquisto di SNAM siano combinate anche con offerte di vendita, presentate dagli utenti del bilanciamento con consegna al PSV nei giorni successivi a quello di svolgimento della sessione di mercato e che tali offerte possano essere accettate nei limiti delle prestazioni di erogazione aggiuntive rese disponibili al sistema nel predetto giorno di svolgimento, senza compromettere le prestazioni attese, mediante reintegro dei volumi in stoccaggio secondo tempistiche e quantità corrispondenti alle medesime offerte di vendita;



## Novità normative di settore (continua)

- le offerte di vendita presentate dagli utenti del bilanciamento siano incrementate di una funzione di costo positiva e crescente rispetto all'utilizzo aggiuntivo di prestazioni in stoccaggio, al fine di includere in dette offerte il rischio di criticità per il sistema nel periodo successivo a quello di utilizzo, qualora tale rischio non sia adeguatamente contemplato nelle offerte di vendita.

Nelle more dell'applicazione delle disposizioni sopra citate, l'AEEG ha previsto che l'offerta di acquisto presentata dal responsabile del bilanciamento nell'ambito della sessione di mercato locational, in deroga a quanto disciplinato nella deliberazione 446/2013/R/GAS, sia posta pari all'ultima quotazione disponibile, convertita in €/GJ, relativa all'ICE Endex TTF Day Ahead Index end-of-working-date, incrementata di 4 €/GJ.

Con successivo provvedimento l'AEEG adotterà gli indirizzi necessari affinché, entro il mese di dicembre 2013, il responsabile del bilanciamento provveda, tramite procedure trasparenti e non discriminatorie, all'approvvigionamento al PSV dei quantitativi di gas eventualmente necessari a reintegrare i volumi di gas prelevati in eccesso dagli stoccaggi e comunque necessari al mantenimento delle prestazioni stabilite dal decreto del Mise (15 febbraio 2013) per la restante fase di erogazione.

## Gli appuntamenti

16 dicembre

### **Le vendite a distanza nel settore energetico**

Milano, Italia

Organizzatore: Università Cattolica del Sacro Cuore

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

17 dicembre

### **Centro Ricerche ENEA Trisaia: 50 anni di Ricerca dal nucleare alla green economy**

Rotondella (MT), Italia

Organizzatore: Enea

[www.eventi.enea.it](http://www.eventi.enea.it)

17 dicembre

### **Nuovi certificati bianchi: maggiori opportunità per gli operatori**

Roma, Italia

Organizzatore: Enea

[www.eventi.enea.it](http://www.eventi.enea.it)

26-28 dicembre

### **HECOTECH '13: Heating and Cooling Technologies Conference**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Dakam

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

26-28 dicembre

### **ENTECH '13: Energy Technologies Conference-**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Daka

[www.entechconference.net](http://www.entechconference.net)

4-5 gennaio

### **4th International Conference on Future Environment and Energy - ICREE 2014**

Melbourne, Australia

Organizzatore: CBEES

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

17-18 gennaio

### **2014 International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE 2014)**

Chennai, India

Organizzatore: SAISE

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

20 gennaio 2014

### **Giornate di studio degli Affari Giuridici dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Primo incontro: Il nuovo mercato del gas naturale**

Milano, Italia

Organizzatore: AEEG

[www.autorita.energia.it/it/eventi/studigiuridici.htm](http://www.autorita.energia.it/it/eventi/studigiuridici.htm)

28-30 gennaio

### **European Unconventional Gas Summit 2014**

Vienna, Austria

Organizzatore: the Energy Exchange

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

29-30 gennaio

### **SmartSec Europe 2014: End-to-End Cyber Security for the Smart Grid**

Amsterdam, Paesi bassi

Organizzatore: Phoenix Forums

[www.smartsec-europe.com](http://www.smartsec-europe.com)



Pubblicazione mensile in formato elettronico  
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07  
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico  
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.  
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma  
www.mercatoelettrico.org  
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org  
Progetto a cura del GME, in collaborazione con  
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.  
REF-E S.r.l.  
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

## COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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