

APPROFONDIMENTI

## SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

di Agata Gugliotta e Chiara Proietti Silvestri - RIE

### Un ampio potenziale

Lo sfruttamento dello shale gas negli Stati Uniti, contribuendo a cambiare radicalmente il quadro energetico di questo paese, ha alimentato ambizioni sulla possibilità di esportare tale modello fuori dai confini nazionali. Anche in Europa è in corso un acceso dibattito sulle potenziali opportunità di questo idrocarburo non convenzionale e sul difficile futuro di un'industria ancora ad un primissimo stadio iniziale.

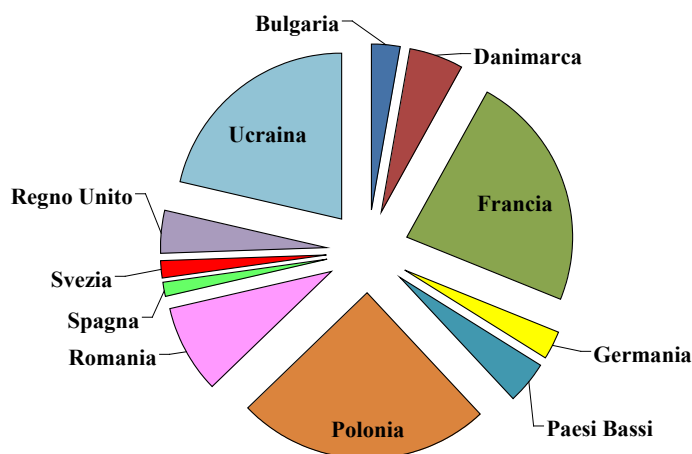
Diversi sono i fattori che spiegano il perché della non facile replicabilità del modello americano di sviluppo in Europa, meglio analizzati nel prosieguo dell'articolo; tra questi, tuttavia, non sembra farvi parte l'ammontare delle risorse, considerato potenzialmente ampio e paragonabile a quello stimato per gli Stati Uniti.

Secondo i dati rilasciati dal Dipartimento per l'Energia statunitense<sup>1</sup> (EIA DOE), l'Unione Europea (UE) può contare complessivamente su circa 13.000 miliardi di metri cubi (mld

mc) di risorse di shale gas tecnicamente recuperabili, circa il 6,5% delle risorse complessive a livello mondiale, non di molto inferiori rispetto ai circa 16.000 mld mc degli Stati Uniti. Se a queste si aggiunge il potenziale dell'Ucraina, presa a riferimento non solo per la portata delle sue risorse (terze in ordine di grandezza) ma anche per la sua rilevanza energetica quale principale paese di transito del gas russo in Europa e per i risvolti economici e geopolitici che la crisi in corso potrebbe determinare, l'ammontare di risorse "europee" arriva a sfiorare i 17.000 mld mc, superando quindi quelle statunitensi.

Come mostra la figura 1, la distribuzione geografica delle risorse è concentrata in Francia, Polonia e Ucraina, che detengono cumulativamente quasi il 70% del totale; segue la Romania con l'8,5%, mentre il restante 22% è localizzato in Danimarca, Regno Unito, Paesi Bassi, Bulgaria, Germania, Svezia e Spagna.

Fig. 1 Distribuzione geografica delle risorse tecnicamente recuperabili in Europa



Fonte: elaborazioni RIE su dati EIA DOE 2013

▶ continua a pagina 28

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ MARZO 2014

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

### APPROFONDIMENTI

Shale Gas in Europa: prospettive  
di Agata Gugliotta e Chiara Proietti  
Silvestri - RIE  
pagina 28

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 35

### APPUNTAMENTI

pagina 38

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo, con la domanda elettrica ancora molto debole, gli scambi nel Mercato del Giorno Prima registrano l'ennesima flessione su base annua (-4,6%). In controtendenza al solito gli impianti a fonte rinnovabile le cui vendite, in deciso aumento tendenziale (+14,4%), raggiungono il 43,6% del totale venduto su MGP; le importazioni, anch'esse in aumento, si confermano su alti livelli. La liquidità del mercato, sostanzialmente stabile da agosto 2013, cede oltre 11 punti percentuali su base annua attestandosi a 65,8%. In tale

scenario prosegue e si rafforza la discesa del prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), che precipita ai minimi da giugno 2004: il *PUN baseload* scende infatti a 46,73 €/MWh, mentre nelle *ore di picco*, con 56,71 €/MWh, il PUN aggiorna il minimo storico per il secondo mese consecutivo. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, i prezzi dei prodotti in negoziazione evidenziano un generale ribasso, con l'*Annuale 2015 baseload* scambiato a 53,20 €/MWh.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), alla terza flessione congiunturale del 2014 (-4,61 €/MWh; -9,0% su febbraio), si è portato a 46,73 €/MWh, minimo da giugno 2004. Rispetto a marzo 2013 il calo è stato di 17,24 €/MWh, pari, in termini percentuali al -27,0%. L'analisi per gruppi di ore rivela che il prezzo nelle ore di picco aggiorna, per il secondo mese

consecutivo, il minimo storico a quota 56,71 €/MWh, con un calo su base annua di 16,35 €/MWh (-22,4%). Ancora in netta flessione il prezzo nelle ore fuori picco, pari a 41,61 €/MWh (-17,70 €/MWh; -29,8%), ai minimi da luglio 2005. Il rapporto picco/baseload, pertanto, si conferma sui livelli più alti degli ultimi due anni a 1,21 (Grafico 1 e Tabella 1).

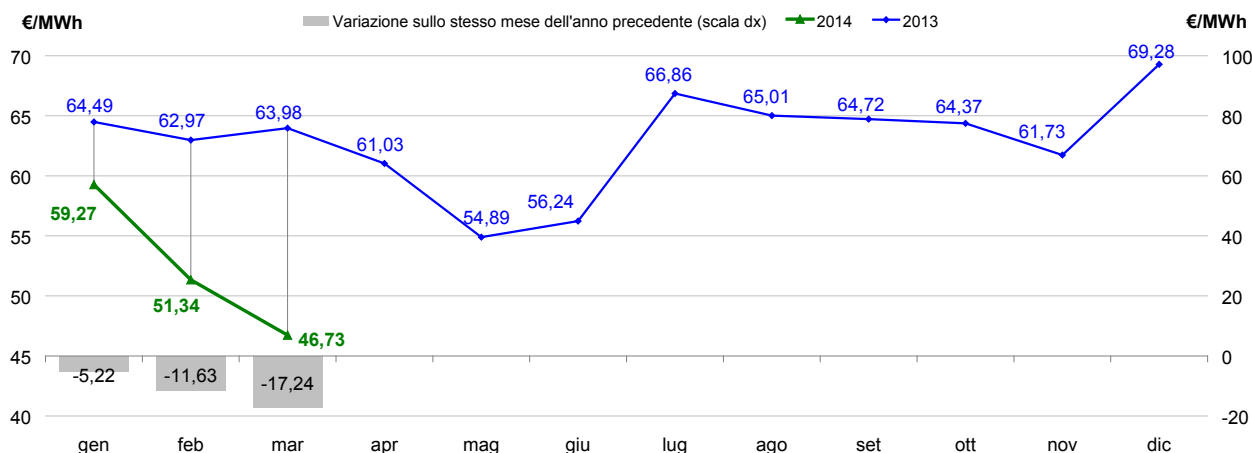
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2014	2013	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2014	2013
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>46,73</b>	63,98	-17,24	-27,0%	<b>21.433</b>	-18,7%	<b>32.559</b>	-4,6%	<b>65,8%</b>	77,3%
<i>Picco</i>	56,71	73,06	-16,35	-22,4%	25.821	-20,7%	39.282	-6,8%	65,7%	77,3%
<i>Fuori picco</i>	41,61	59,31	-17,70	-29,8%	19.181	-17,2%	29.108	-3,0%	65,9%	77,2%
<i>Minimo orario</i>	2,23	30,08			13.010		21.158		54,8%	70,6%
<i>Massimo orario</i>	149,43	140,06			29.354		43.773		81,7%	81,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



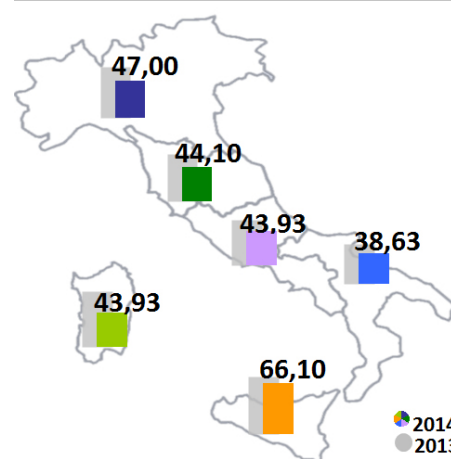
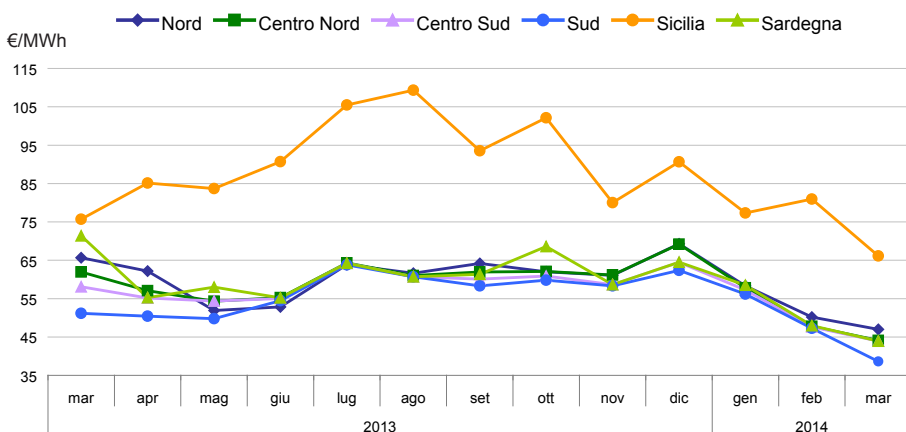
(continua)

I prezzi medi di vendita, ovunque in netta flessione sia congiunturale che tendenziale, si portano ai minimi storici in Sardegna e nelle zone continentali, ad eccezione del Nord. Il Sud, con 38,63 €/MWh, si conferma dunque la zona dal prezzo più basso e la Sicilia, con 66,10 €/MWh (minimo da maggio

2007), quella dal prezzo più alto. Nelle altre zone il prezzo di vendita è variato tra 44,93 €/MWh di Centro Sud e Sardegna (separate per una sola ora nell'intero mese) e 47,00 €/MWh del Nord (valore più basso da giugno 2005) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, in calo tendenziale, con rare eccezioni, da oltre tre anni, sono scesi a 24,2 milioni di MWh (-4,6%). Ancora in netta contrazione, rispetto ai livelli record della prima metà del 2013, l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,9 milioni di MWh (-18,7%). Non si interrompe, invece, la crescita degli scambi

over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, che con un aumento del 43,4%, si sono attestati a 8,3 milioni di MWh (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, cede dunque 11,5 punti percentuali su marzo 2013, benché ne guadagni 1,6 rispetto a febbraio, attestandosi a 65,8%, massimo da agosto 2013 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.924.945</b>	<b>-18,7%</b>	<b>65,8%</b>
Operatori	7.642.340	-35,8%	31,6%
GSE	4.619.359	+9,5%	19,1%
Zone estere	3.663.246	+5,9%	15,1%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>8.266.204</b>	<b>+43,4%</b>	<b>34,2%</b>
Zone estere	1.213.706	+2,4%	5,0%
Zone nazionali	7.052.498	+54,0%	29,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>24.191.149</b>	<b>-4,6%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>21.854.747</b>	<b>-1,6%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>46.045.897</b>	<b>-3,2%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

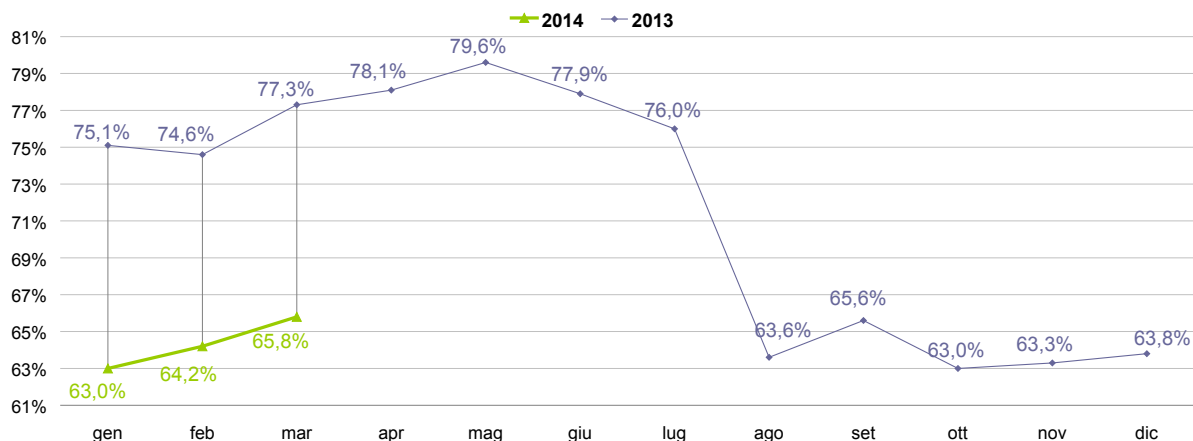
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.924.945</b>	<b>-18,7%</b>	<b>65,8%</b>
Acquirente Unico	2.408.891	-5,7%	10,0%
Altri operatori	7.580.610	-8,1%	31,3%
Pompaggi	7.729	-2,7%	0,0%
Zone estere	219.668	-71,1%	0,9%
Saldo programmi PCE	5.708.047	-28,8%	23,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>8.266.204</b>	<b>+43,4%</b>	<b>34,2%</b>
Zone estere	6.100	-72,4%	0,0%
Zone nazionali AU	3.199.360	-16,8%	13,2%
Zone nazionali altri operatori	10.768.792	+8,6%	44,5%
Saldo programmi PCE	-5.708.047	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>24.191.149</b>	<b>-4,6%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>3.599.345</b>	<b>+16,5%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>27.790.495</b>	<b>-2,3%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, ininterrottamente in calo tendenziale da settembre 2012, a marzo, sono scesi a 24,0 milioni di MWh (-2,5%). A livello zonale, più contenuto il calo nel Nord (-0,7%), in controtendenza il solo Sud (+5,9%). In flessione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 226 mila MWh (-71,2%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, con una riduzione del 6,7% su base annua, scendono a 19,3 milioni di MWh, secondo valore più basso di sempre in media oraria. A livello zonale, ribassi in doppia cifra al Nord ed in Sicilia; pressoché stabili, invece, le vendite al Sud (+0,1%), in controtendenza ancora la Sardegna (+10,8%). Tornano a crescere, dopo sei mesi, le importazioni, pari a 4,9 milioni di MWh (+5,0%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.625.104	26.413	-1,0%	8.572.636	11.538	-10,0%	13.578.187	18.275	-0,7%
Centro Nord	3.346.136	4.504	+20,9%	1.612.529	2.170	-8,0%	2.226.516	2.997	-7,8%
Centro Sud	6.422.701	8.644	-12,1%	2.667.958	3.591	-7,9%	3.471.019	4.672	-6,6%
Sud	7.098.919	9.554	-8,4%	4.116.344	5.540	+0,1%	2.172.264	2.924	+5,9%
Sicilia	3.056.465	4.114	-2,7%	1.401.365	1.886	-10,8%	1.496.134	2.014	-9,6%
Sardegna	1.430.813	1.926	+9,2%	943.365	1.270	+10,8%	1.021.261	1.375	-3,2%
<b>Totale nazionale</b>	<b>40.980.137</b>	<b>55.155</b>	<b>-2,7%</b>	<b>19.314.197</b>	<b>25.995</b>	<b>-6,7%</b>	<b>23.965.382</b>	<b>32.255</b>	<b>-2,5%</b>
Estero	5.065.760	6.818	-7,4%	4.876.953	6.564	+5,0%	225.768	304	-71,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>46.045.897</b>	<b>61.973</b>	<b>-3,2%</b>	<b>24.191.149</b>	<b>32.559</b>	<b>-4,6%</b>	<b>24.191.149</b>	<b>32.559</b>	<b>-4,6%</b>

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile registrano l'ennesimo incremento su base annua (+14,4%), attestandosi ai massimi degli ultimi otto mesi, mentre si riducono quelle da impianti a fonte tradizionale (-18,9%) ed in particolare le vendite da impianti a gas (-29,9%) (Tabella

5). Pertanto, la quota delle fonti rinnovabili sale al 43,6% (35,5% a marzo 2013), sostenuta soprattutto dalla fonte idraulica (+4,9 p.p.) e solare (+4,5 p.p.), e supera quella degli impianti a gas ferma al 30,2% (40,2% un anno fa) (Grafico 4).

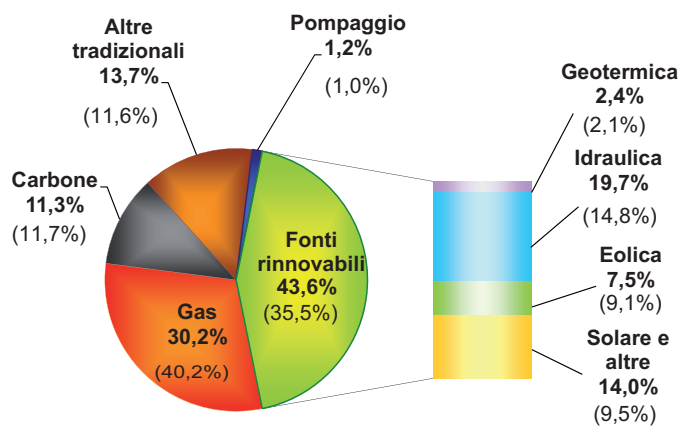
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

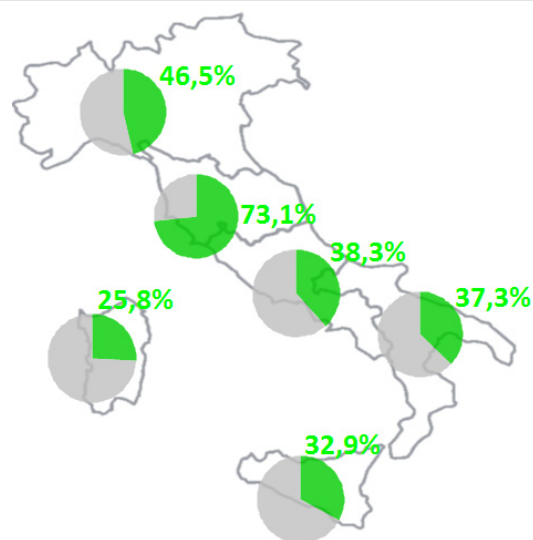
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>5.932</b>	<b>-34,5%</b>	<b>582</b>	<b>-28,2%</b>	<b>2.150</b>	<b>-8,8%</b>	<b>3.473</b>	<b>+3,1%</b>	<b>1.266</b>	<b>-8,9%</b>	<b>940</b>	<b>+31,7%</b>	<b>14.342</b>	<b>-18,9%</b>
Gas	3.789	-41,7%	501	-27,7%	307	-57,7%	1.533	-14,2%	1.158	-7,0%	565	+121,1%	7.852	-29,9%
Carbone	957	-29,5%	-	-100,0%	1.600	+13,1%	-	-	-	-	367	-15,3%	2.925	-10,0%
Altre	1.186	-0,9%	81	+9,6%	243	+11,7%	1.940	+22,7%	108	-24,9%	7	-70,1%	3.566	+10,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.360</b>	<b>+49,5%</b>	<b>1.587</b>	<b>+2,4%</b>	<b>1.375</b>	<b>-5,9%</b>	<b>2.067</b>	<b>-4,7%</b>	<b>621</b>	<b>-14,5%</b>	<b>327</b>	<b>-21,4%</b>	<b>11.337</b>	<b>+14,4%</b>
Idraulica	3.490	+50,5%	502	-15,0%	635	+2,3%	354	-16,6%	62	+4,5%	77	-34,9%	5.120	+23,9%
Geotermica	-	-	622	+4,0%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-	622	+3,9%
Eolica	9	-8,9%	21	+41,1%	355	-29,3%	1.032	-17,3%	376	-26,8%	167	-29,3%	1.960	-22,4%
Solare e altre	1.862	+48,1%	443	+27,6%	384	+13,8%	681	+37,6%	182	+19,5%	84	+33,8%	3.636	+37,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>245</b>	<b>+42,6%</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>66</b>	<b>-17,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>-82,7%</b>	<b>315</b>	<b>+17,6%</b>
<b>Totale</b>	<b>11.538</b>	<b>-10,0%</b>	<b>2.170</b>	<b>-8,0%</b>	<b>3.591</b>	<b>-7,9%</b>	<b>5.540</b>	<b>+0,1%</b>	<b>1.886</b>	<b>-10,8%</b>	<b>1.270</b>	<b>+10,8%</b>	<b>25.995</b>	<b>-6,7%</b>

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

A marzo il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 555 MWh (531 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato per il 98,4% delle ore in import (il 100% un anno fa). Più che dimezzato il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 13,29 €/MWh, mentre la rendita generata, pari a 5,87 milioni di €, si è ridotta del 40,1%

(Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è aumentata del 5,7% rispetto a marzo 2013. Il 95,1% della capacità è stata allocata tramite il meccanismo del market coupling (96,6% nel 2013). Non è stata allocata capacità attraverso asta esplicita, pertanto il 4,9% non è stata utilizzata (1,6% 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
47,00	33,71	13,29	5,87	581	561	98,4%	88,4%	669	169	1,6%	-
(65,65)	(38,52)	(27,13)	(9,80)	(531)	(531)	(100,0%)	(99,9%)	(169)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

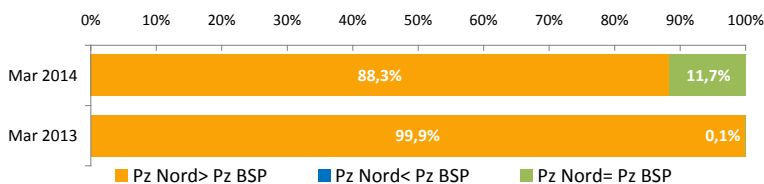
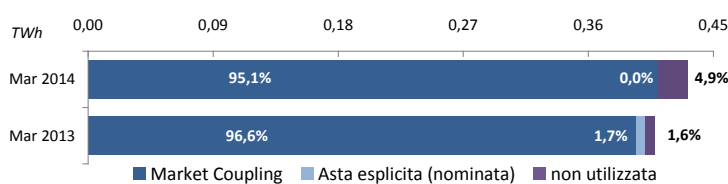


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto, con flessioni tendenziali superiori al 20% in tutte le sessioni, aggiornano, per il secondo mese consecutivo i minimi storici, attestandosi tra 45,84 €/MWh di MI2 e 58,00 €/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 progressivamente più bassi quanto più le sessioni di MI sono prossime alla consegna

fisica dell'energia (Tabella 7 e Grafico 8). I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati 1,9 milioni di MWh. Gli scambi su MI1, in flessione tendenziale da oltre un anno, si sono attestati a 1 milione di MWh (-13,0%). Ancora in calo anche i volumi scambiati nelle altre tre sessioni, con MI2 sceso a 550 mila MWh (-12,4%), MI3 a 159 mila MWh (-16,9%) ed MI4 a 207 mila MWh (-9,8%) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2014	2013	variazione	2014	2013	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	46,73	63,98	-27,0%	32.559	34.120	-4,6%
<b>MI1</b> (1-24 h)	46,34 (-0,8%)	62,40 (-2,5%)	-25,7%	1.360	1.563	-13,0%
<b>MI2</b> (1-24 h)	45,84 (-1,9%)	63,49 (-0,8%)	-27,8%	740	844	-12,4%
<b>MI3</b> (13-24 h)	50,08 (-5,4%)	67,16 (-4,7%)	-25,4%	427	514	-16,9%
<b>MI4</b> (17-24 h)	58,00 (-6,1%)	73,26 (-5,7%)	-20,8%	862	955	-9,8%

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

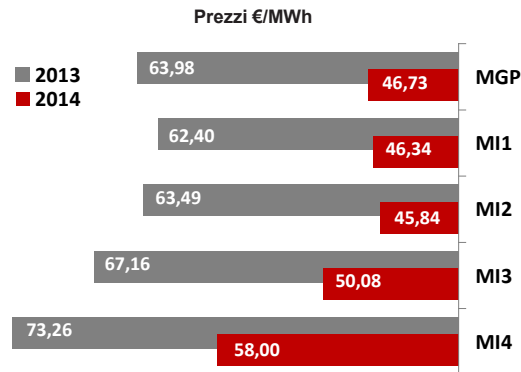
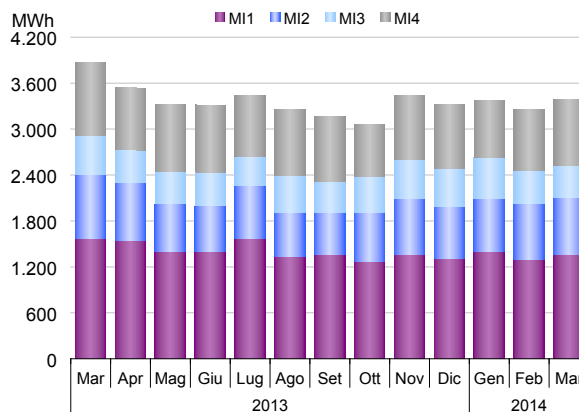
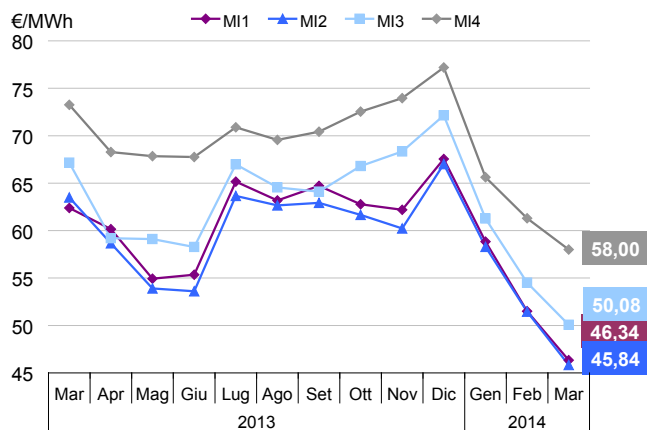


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME





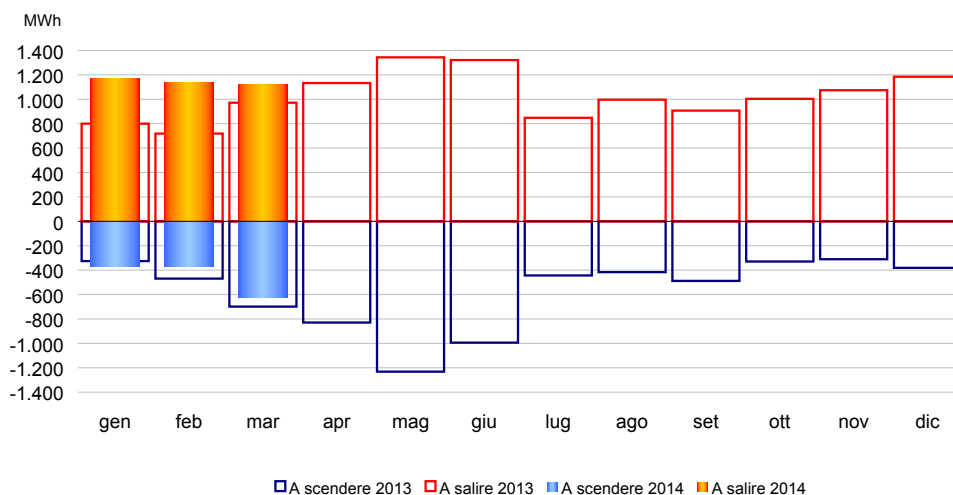
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A marzo, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, in crescita tendenziale da oltre un anno, sono saliti a 834 mila MWh (+15,5%); alla

seconda flessione consecutiva, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 463 mila MWh (-10,8%), seppur ai massimi degli ultimi nove mesi (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) si sono registrate 48 negoziazioni in cui si sono scambiati 281 contratti *baseload*, pari a 1,6 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 466 contratti O.T.C., pari a 4,1 milioni di MWh, tutti relativi al prodotto *Anno 2015 Baseload*. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 42,8 milioni di MWh, in aumento del 5,6% rispetto al mese precedente.

I prezzi dei prodotti in negoziazione nel mese hanno evidenziato un generale ribasso (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Aprile 2014* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 46,00 €/MWh sul *baseload* e 52,60 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.095 e 1.346 MW, per complessivi 3,3 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

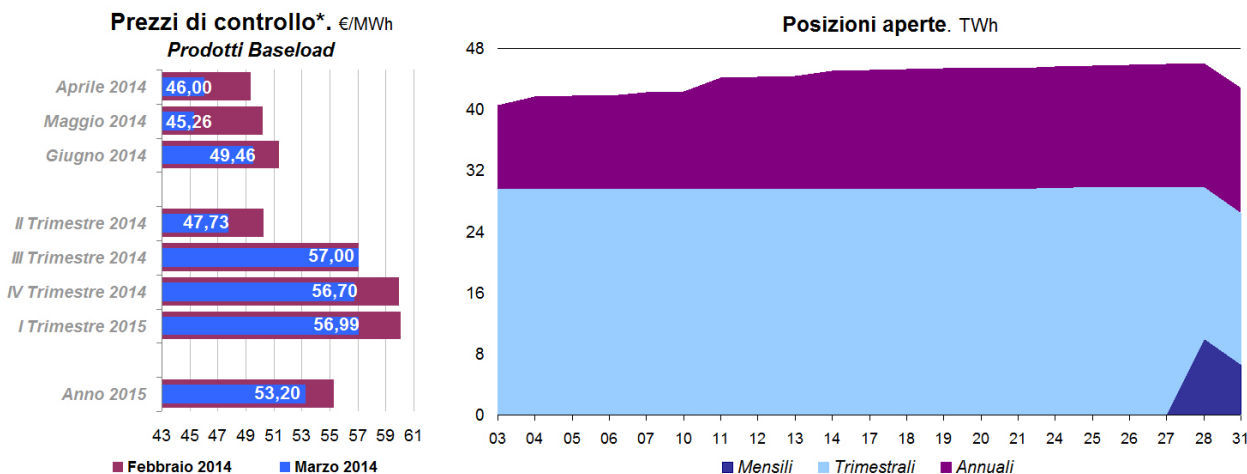
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Aprile 2014	46,00	-6,7%	3	15	-	15	4.095	2.948.400
Maggio 2014	45,26	-9,8%	-	-	-	-	4.085	3.039.240
Giugno 2014	49,46	-3,6%	1	1	-	1	4.086	2.941.920
Luglio 2014	57,00	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	47,73	-5,0%	13	110	-	110	4.085	8.921.640
III Trimestre 2014	57,00	+0,0%	-	-	-	-	3.995	8.820.960
IV Trimestre 2014	56,70	-5,3%	-	-	-	-	3.995	8.824.955
I Trimestre 2015	56,99	-5,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	50,37	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	53,20	-3,7%	31	155	466	621	1.871	16.389.960
<b>Totale</b>			<b>48</b>	<b>281</b>	<b>466</b>	<b>747</b>		<b>40.017.035</b>
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Aprile 2014	52,60	-3,5%	-	-	-	-	1.346	355.344
Maggio 2014	52,51	-9,7%	-	-	-	-	1.346	355.344
Giugno 2014	57,01	-3,7%	-	-	-	-	1.346	339.192
Luglio 2014	62,58	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	54,96	-4,0%	-	-	-	-	1.346	1.049.880
III Trimestre 2014	61,05	+0,0%	-	-	-	-	1.351	1.069.992
IV Trimestre 2014	70,78	+0,0%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
I Trimestre 2015	68,15	-5,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	57,37	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	60,08	-2,7%	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>								<b>2.830.560</b>
<b>TOTALE</b>			<b>48</b>	<b>281</b>	<b>466</b>	<b>747</b>		<b>42.847.595</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



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a marzo 2014, sono state pari a 32,1 milioni di MWh, massimo degli ultimi otto mesi, in crescita tendenziale dell'1,7%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,8 milioni di MWh, sono aumentate del 4,5%, sostenute principalmente dai contratti *non standard* (+7,6%). In controtendenza ancora i soli contratti *Baseload* (-5,0%). In calo le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,3 milioni di MWh (-17,7%) (Tabella 9).

La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, con un aumento dell'1,8%, è salita a 17,5 milioni di MWh, valore più alto da agosto 2013.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo l'impennata di febbraio, è ritornato al livello di gennaio, pari a 1,83, appena un centesimo sotto marzo 2013 (Grafico 11).

Nei conti in immissione, i programmi registrati hanno segnato, per il quarto mese consecutivo, un netto rialzo su base annua (+43,4%), attestandosi a 8,3 milioni di MWh; lo sbilanciamento a programma sugli stessi conti si è invece ridotto del 19,2%, portandosi a 9,3 milioni di MWh, massimo tuttavia degli ultimi otto mesi. Nei conti in prelievo, in aumento sia i programmi registrati, pari a 14,0 milioni di MWh (+1,4%), che il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,6 milioni di MWh (+3,3%).

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

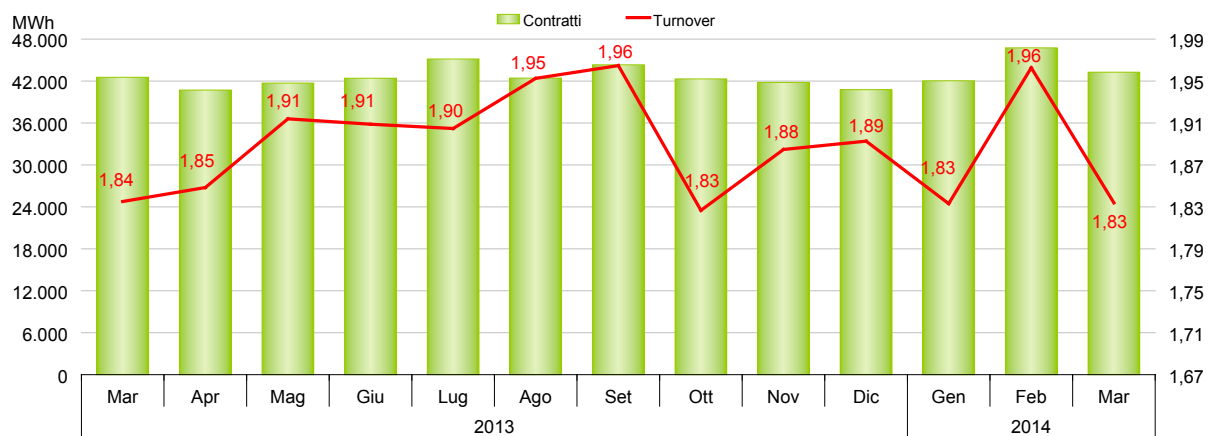
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.982.483	- 5,0%	24,8%	Richiesti	10.324.043	-4,7%	100,0%	13.974.252	+1,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	630.572	+8,5%	2,0%	di cui con indicazione di prezzo	3.471.674	-37,1%	33,6%	-	-	-
<i>Peak</i>	797.925	+43,9%	2,5%	Rifiutati	2.057.839	-59,4%	19,9%	-	-100,0%	-
<i>Week-end</i>	1.200	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.026.727	-59,9%	19,6%	-	-	-
Totale Standard	9.412.181	- 1,3%	29,3%							
Totale Non standard	19.423.957	+7,6%	60,4%	<b>Registrati</b>	<b>8.266.204</b>	<b>+43,4%</b>	<b>80,1%</b>	<b>13.974.252</b>	<b>+1,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>28.836.137</b>	<b>+4,5%</b>	<b>89,7%</b>	di cui con indicazione di prezzo	1.444.947	+217,0%	14,0%	-	-	-
<b>MTE</b>	<b>3.311.257</b>	<b>- 17,7%</b>	<b>10,3%</b>	Sbilanciamenti a programma	9.264.076	-19,2%		3.556.028	3,3%	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>32.147.394</b>	<b>+1,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-		<b>5.708.047</b>	<b>-28,8%</b>	
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>17.530.280</b>	<b>+1,8%</b>	<b>54,5%</b>							



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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nell'ultimo mese del semestre invernale non pare arrestarsi il crollo della domanda complessiva di gas. A marzo, i consumi complessivi di gas naturale segnano infatti una diminuzione su base annua del 23,7% determinata oltre che dal drammatico calo dei consumi del settore termoelettrico (-32,6%) - duramente colpiti dalla fase recessiva e spiazzati dalla concorrenza delle rinnovabili - anche dai ridotti consumi civili (-24,9%) che hanno risentito delle miti temperature di marzo. Sul lato offerta, in calo sia la produzione nazionale (-8,5%), che le importazioni di gas naturale (-17,2%). Le erogazioni

di gas naturale dagli stoccaggi sono drasticamente diminuite (-44,1%) favorendo un aumento delle giacenze a fine mese più che raddoppiate rispetto ad un anno fa (+118,1%). Nei mercati regolati gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 4,6 milioni di MWh (pari al 7,2% della domanda complessiva di gas naturale), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento comparto G+1, ad un prezzo di 23,99 €/MWh, in linea con le quotazioni al PSV, che aggiorna per il secondo mese consecutivo il minimo storico.

## IL CONTESTO

I consumi di gas naturale in Italia sono stati 6.026 milioni di mc, in calo del 23,7% su base annua ed ai minimi storici per il mese di marzo. I consumi del settore termoelettrico, che scontano l'effetto della fase recessiva e della concorrenza delle rinnovabili, scendono a 1.276 milioni di mc, con una riduzione del 32,6%, tra le più alte mai registrate. Anche i consumi del settore civile, su cui hanno influito le miti temperature di marzo, subiscono un significativo arretramento (-24,9%) e si portano a 3.436 milioni di mc. Stabili, invece, i consumi del settore industriale pari a 1.200 milioni di mc, livello più alto degli ultimi ventiquattro mesi. Quasi dimezzate le esportazioni, pari a 114 milioni di mc (-49,8%). Dal lato offerta, calano sia la produzione nazionale, pari a 588 milioni di mc (-8,5%), livello tra i più bassi di sempre in

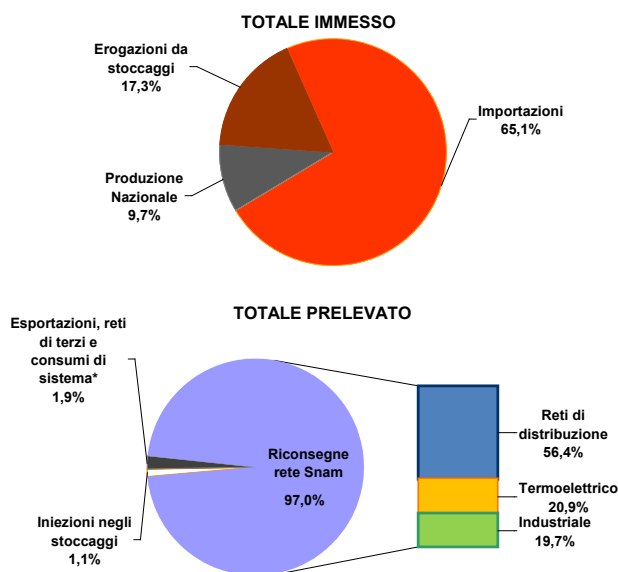
media giornaliera, che le importazioni di gas naturale, pari a 4.452 milioni di mc (-17,2%). Tra i punti di entrata la riduzione ha interessato le importazioni da Mazara (-66,1%) ed il rigassificatore di Cavarzere (-54,2%); ancora a regime ridotto il rigassificatore di Panigaglia. In aumento invece le importazioni di gas russo da Tarvisio, pari a 2.752 milioni di mc (+5,8%), del nord Europa da Passo Gries (+99,6%) e infine del gas libico da Gela (+19,9%). Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 1.053 milioni di mc di gas naturale, in calo del 44,1% rispetto ad un anno fa, mentre ne sono stati iniettati 67 milioni di mc (solo 7 milioni di mc a marzo 2013).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.452</b>	<b>47,1</b>	<b>-17,2%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	557	5,9	-66,1%
Tarvisio	2.752	29,1	+5,8%
Passo Gries	386	4,1	+99,6%
Gela	527	5,6	+19,9%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-
Cavarzere (GNL)	229	2,4	-54,2%
Livorno (GNL)	-	-	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>588</b>	<b>6,2</b>	<b>-8,5%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>1.053</b>	<b>11,1</b>	<b>-44,1%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.093</b>	<b>64,5</b>	<b>-22,9%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>5.912</i>	<i>62,6</i>	<i>-22,9%</i>
Industriale	1.200	12,7	+0,1%
Termoelettrico	1.276	13,5	-32,6%
Reti di distribuzione	3.436	36,4	-24,9%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>114</i>	<i>1,2</i>	<i>-49,8%</i>
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>6.026</b>	<b>63,8</b>	<b>-23,7%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>67</i>	<i>1</i>	<i>+888,5%</i>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.093</b>	<b>64,5</b>	<b>-22,9%</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 3.121 milioni di mc, più che raddoppiata rispetto allo stesso giorno del 2013, livello tra i più alti per il mese di marzo, ultimo del semestre invernale. In aumento anche il rapporto giacenza/spazio conferito salito

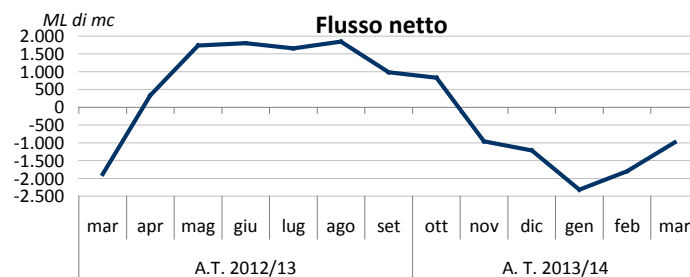
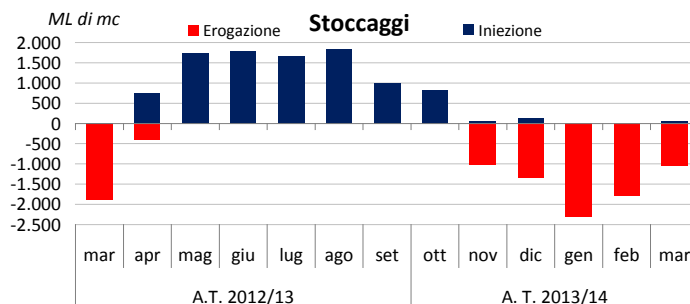
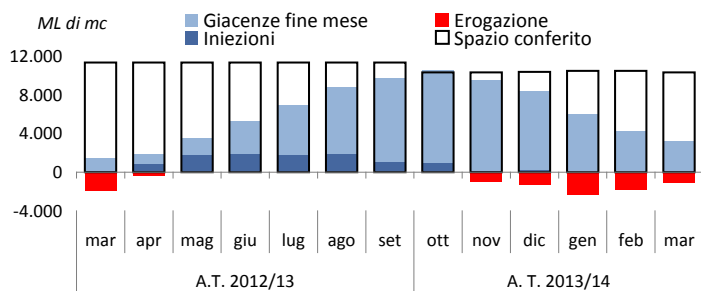
a 30,4% (12,7% nel 2013).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in calo di 4,45 €/MWh (-15,6%) su base annua, è scesa a 24,13 €/MWh, ai minimi da luglio 2010.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/03/2014)</b>	<b>3.121</b>	<b>+118,1%</b>
Erogazione (flusso out)	1.053	-44,1%
Iniezione (flusso in)	67	+888,5%
<b>Flusso netto</b>	<b>985</b>	<b>-47,5%</b>
Spazio conferito	10.273	-9,0%
Giacenza/Spazio conferito	30,4%	+17,7 p.p.



(continua)

## I MERCATI GESTITI DAL GME

A marzo nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 4,6 milioni di MWh, pari al 7,2% della domanda complessiva di gas naturale (6,8% a marzo 2013), tutti nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

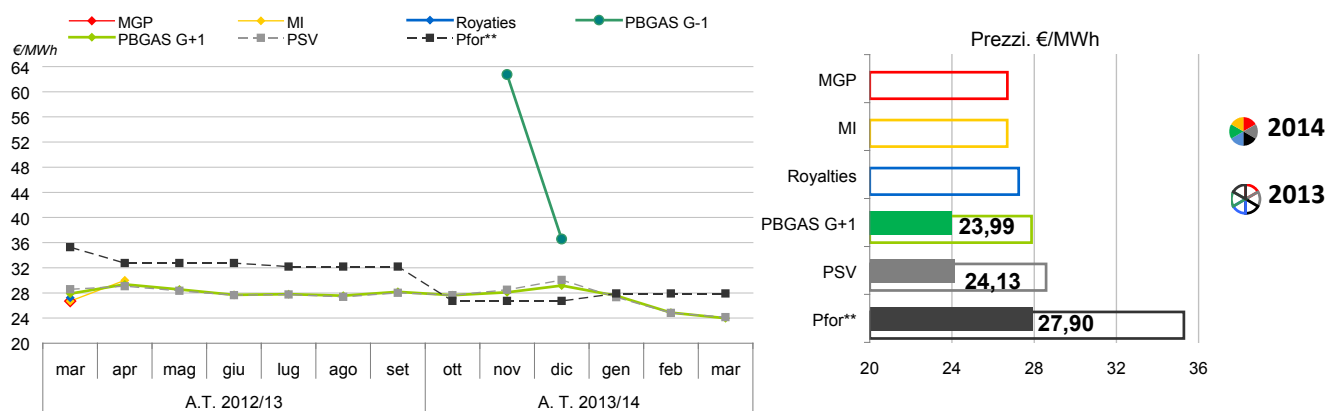
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Royalties, Import e 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

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	(26,70)	-	-	-	(2.760)
MI	(26,69)	-	-	-	(3.120)
MT-GAS	-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>					
Comparto G-1	-	-	-	-	-
Comparto G+1	23,99	(27,88)	22,18	25,34	4.581.888 (5.089.668)
<b>P-GAS</b>					
Royalties	-	(27,25)	-	-	- (620.310)
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 €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni N.	Volumi MWh/g	Registrazioni N.	Volumi MWh/g	Volumi MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2014-03	-	-	27,574	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-04	-	-	28,650	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-04	-	-	28,614	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-05	-	-	26,511	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-06	-	-	29,898	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-07	-	-	25,204	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-02	-	-	28,321	27,8%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	27,644	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,194	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2014	-	-	27,981	10,2%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,989	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	29,476	2,4%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,983	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	28,229	2,4%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>											

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Il Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) è stato il solo, anche questo mese, a manifestare un'apprezzabile liquidità, nonostante il calo su base annua del 10,0% dei volumi registrati scesi a 4,6 milioni di MWh. Il prezzo medio, al terzo ribasso congiunturale, aggiorna il minimo storico registrato a febbraio con 23,99 €/MWh (-13,9%), in linea con le quotazioni registrate al PSV (-14 cent. €/MWh).

Nei 20 giorni, sui 31 di marzo, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 3,4 milioni MWh, di cui l'83,2%, pari a 2,8 milioni di MWh, venduti dal Responsabile del

Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 23,76 €/MWh in calo del 10,6% su base annua e valore più basso mai registrato. Nei restanti 11 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,2 milioni di MWh, di cui il 75,3% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 24,41 €/MWh (-14,0%), anch'esso al minimo storico.

Complessivamente l'81,1% dei volumi scambiati (3,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 18,9% (866 mila MWh) da scambi tra operatori.

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Comparto G-1 della Piattaforma di Bilanciamento.

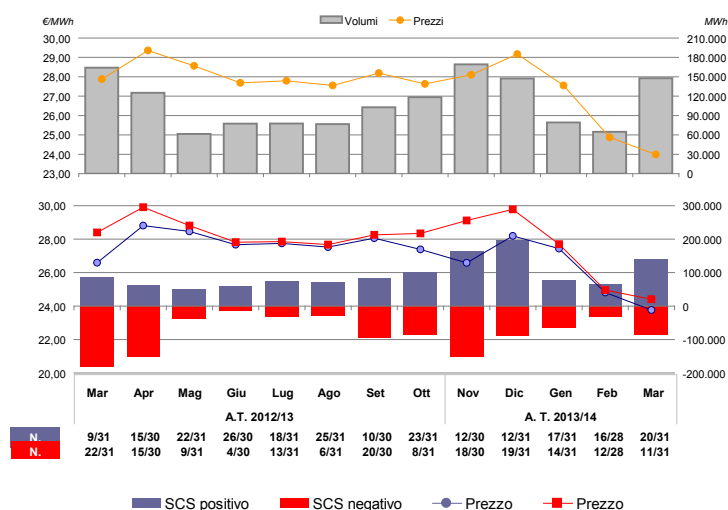
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo. €/MWh	variazioni %	positivo n.giorni 20/31	negativo n.giorni 11/31
<b>Prezzo. €/MWh</b>	<b>23,99</b>	<b>(-13,9%)</b>	<b>23,76</b>	<b>24,41</b>
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>4.581.888</b>	<b>(-10,0%)</b>	<b>3.351.862</b>	<b>1.230.026</b>
RdB	926.115	(-76,7%)		926.115
Operatori	3.655.772	(+227,4%)	3.351.862	303.911
<b>Vendite. MWh</b>	<b>4.581.888</b>	<b>(-10,0%)</b>	<b>3.351.862</b>	<b>1.230.026</b>
RdB	2.789.852	(+262,2%)	2.789.852	
Operatori	1.792.036	(-58,5%)	562.009	1.230.026

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>49</b>	<b>34</b>	<b>38</b>



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Anche nel mese di marzo si conferma la generale fase ribassista dei prezzi sui mercati energetici europei spot e a termine. Il calo, ancora contenuto per Brent e gasolio,

risulta più significativo ai principali hub del gas e sulle borse elettriche, tra le quali, in particolare, quella italiana mostra una quotazione a pronti giunta al minimo storico.

Nel mese di marzo, la quotazione spot del Brent (108,38 \$/bbl, -1%) – in linea con il valore previsto alla fine di febbraio e stabile su base tendenziale – torna al di sotto dei 110 \$/bbl, riassorbendo dunque l'incremento registrato nel mese precedente. Stessa dinamica si osserva sul prezzo del gasolio (900 \$/MT), al quarto calo consecutivo, mentre sfugge a tale andamento, come peraltro accadeva anche il mese scorso, il prezzo a pronti dell'olio combustibile che, a seguito di un rialzo del 3%, sale a 640,78 \$/MT, valore massimo da febbraio 2013. In linea generale, le quotazioni dei prodotti a termine riflettono le tendenze di quelli spot, manifestando deboli segnali (all'occorrenza) al ribasso o di ripresa. Tra queste, tuttavia, si distingue il prezzo del prodotto annuale dell'olio combustibile (577 \$/MT) che segue l'evoluzione del bene di riferimento e resta molto più basso del valore mensile.

Per il carbone, persiste il trend discendente che interessa il prezzo europeo da dicembre, ancora in significativo calo tendenziale (-11%). Infatti, la quotazione API, sempre ancorata al riferimento sudafricano, a marzo giunge a 75,45 \$/MT (-2%), livello minimo dallo scorso luglio. In ottica prospettica i mercati non sembrano evidenziare variazioni sostanziali nelle dinamiche: tutte le quotazioni si mantengono praticamente allineate a quella spot, ad eccezione del prodotto relativo all'anno 2015 (81,10 \$/MT), registrando flessioni congiunturali dell'1/2%.

Merita peraltro rilevare che la crescita tendenziale del cambio dollaro/euro (1,38 \$/€, +7%) – mai così elevato da settembre 2011 – accentua, nella conversione in moneta europea, l'intensità dei ribassi registrati rispetto al 2013, portandoli al 7/16%.

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

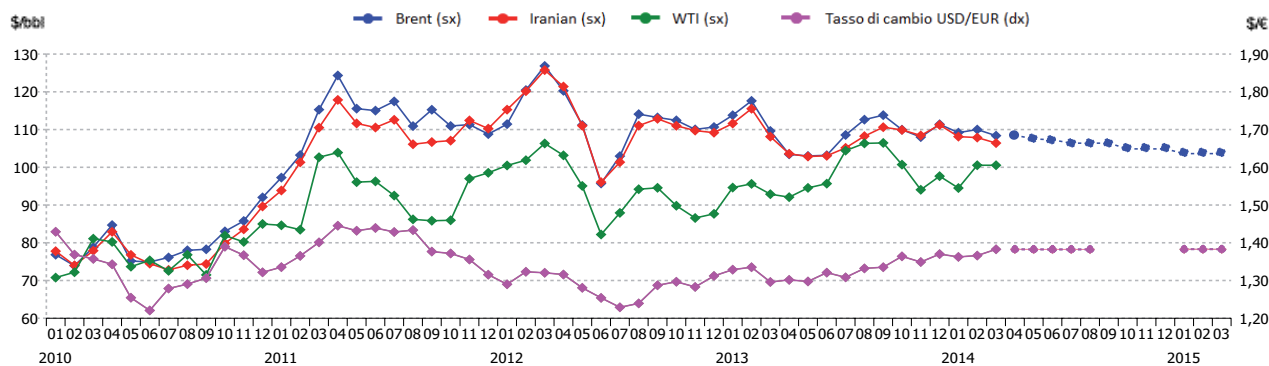
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mar 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 14	Var M-1 (%)	Mag 14	Var M-1 (%)	Giu 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
<b>PETROLIO</b>	\$/bbl	108,38	- 1 %	- 1 %	108,73	108,51	- 0 %	107,53	- 1 %	107,28	-	101,92	- 0 %
Brent FOB	€/bbl	78,38	- 3 %	- 7 %	-	78,49	-	77,78	-	77,60	-	73,71	-
<b>OLIO COMB.</b>	\$/MT	640,78	+ 3 %	+ 3 %	623,93	612,95	+ 1 %	607,12	+ 0 %	605,06	-	577,08	- 0 %
0.1 FOB Barge	€/MT	463,40	+ 1 %	- 3 %	-	443,36	-	439,15	-	437,67	-	417,32	-
<b>GASOLIO</b>	\$/MT	900,05	- 2 %	- 1 %	933,00	917,93	- 2 %	916,94	- 2 %	915,18	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	650,91	- 4 %	- 8 %	-	663,95	-	663,25	-	661,99	-	-	-
<b>CARBONE</b>	\$/MT	75,45	- 2 %	- 11 %	75,00	76,09	- 1 %	75,36	- 2 %	75,51	-	81,10	- 1 %
ARA Stm 6000K	€/MT	54,57	- 4 %	- 16 %	-	55,04	-	54,51	-	54,62	-	58,64	-
<b>CAMBIO \$/€</b>	USD/EUR	1,38	+ 1 %	+ 7 %	-	1,38	+ 1 %	1,38	+ 1 %	1,38	-	1,38	+ 1 %

Fonte: Thomson-Reuters



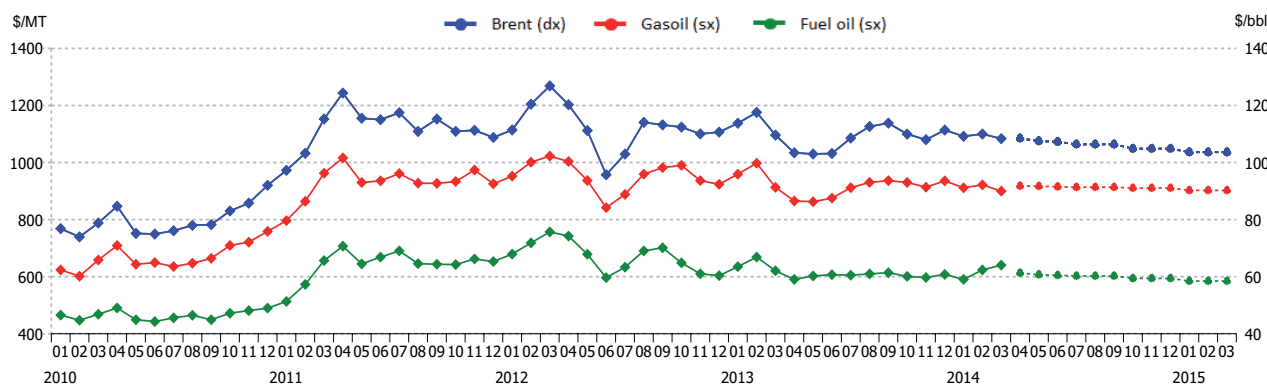
(continua)

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



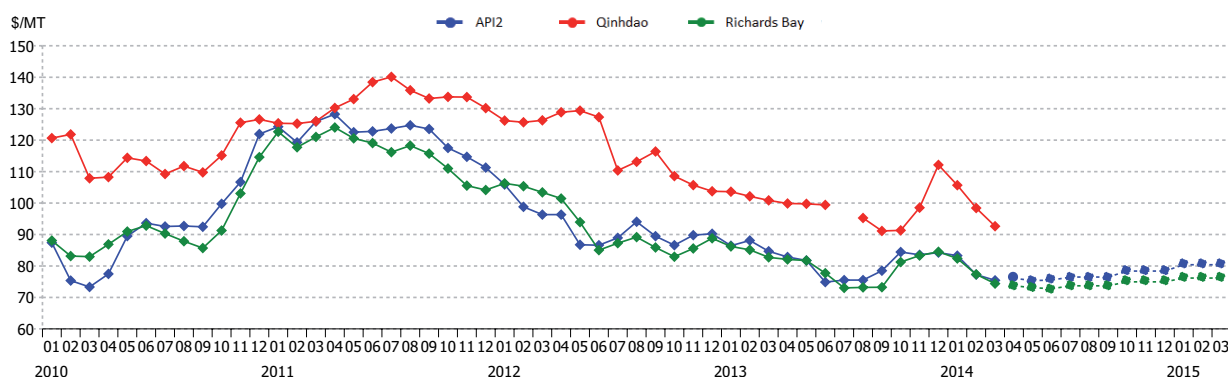
Fonte: Thomson-Reuters

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

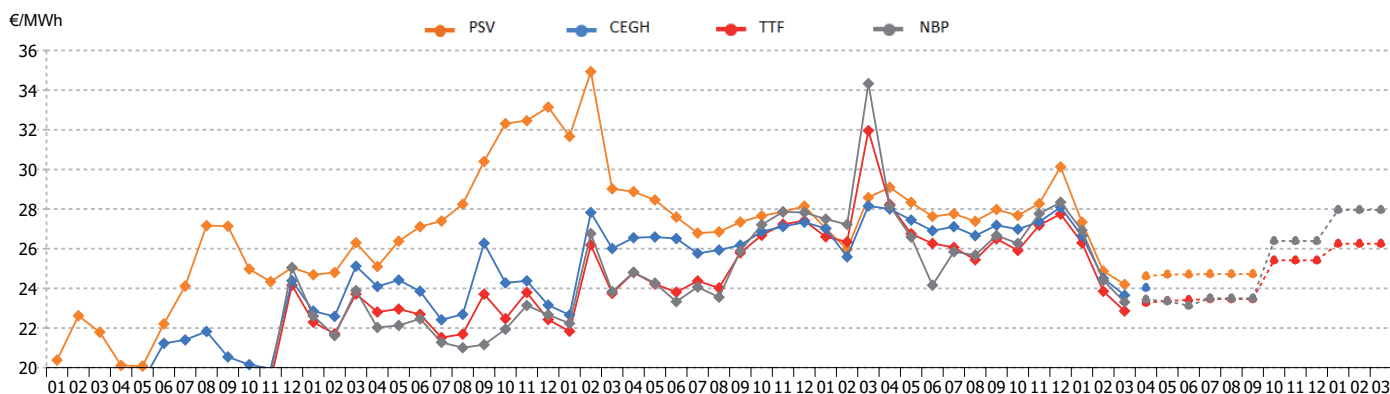
(continua)

Quanto al gas, non accenna ad arrestarsi la fase discendente dei prezzi ai principali hub centro-europei, che in coerenza con l'andamento degli ultimi tre mesi, chiudono in calo congiunturale del 3/4%, tutti più bassi dei 24 €/MWh. Decisamente più elevate appaiono le variazioni a livello tendenziale (-15/-32%), che tuttavia risentono degli eccezionali rialzi occorsi giusto un anno fa. Dinamiche continentali rispettate anche all'hub

italiano, il cui prezzo scende a 24,20 €/MWh (-3% rispetto a febbraio), minimo da metà 2010, ponendosi comunque, come consuetudine al di sopra di tutti gli altri riferimenti europei (+1,5 €/MWh circa rispetto al TTF olandese). In conseguenza di tali dinamiche, sono riviste al ribasso anche le quotazioni dei prodotti a termine (-2/-4%), i cui valori risultano comunque leggermente più elevati degli spot.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mar 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 14	Var M-1 (%)	Mag 14	Var M-1 (%)	Giu 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	24,20	- 3 %	- 15 %	24,25	24,61	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	22,86	- 4 %	- 28 %	23,30	23,27	- 4 %	23,37	-	-	-	25,04	- 2 %
CEGH	AT	23,66	- 3 %	- 16 %	24,25	24,03	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	23,31	- 4 %	- 32 %	23,79	23,44	- 4 %	23,35	- 4 %	23,13	-	25,76	- 2 %



Fonte: Thomson-Reuters

In linea con gli andamenti osservati sui combustibili, prosegue il trend decrescente in atto sulle principali borse elettriche europee, i cui prezzi spot mostrano importanti decrementi su base tendenziale (-20/-40%). In particolare, l'area franco-tedesca si pone sui livelli minimi dalla scorsa estate (Francia 35,58 €/MWh; Germania 31,05 €/MWh), definendo peraltro un differenziale tra le quotazioni dei due paesi tra i più bassi, in valore assoluto, degli ultimi sei mesi. Tra gli altri, si distingue il riferimento italiano (46,73 €/MWh) che, a seguito di una ulteriore consistente flessione congiunturale (-9%) – che alimenta la marcata tendenza intrapresa da inizio anno –

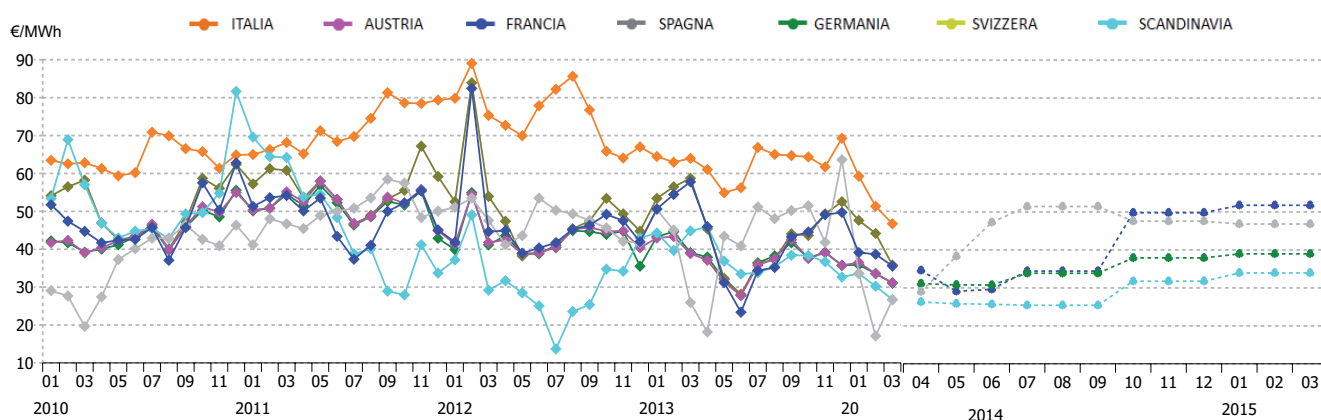
giunge sul livello minimo mai registrato dall'avvio del mercato. Tale dinamica, peraltro, appare riflettere sempre più da vicino l'andamento rilevato sul prezzo del gas nazionale scambiato al PSV. Unica eccezione in tale scenario diffusamente ribassista risulta la quotazione spagnola che, confermando una elevata volatilità, si posiziona sui 27 €/MWh (+56%), valore di 10 €/MWh più alto del prezzo di febbraio, ma sostanzialmente in linea con quello dello scorso marzo. Pesantemente riviste al ribasso, le quotazioni future di breve termine che in virtù di diminuzioni comprese tra 2 e 12% si pongono in linea o al di sotto degli attuali prezzi spot.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Mar 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 14	Var M-1 (%)	Mag 14	Var M-1 (%)	Giu 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	46,73	- 9 %	- 27 %	51,88	48,44	- 12 %	47,76	- 11 %	52,27	-	54,89	- 2 %
FRANCIA	35,58	- 8 %	- 38 %	38,85	34,61	- 8 %	29,10	- 6 %	29,61	-	42,92	-
GERMANIA	31,05	- 8 %	- 21 %	32,14	31,13	- 4 %	30,80	- 2 %	30,75	-	35,55	-
SPAGNA	26,67	+ 56 %	+ 3 %	28,05	29,01	- 2 %	38,32	+ 0 %	47,26	-	48,21	-
AREA SCANDINAVA	26,74	- 12 %	- 40 %	27,50	26,29	- 9 %	25,82	- 9 %	25,69	-	30,28	-
AUSTRIA	31,20	- 7 %	- 20 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	35,82	- 19 %	- 39 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



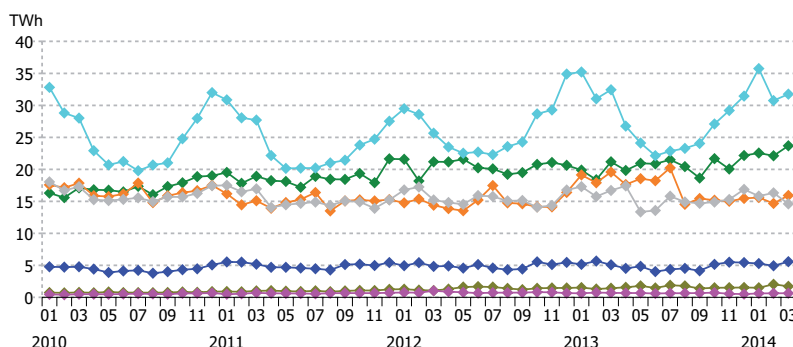
Sul lato volumi scambiati sui mercati a pronti, la borsa scandinava con i suoi 32 TWh circa risulta sempre la più capiente tra quelle analizzate, pur rilevando un calo rispetto a marzo 2013 (-2%). A seguito degli elevati aumenti, che su base tendenziale si attestano sui +9/+12%, i volumi afferenti al blocco franco-tedesco sfiorano i 30 TWh, ponendosi sul valore più elevato mai raggiunto. D'altro canto, le borse italiana e

spagnola registrano diminuzioni particolarmente aspre su base tendenziale (rispettivamente -19% /-13%): l'Italia, in particolare, pur arrivando a scambiare circa 16 TWh, valore massimo dallo scorso luglio, si pone su un livello comunque inferiore anche alla media rilevata nel mese di marzo dall'avvio del mercato.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mar 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	15,9	+ 8 %	- 19 %
FRANCIA	5,6	+ 13 %	+ 9 %
GERMANIA	23,7	+ 7 %	+ 12 %
SPAGNA	14,6	- 11 %	- 13 %
AREA SCANDINAVA	31,8	+ 3 %	- 2 %
AUSTRIA	0,7	+ 3 %	- 7 %
SVIZZERA	1,7	- 16 %	+ 20 %



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di marzo 2014 sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 500.989 TEE, in aumento rispetto ai 371.748 TEE scambiati a febbraio.

Dei 500.989 TEE sono stati scambiati 174.612 TEE di Tipo I, 233.969 TEE di Tipo II, 32.289 TEE di Tipo II CAR, e 59.984 TEE di Tipo III e 135 TEE di Tipo V.

Rispetto al mese di febbraio, si registra un aumento dei prezzi medi pari al 4,30% per la Tipologia I, 2,79% per la Tipologia II, 10,89% per la Tipologia III. Si segnala inoltre una diminuzione del prezzo medio dello 0,21% per la Tipologia II-CAR.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di marzo, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 137,81

€ (rispetto a 132,13 € di febbraio), i titoli di Tipo II ad una media di 136,21 € (rispetto a 132,51€ di febbraio), i titoli di Tipo II-CAR ad una media di 133,98 € (rispetto a 134,26 € di febbraio), i titoli di Tipo III ad una media di 136,65 € (rispetto a 123,23 € di febbraio).

I titoli di Tipo V sono stati scambiati ad una media pari a 128,52 €.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.971.451 (456.156 di Tipo I, 1.033.404 di tipo II, 234.644 di Tipo II CAR, 247.004 di Tipo III e 243 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 25.963.277.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di marzo 2014.

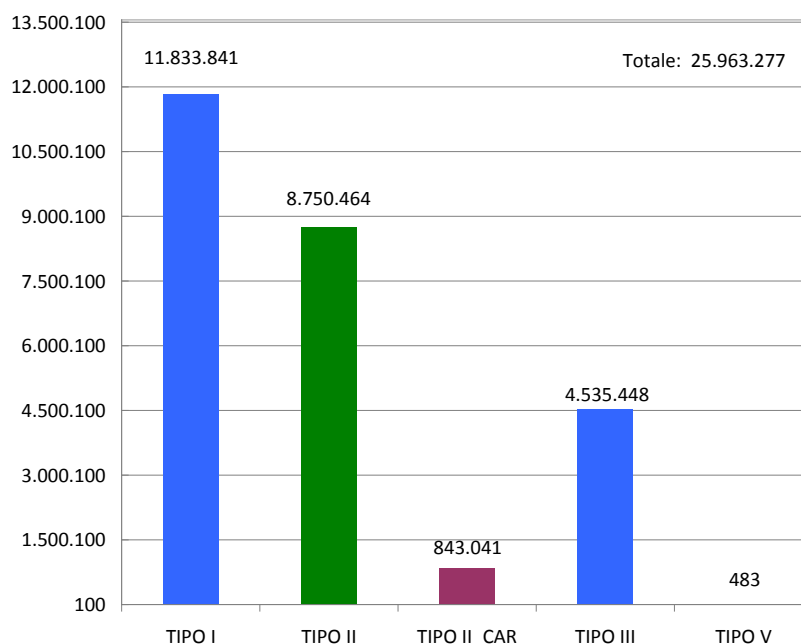
TEE, risultati del mercato del GME - marzo 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati (n. TEE)	174.612	233.969	32.289	59.984	135
Valore Totale (€)	24.063.146,06	31.868.323,99	4.325.930,60	8.196.790,15	17.350,00
Prezzo minimo (€/TEE)	121,60	120,00	122,00	115,03	120,00
Prezzo massimo (€/TEE)	149,00	149,00	148,50	149,00	145,00
Prezzo medio (€/TEE)	137,81	136,21	133,98	136,65	128,52

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine marzo 2014 (dato cumulato)

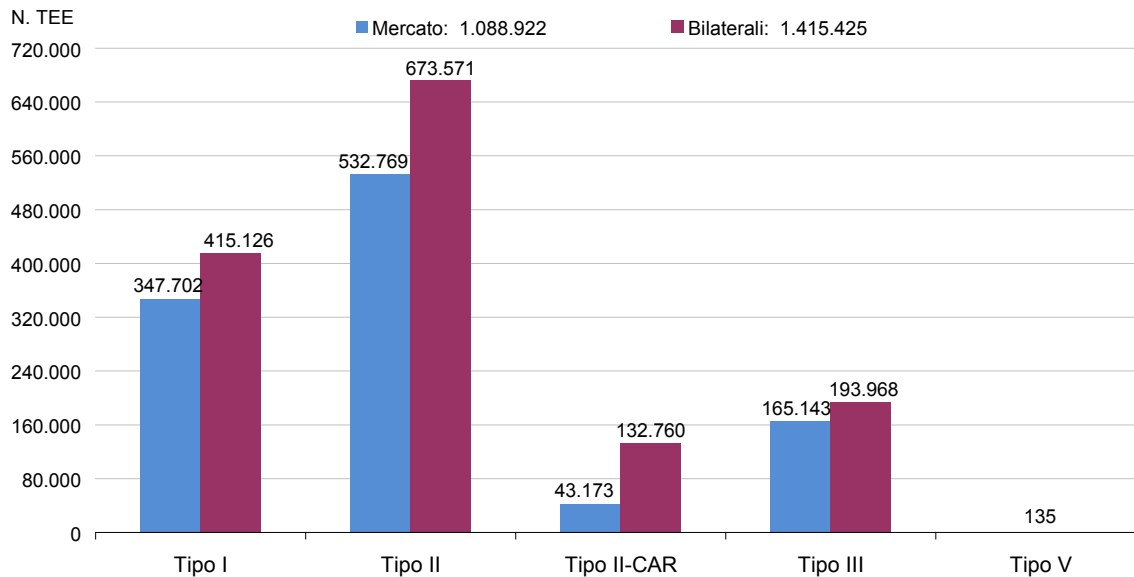
Fonte: GME



(continua)

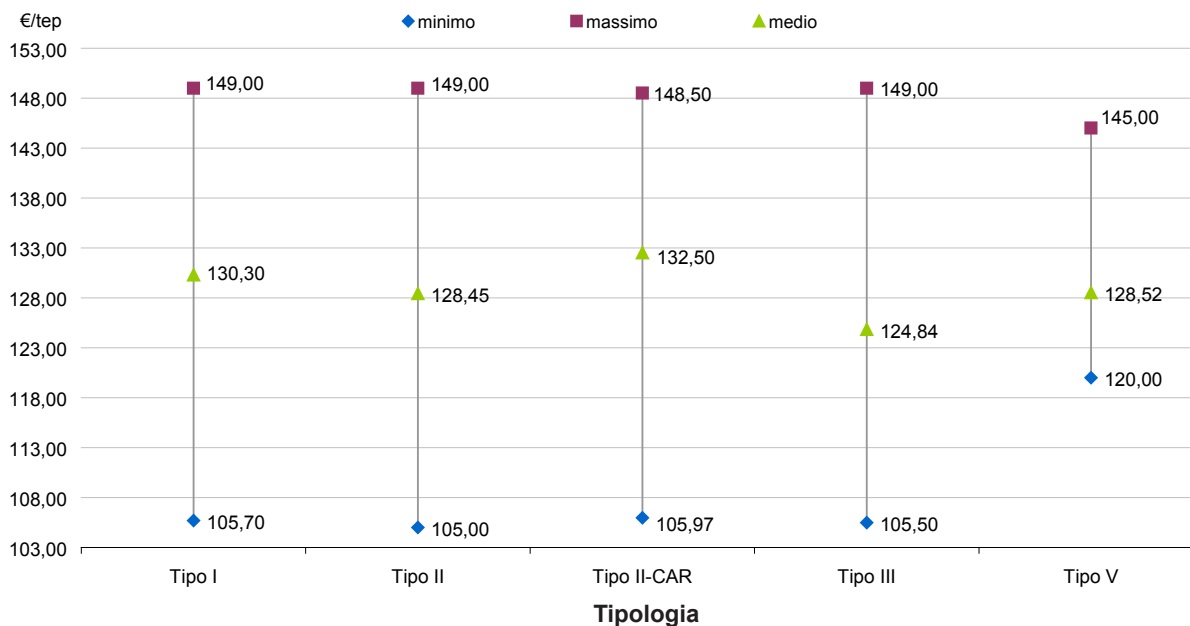
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2014)

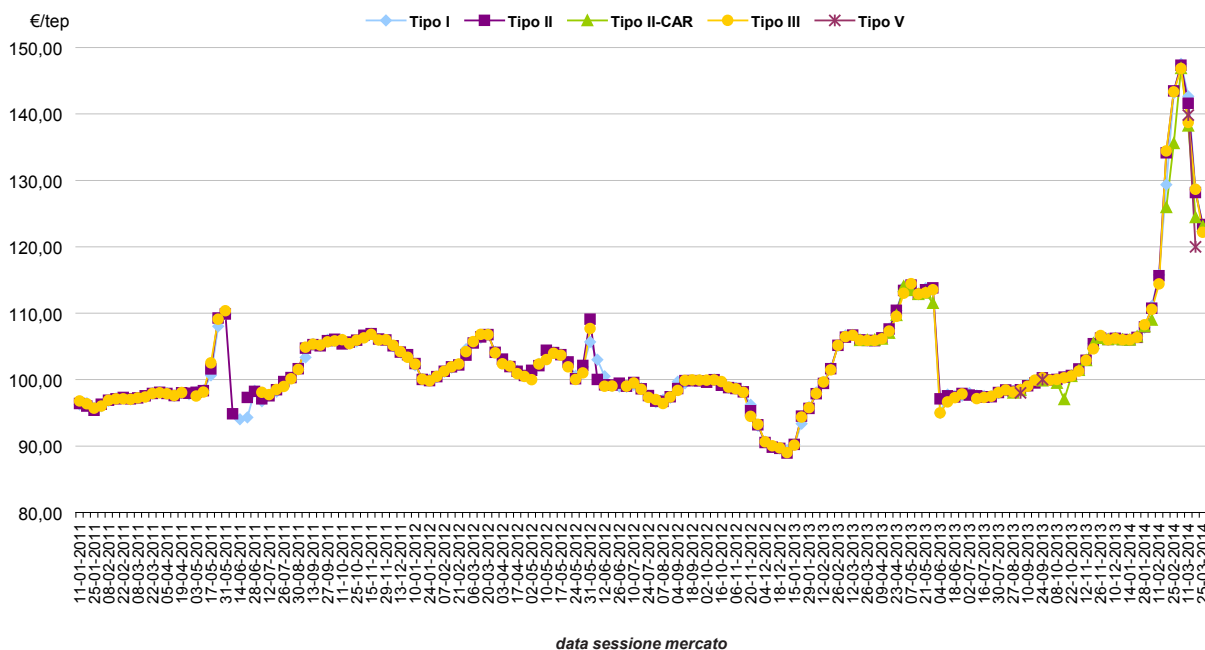
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

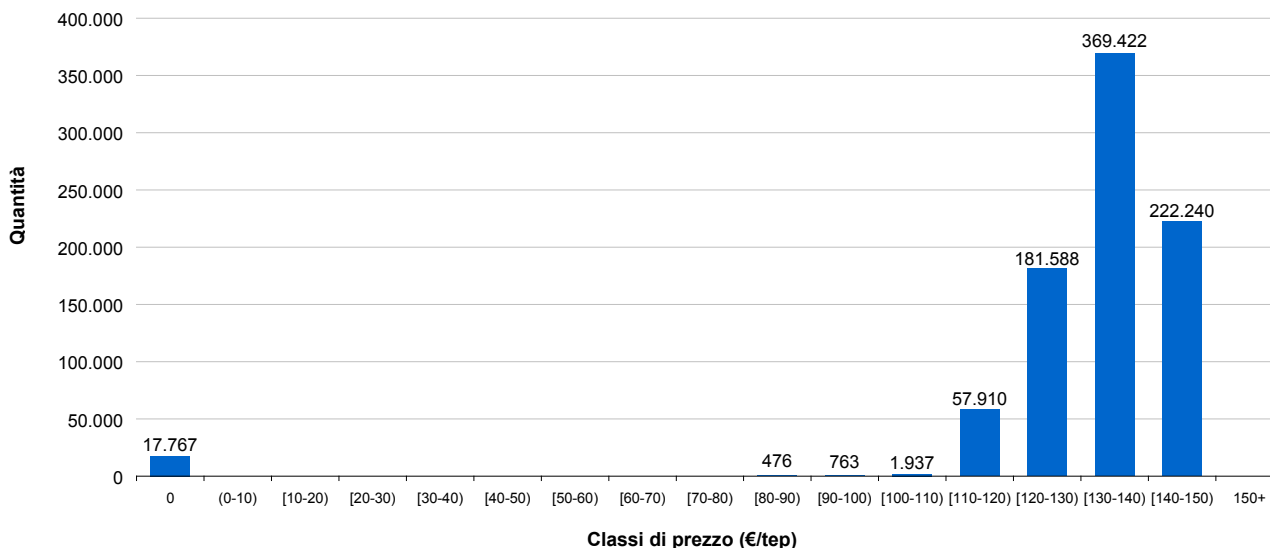


Nel corso del mese di marzo 2014 sono stati scambiati 852.103 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 130,11 €/tep (102,67 €/tep lo scorso febbraio),

minore di 6,56 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 136,67 €/tep (130,66 €/tep a febbraio). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classi di prezzo - marzo 2014

Fonte: GME





# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, a marzo 2014 (mese di scadenza del termine di presentazione al GSE dei CV relativi all'anno di produzione 2013, per gli impianti sottoposti all'obbligo) sono stati scambiati 581.378 CV in aumento rispetto ai 546.058 CV scambiati nel mese di febbraio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV<sup>1</sup> con anno di riferimento 2013 IV Trim con un volume pari a 433.710 certificati (contro gli 246.066 CV IV Trim di febbraio), dei CV 2013 III Trim con una quantità pari a 60.759 titoli (79.925 CV 2013 III Trim a febbraio) e dei CV con anno di riferimento 2013 II Trim con una quantità di titoli presente sul mercato, pari a 38.267 CV (122.561 i CV 2013 II Trim a febbraio).

Seguono i CV 2012 con un volume pari a 29.845 (75.749 CV 2012 i titoli quotati nel mese di febbraio), i CV 2013 I Trim con un numero di certificati scambiati pari a 18.288 (20.048 CV 2013 I Trim, la quantità presente sul mercato il mese scorso), e i CV 2012 TRL, con 500 certificati quotati (1.001 CV 2012 TRL a febbraio).

Esigui gli scambi registrati per i CV 2011, con 9 titoli movimentati sulla piattaforma CV (708 i volumi dei CV 2011 a febbraio).

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei

CV nel mese di marzo, è stato osservato un trend in leggera diminuzione rispetto al mese precedente per i CV 3013 I Trim e i CV 2013 II Trim che hanno registrato un prezzo medio entrambi pari a 88,79 €/MWh in diminuzione rispetto al mese precedente di 0,02 €/MWh; si evidenzia, invece, per i CV 2012 un aumento pari a 0,52 €/MWh (88,77 €/MWh il prezzo medio a marzo) e per i CV 2012 TRL un aumento di 0,39 €/MWh e con un prezzo medio pari a 88,29 €/MWh. Seguono i CV 2011 con un aumento pari a 0,30 €/MWh (88,30 €/MWh il prezzo medio registrato a marzo), i CV IV Trim con un aumento pari a 0,13 €/MWh (88,60 €/MWh il prezzo medio a marzo) e, infine, i CV 2013 III Trim con un aumento del prezzo medio pari a 0,08 €/MWh (88,67 €/MWh il prezzo medio registrato nel mese di marzo).

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di marzo 2014.

(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.

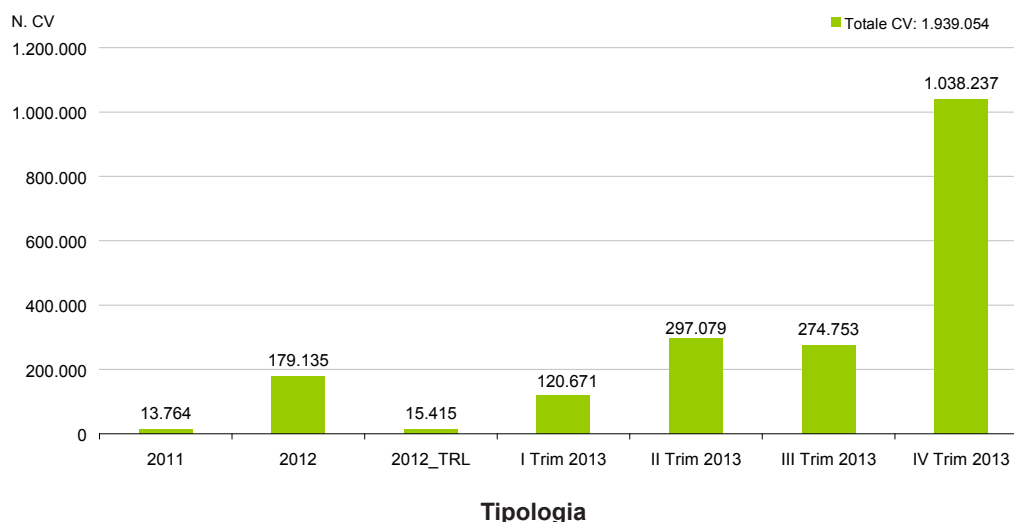
CV, risultato del mercato GME - marzo 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento						
	2011	2012	2012_TRL	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013
Volumi scambiati (n.CV)	9	29.845	500	18.288	38.267	60.759	433.710
Valore Totale (€)	794,70	2.649.425,25	44.145,00	1.623.766,09	3.397.728,71	5.387.662,18	38.426.853,36
Prezzo minimo (€/CV)	88,30	88,20	88,29	88,25	88,30	88,25	88,00
Prezzo massimo (€/CV)	88,30	89,05	88,29	89,05	88,90	88,92	89,00
Prezzo medio (€/CV)	88,30	88,77	88,29	88,79	88,79	88,67	88,60

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

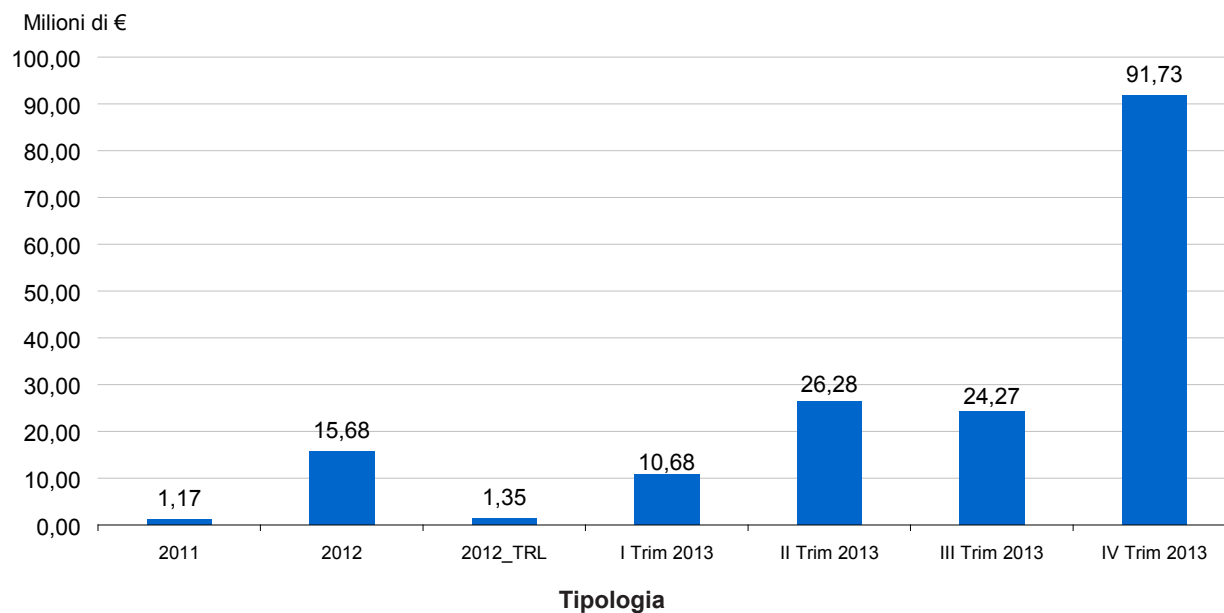
Fonte: GME



(continua)

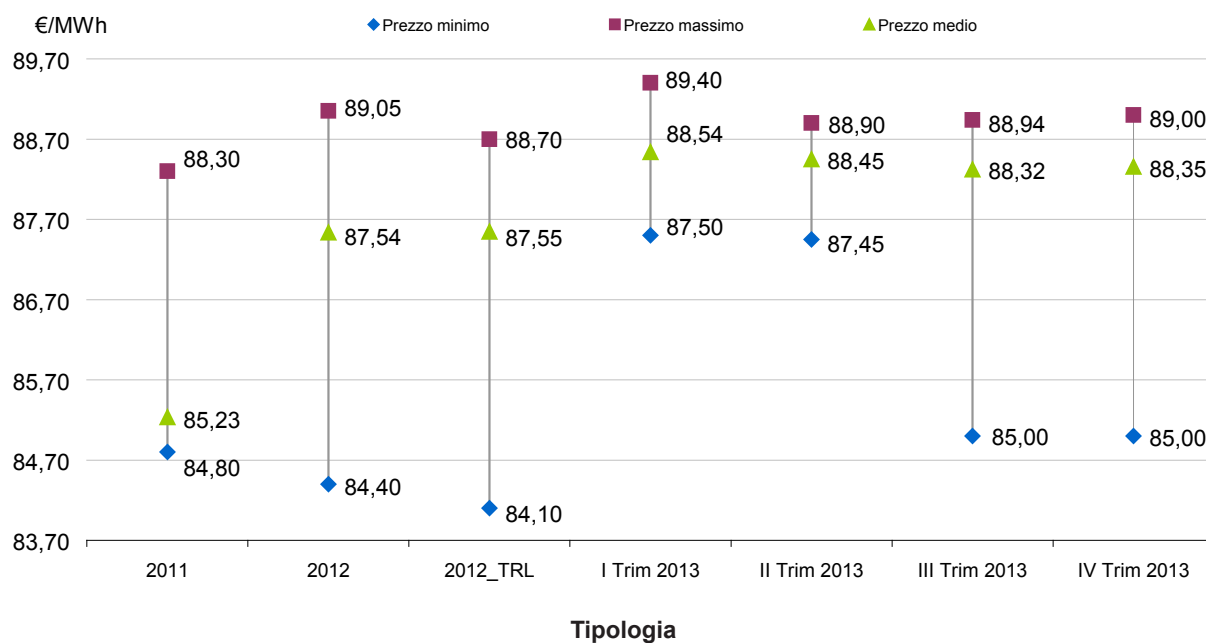
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



## (continua)

Nel corso del mese di marzo 2014 sono stati scambiati 7.676.325 CV attraverso contratti bilaterali (1.513.139 CV il mese scorso) delle varie tipologie.

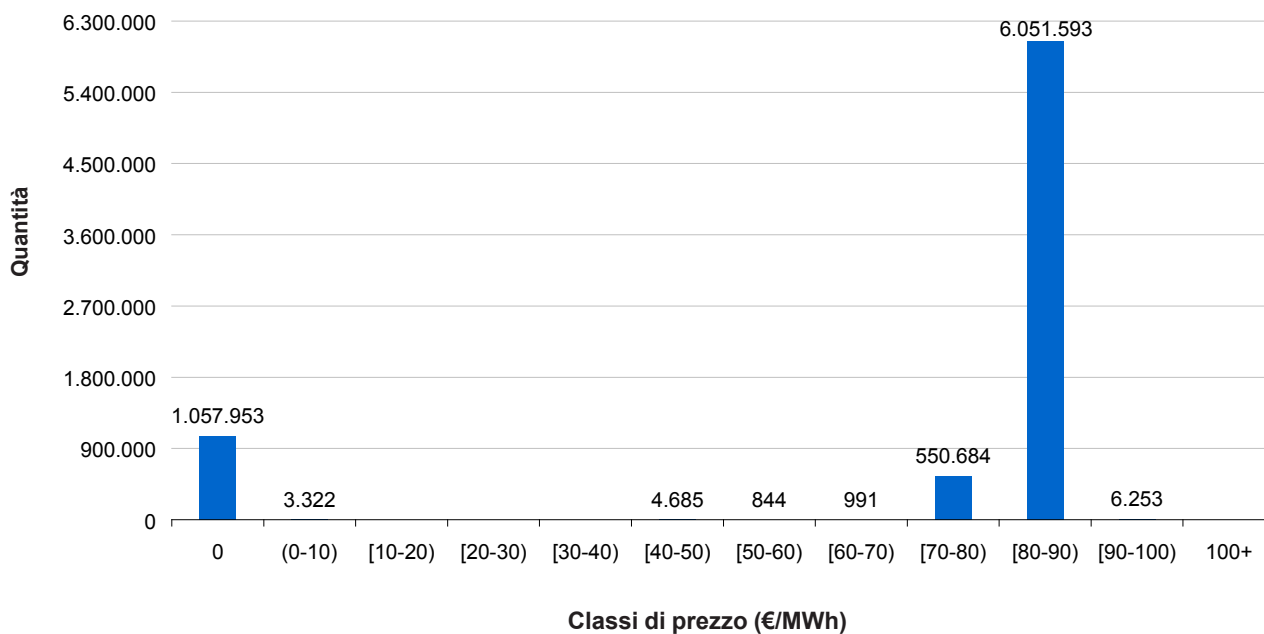
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di febbraio, è stata pari a 74,88 €/MWh,

minore di 13,75 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (88,63 €/MWh).

Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - marzo 2014

Fonte: GME



# Mercato delle garanzie d'origine

A cura del GME

■ Nei primi tre mesi del 2014, sono state effettuate tre sessioni di mercato GO e due sessioni d'asta da parte del GSE.

## Mercato organizzato GME

Nel primo trimestre 2014, l'andamento degli scambi sulla piattaforma di mercato ha registrato un andamento in crescita. Nel mese di gennaio, infatti sono state scambiate 13.000 GO ad un prezzo medio pari 0,09 €/MWh, nel mese di febbraio le GO quotate sono state pari a 19.001 GO al prezzo medio pari a 0,11 €/MWh ed infine nel mese di marzo è stato confermato il buon andamento dei volumi con 423.519 GO movimentate sulla piattaforma, anche in considerazione della scadenza dell'obbligo del 31 marzo di consegna delle GO al GSE.

Nel mese di marzo si registra, tuttavia, una leggera diminuzione del prezzo medio di 0,04 €/MWh rispetto al mese precedente.

In totale sul Mercato delle GO, nei primi tre mesi del 2014, sono state scambiate 455.520 GO.

La GO maggiormente scambiata è stata la tipologia 2013\_Eolico\_AltriMesi con un volume pari a 237.994.

Il prezzo medio ponderato delle GO scambiati nelle sessioni di mercato nel 2014, a prescindere dalla tipologia, è stato pari a 0,07 €/MWh.

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel primo trimestre 2014.

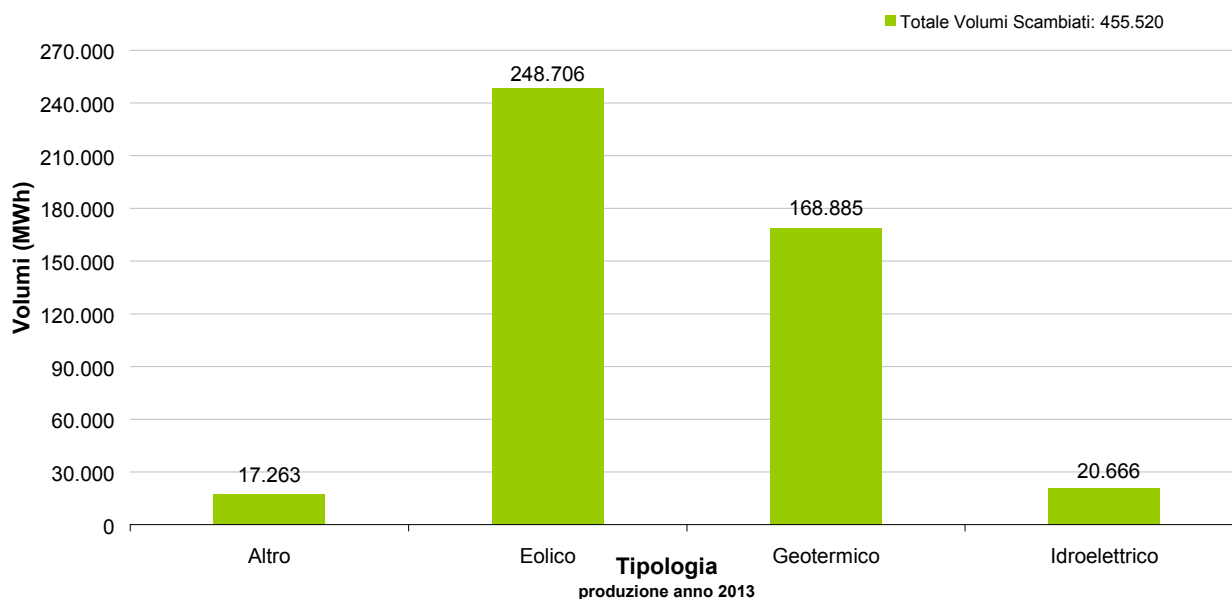
Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
Eolico	Gennaio 2013	8.000	720	0,09	0,09	0,09
	Febbraio 2013	2.712	244	0,09	0,09	0,09
	AltriMesi 2013	237.994	17.444	0,06	0,12	0,07
Geotermico	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2013	168.885	11.877	0,06	0,09	0,07
Idroelettrico	Gennaio 2013	5.000	450	0,09	0,09	0,09
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2013	15.666	1.295	0,07	0,16	0,08
Solare	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2013	-	-	-	-	-
Altro	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	AltriMesi 2013	17.263	1.413	0,06	0,10	0,08

(continua)

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

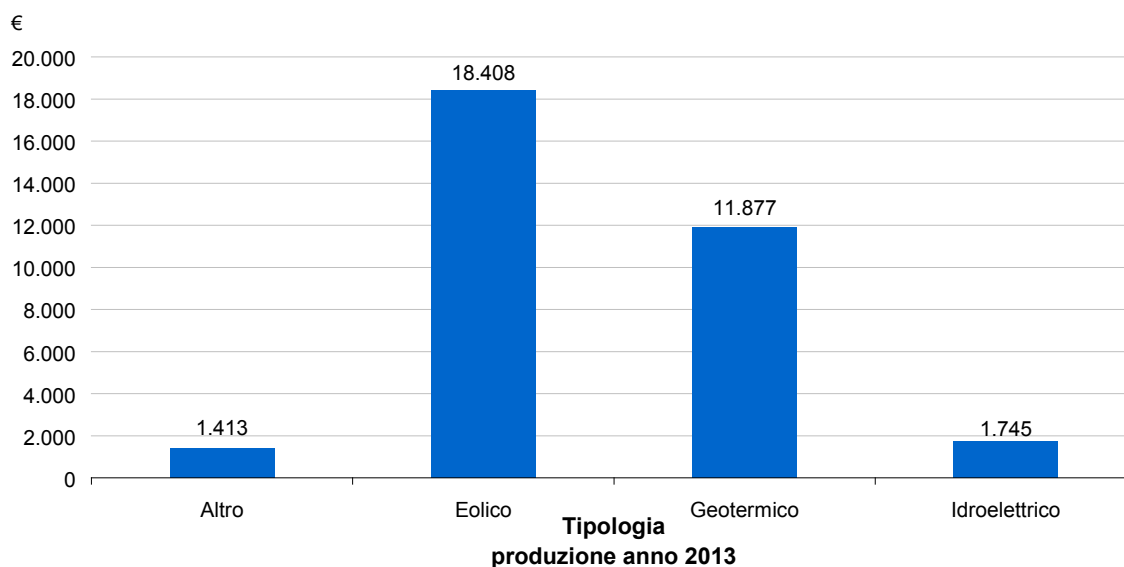
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a marzo 2014)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2014)

Fonte: GME

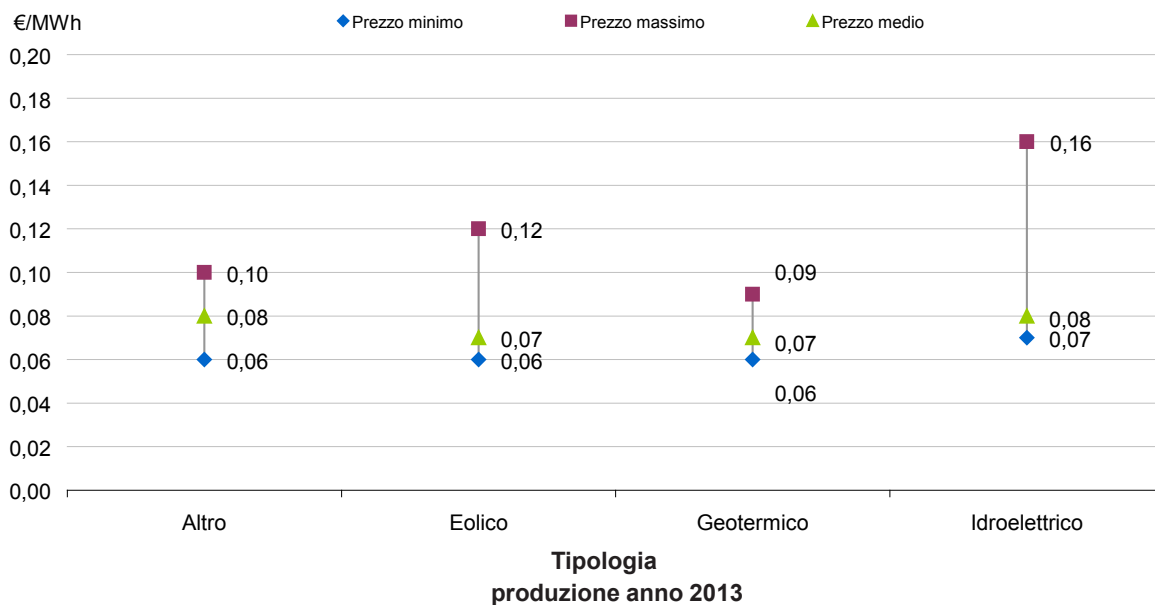


(continua)

L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzo dei certificati per anno di riferimento (2014)

Fonte: GME



### Transazioni bilaterali

L'andamento trimestrale degli scambi bilaterali sulla piattaforma delle GO è stato notevolmente consistente rispetto ai volumi di mercato. Con l'esclusione del mese di febbraio, infatti, che ha segnato un leggero calo con 8.220.318 GO, rispetto agli scambi registrati nel mese di gennaio (pari a 11.195.413 GO), nel mese di marzo 2014 sono state scambiate 21.747.560 GO.

In totale, nel primo trimestre 2014 sono stati scambiati,

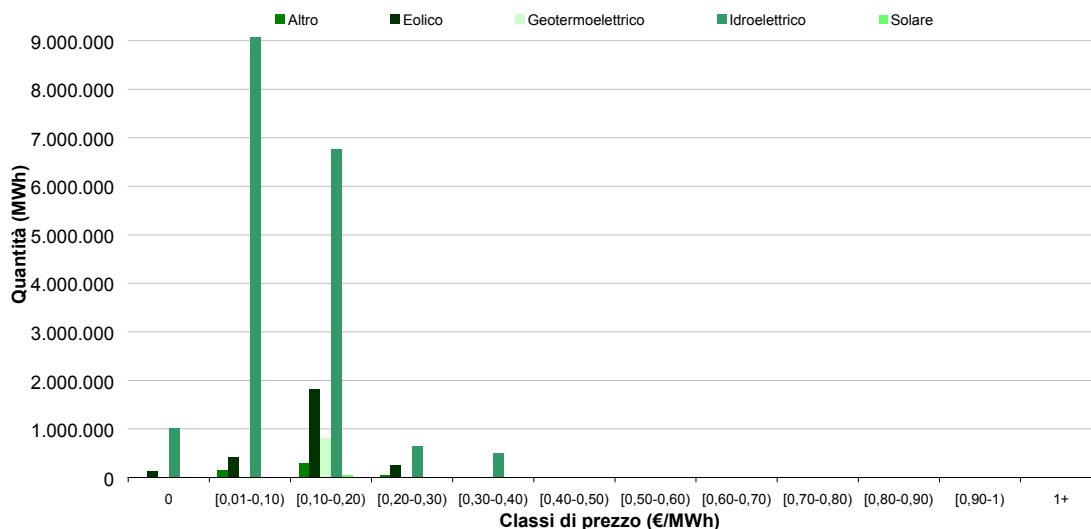
attraverso contratti bilaterali, 41.163.291 GO delle varie tipologie.

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,09 €/MWh, maggiore di 0,02 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,07 €/MWh).

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

GO 2013 scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2014

Fonte: GME





(continua)

### Aste GSE

Le due sessioni d'asta svolte dal GSE nel primo trimestre 2014 hanno consentito l'assegnazione di 245.000 GO sul mercato su un totale di 65.150.764 GO offerte. Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO:

ASTE GO 2014					
Anno di Riferimento	q.tà	qtÃ premiata	q.tÃ res.	qtÃ rifiutata	prezzo
2013_Altro_Febbraio	656.090	-	656.090		0,17
2013_Eolico_AltriMesi	4.674.722	-	4.674.722		0,12
2013_Eolico_Gennaio	943.394	-	943.394		0,1
2013_Idroelettrico_Gennaio	332.739	-	332.739		0,1
2013_Altro_Gennaio	715.679	-	715.679		0,16
2013_Altro_AltriMesi	6.890.103	-	6.890.103		0,19
2013_Idroelettrico_Febbraio	290.888	-	290.888		0,11
2013_Idroelettrico_AltriMesi	3.998.124	-	3.998.124		0,12
2013_Solare_Gennaio	580.543	-	580.543		0,1
2013_Solare_AltriMesi	13.397.397	200.000	13.197.397		0,11
2013_Solare_Febbraio	780.335	-	780.335		0,1
2013_Eolico_Febbraio	744.665	-	744.665		0,11
<b>Totale sessione d'asta GO 20 Gennaio 2014</b>	<b>34.004.679</b>	<b>200.000</b>	<b>33.804.679</b>		
2013_Altro_AltriMesi	7.756.561	-	7.756.561		0,08
2013_Solare_AltriMesi	13.887.022	-	13.887.022		0,08
2013_Eolico_AltriMesi	5.111.376	45.000	5.066.376		0,07
2013_Idroelettrico_AltriMesi	4.391.126	-	4.391.126		0,08
<b>Totale sessione d'asta GO 20 marzo 2014</b>	<b>31.146.085</b>	<b>45.000</b>	<b>31.101.085</b>		
<b>TOTALE</b>	<b>65.150.764</b>	<b>245.000</b>	<b>64.905.764</b>		

## SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

di Agata Gugliotta e Chiara Proietti Silvestri - RIE

(continua dalla prima)

### Potenziali punti di forza e criticità

Le potenziali riserve di gas naturale provenienti da formazioni di scisto in alcuni Paesi europei hanno suscitato notevoli aspettative: come dichiarato dalla Commissione<sup>3</sup>, “il gas di scisto è un potenziale sostituto dei combustibili fossili ad elevata intensità di carbonio, una fonte locale di gas naturale che riduce la dipendenza dai fornitori di energia dei paesi terzi, un potenziale motore per l'occupazione e la crescita economica e una fonte aggiuntiva di entrate pubbliche”. I potenziali punti di forza dello sviluppo di nuove risorse di gas non convenzionale sarebbero indubbiamente rilevanti, specie in considerazione del calo produttivo costante dei giacimenti convenzionali, della forte dipendenza dalle importazioni e della scarsa diversificazione delle forniture energetiche.

Dal punto di vista economico, l'avvio dei massicci investimenti richiesti dall'estrazione di gas di scisto potrebbe generare benefici economici, diretti o indiretti, sul territorio come la modernizzazione del quadro infrastrutturale nazionale, nuove opportunità di lavoro e maggiori risorse finanziarie per le casse statali. Tuttavia, relativamente ai costi energetici, c'è un generale consenso intorno all'idea che lo sviluppo dello shale gas sarà più costoso – fino a due o tre volte maggiore secondo alcune stime – in Europa rispetto che agli USA; un distacco dovuto a differenti condizioni di tipo geologico, industriale e regolatorio, in larga parte riferibili a: una diversa caratterizzazione delle formazioni rocciose che, in Europa, si trovano generalmente a profondità maggiori e più elevate temperature, risultando più complesse da esplorare; una regolazione tendenzialmente più stringente nel Vecchio Continente; una diversa legislazione sui diritti di proprietà; un settore dei servizi Oil&Gas meno competitivo e più oligopolistico<sup>4</sup>. Maggiori costi implicano prezzi di breakeven<sup>5</sup> più elevati che impedirebbero di replicare quell'abbattimento dei prezzi<sup>6</sup> avvenuto nel mercato statunitense e responsabile di ben noti vantaggi competitivi. Ciononostante, la disponibilità di gas a prezzi inferiori rispetto a quelli attuali avrebbe risvolti positivi, specie in termini di maggior potere di contrattazione con i fornitori, in un mercato come quello europeo fortemente dipendente da contratti a lungo termine con prezzi indicizzati al petrolio.

Dal punto di vista politico, il rilancio della produzione domestica – soprattutto per paesi come la Polonia<sup>7</sup> che soddisfano più della metà della domanda interna tramite le importazioni da Paesi terzi – potrebbe contribuire ad un rafforzamento della propria posizione negoziale nei confronti dei paesi fornitori (Russia in primis), con rilevanti benefici in termini di sicurezza degli approvvigionamenti. Gli eventi geopolitici degli ultimi anni, dalla Primavera Araba all'attuale crisi in Crimea, mostrano l'urgenza e la rilevanza di promuovere una strategia di diversificazione delle forniture: l'avvio della produzione di gas non convenzionale non solo potrebbe rispondere in parte a tale esigenza ma rivelarsi anche una soluzione meno impattante

rispetto alle altre fonti fossili (petrolio e carbone), a cui potrebbe sostituirsi nella generazione elettrica, senza necessariamente incidere sullo sviluppo delle rinnovabili. Sebbene infatti le previsioni sul futuro apporto delle risorse non convenzionali all'interno del mix energetico europeo possono variare, lo shale gas potrebbe essere utilizzato come fonte complementare alle rinnovabili contribuendo a ridurre la quota carbone utilizzata nella generazione elettrica<sup>8</sup>. In questi termini, l'utilizzo di shale gas senza incidere sulla quota rinnovabili potrebbe contribuire a produrre benefici climatici in linea con gli obiettivi della politica ambientale europea<sup>9</sup>.

Le preoccupazioni ambientali, specialmente il rischio della contaminazione delle falde acquifere, sono il driver delle proteste montate in diversi Paesi UE contro il fracking e contribuiscono a porre una serie di incertezze allo sviluppo dell'unconventional in Europa. Il processo di estrazione del gas di scisto è considerato maggiormente industrial-intensive rispetto alle tecniche convenzionali, con un impatto sul territorio più incisivo sia dal punto di vista ambientale – a causa delle sostanze chimiche iniettate e del rischio di contaminazione del sottosuolo e dell'atmosfera – che in termini di superficie – richiedendo un numero maggiore di pozzi e spazi più ampi in cui operare. In particolare, l'acqua sembra essere una delle questioni centrali che animano il dibattito sullo sviluppo di questa fonte di energia per una serie di ragioni riconducibili al processo di fratturazione idraulica, tra cui: un consumo idrico molto elevato rispetto alle tecniche di estrazione del gas convenzionale, sebbene considerato inferiore rispetto alle altre fonti fossili<sup>10</sup>; rischio di contaminazione delle acque sotterranee, fonte di acqua potabile, nel caso di inadeguato isolamento dei pozzi; potenziale incidenza sulla qualità del suolo e rischio di contaminazione delle acque di superficie in caso di perdite o inadeguato trattamento delle acque reflue. Le maggiori complessità ambientali e tecnologiche, che si acquiscono in un territorio densamente popolato come l'Europa, nonché le incertezze sulla sua economicità, hanno contribuito ad alimentare un diffuso scetticismo verso lo sviluppo dello shale gas in Europa. Se una parte dell'atteggiamento di contrarietà delle comunità locali potrebbe essere imputabile al fisiologico fenomeno “Not In My Backyard” (NIMBY), la stessa Commissione Europea ha sottolineato come la scarsa accettazione dell'opinione pubblica europea, sfociata in alcuni casi in aspre contestazioni, sia attribuibile anche alla diffusa percezione tra i cittadini europei di scarsa informazione e coinvolgimento sulla questione<sup>11</sup>. È evidente che la mancanza di consenso abbia rappresentato un fattore rilevante nella decisione di diversi stati membri di optare per una moratoria contro il fracking.

# SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

(continua)

In definitiva, una regolazione chiara ed efficace è essenziale per dare risposta alle richieste dell'opinione pubblica e per rendere sostenibile in Europa la produzione di idrocarburi con fratturazione idraulica ad elevato volume. Data la scarsa esperienza in materia di sviluppo del gas di scisto, l'UE ha emanato il 22 gennaio 2014 una raccomandazione intendendo stabilire una serie di "principi minimi di cui gli Stati membri dovrebbero tenere conto nell'applicazione o nell'adeguamento della loro regolamentazione riguardante [tale] attività"<sup>12</sup>. L'obiettivo è di ridurre la frammentarietà regolatoria che attualmente prevale in materia e di uniformare le legislazioni nazionali verso standard ambientali comuni, conferendo condizioni eque ai gestori e una maggiore certezza agli investitori, migliorando il funzionamento del mercato unico dell'energia, riducendo le preoccupazioni delle comunità locali.

### Come si muovono i paesi europei

Nonostante le raccomandazioni della Commissione Europea, in Europa, così come avviene negli USA, le decisioni in materia di mix energetico sono di competenza dei singoli stati membri, che hanno il diritto di decidere se avviare attività di ricerca o di produzione non convenzionale e di disciplinarne le condizioni di sfruttamento conformemente alle normative ambientali europee. L'atteggiamento dei singoli stati verso lo sviluppo delle risorse nazionali di shale gas è stato fino ad ora molto variegato.

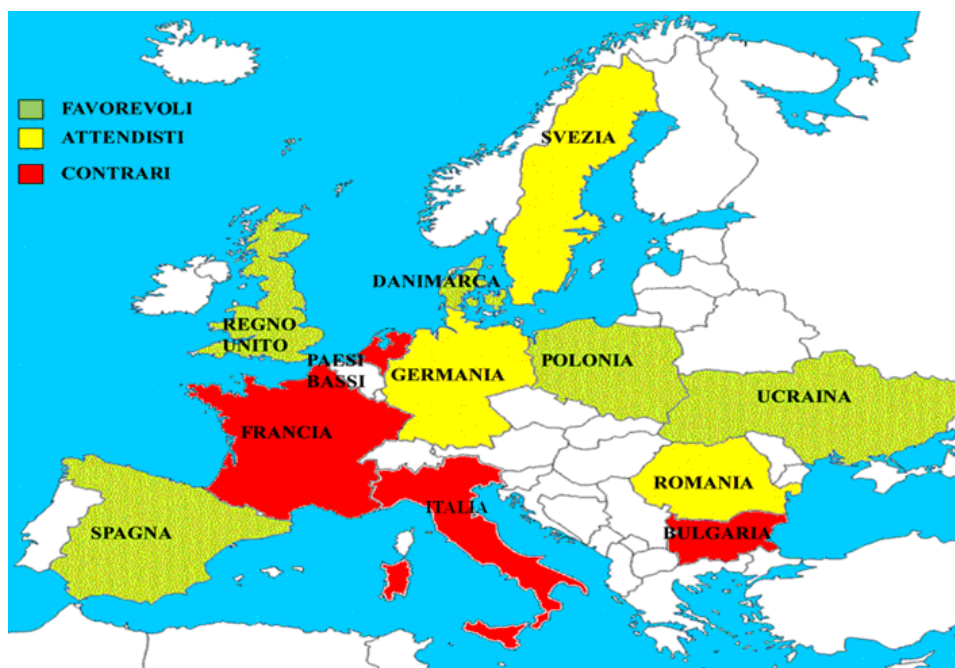
Semplificando, si possono distinguere tre macro-gruppi: gli assolutamente contrari, gli attendisti e i favorevoli. Tra i primi

rientrano Francia, Paesi Bassi e Bulgaria che hanno indetto una moratoria allo sfruttamento dello shale gas, sebbene una posizione così estrema non è sempre scevra da dibattiti; nel caso della Bulgaria, ad esempio, il Ministro dell'Ambiente ha più volte manifestato una certa propensione all'abolizione di questo divieto.

Tra i contrari può essere inserita anche l'Italia, dove peraltro non è stata evidenziata finora la presenza di risorse di gas di scisto: il Ministero per lo Sviluppo Economico in una recente nota in merito alla Comunicazione e alla Raccomandazione del 22 gennaio 2014 della Commissione europea (sopra citate) ha evidenziato come la Strategia Energetica Nazionale, adottata nel marzo del 2013, non preveda il rilascio di licenze per la ricerca e lo sfruttamento dello shale gas. Al momento quindi non paiono esserci le condizioni geologiche, territoriali e ambientali per la ricerca e coltivazione di gas non convenzionale.

Fra gli Stati attendisti troviamo la Germania, che ha posto una moratoria sull'attività di perforazione commerciale del gas ma non sull'attività di ricerca scientifica; la Romania, dove una persistente opposizione pone il rischio concreto di una fuga dei capitali, nonostante alcune compagnie abbiano già avviato attività esplorative; mentre in Svezia gioca soprattutto il disinteresse nei confronti del gas naturale che, nel 2012, ha pesato per meno del 2%<sup>13</sup> sul consumo di energia primaria nazionale. Tra i favorevoli, invece, si possono collocare Polonia, Regno Unito e Ucraina, di cui parleremo approfonditamente nel prosieguo dell'articolo, ma anche Spagna e Danimarca.

Fig. 2 Mappa delle posizioni dei principali paesi europei in materia di shale gas



Fonte: elaborazioni RIE

# SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

(continua)

## Francia

La Francia può contare sulle risorse di shale gas più consistenti dopo quelle della Polonia, eppure rientra tra i paesi nettamente contrari al suo sviluppo. Le prime attività esplorative sono state bloccate a seguito dell'entrata in vigore della legge del 13 luglio 2011 che vieta l'utilizzo della tecnologia di fratturazione idraulica. Approvata dal Governo Sarkozy, la norma è stata mantenuta dall'attuale Presidente Hollande che, nel settembre del 2012, si è espresso a favore del mantenimento della moratoria durante tutto il suo mandato<sup>14</sup>. Una posizione così pregiudizialmente contraria muove dall'ampia opposizione nazionale che contesta la pericolosità ambientale dello shale gas, l'impatto negativo sul turismo delle zone interessate, nonché il mancato avvio di un serio dibattito pubblico con le comunità locali interessate. A ciò va aggiunto un peso del gas naturale sui consumi primari di energia di circa il 16%<sup>15</sup> che, in un contesto in cui gran parte della generazione elettrica proviene dal nucleare, rende meno tangibile la convenienza economico-energetica dello sviluppo di risorse non convenzionali di gas.

Tuttavia, attorno allo sfruttamento del gas di scisto è sorto un acceso dibattito "sotterraneo"<sup>16</sup>, alimentato dalla presenza, all'interno del governo, di chi vede nello sfruttamento dello shale gas uno dei settori chiave per una rapida re-industrializzazione della Francia. Lo shale gas, quindi, è tutt'altro che una questione chiusa: lo prova anche la recente pubblicazione di uno studio condotto da due parlamentari francese sulle tecniche alternative alla fratturazione idraulica<sup>17</sup>.

## Polonia

Contrariamente alla Francia, la Polonia ha riposto nello sviluppo delle risorse nazionali di gas non convenzionale tante e ambiziose aspettative, pur in presenza di altrettanto varie e complesse criticità. La Polonia detiene il 31% delle risorse tecnicamente recuperabili dell'UE per un ammontare pari a circa 4.000 mld mc<sup>18</sup>.

In Europa, Varsavia è prima per numero di prospezioni effettuate: dal 2007 ad oggi sono stati perforati circa 50 pozzi e oltre 300 nuove esplorazioni sono previste entro il 2021<sup>19</sup>. Oltre un centinaio di licenze sono già state autorizzate, ripartite tra la compagnia di stato PGNiG e le compagnie energetiche estere, tra cui Eni, BNK Petroleum, Chevron, ConocoPhillips, Cuadrilla, San Leon Energy. Si tratta in ogni caso di risultati modesti se paragonati agli oltre 1600 pozzi perforati nello stesso arco di tempo in Pennsylvania.

Lo sviluppo dello shale gas rientra tra le priorità strategiche del paese per una serie di ragioni: innanzitutto, potrebbe contribuire agli sforzi di rilancio dell'economia, grazie all'arrivo di ingenti capitali dall'estero e ritorni economici (royalties e introiti fiscali); in secondo luogo, potrebbe aumentare la diversificazione del mix energetico, riducendo la massiccia dipendenza dal carbone nella generazione elettrica<sup>20</sup>; in terzo luogo, potrebbe aiutare a ridurre la dipendenza dalle forniture dalla Russia

da cui proviene l'80% del gas importato<sup>21</sup>. Sebbene, infatti, il gas nel paese copra appena il 13% dei consumi primari di energia, essa costituisce comunque un onere consistente in termini di costi e di sicurezza energetica. Poter contare su risorse interne significherebbe, infatti, ridurre drasticamente la vulnerabilità energetica dal vicino produttore russo, potendone limitare anche l'influenza a livello diplomatico. Si tratta di un obiettivo fondamentale della politica energetica del Paese e nel quale rientrano, insieme allo sfruttamento dello shale gas, la costruzione dell'impianto di rigassificazione del GNL a Swinoujscie e il progetto di gasdotto "Baltic Pipe" di collegamento con la Danimarca per permettere l'importazione del gas norvegese.

Tuttavia, nonostante gli sforzi profusi e la generale accettazione sociale<sup>22</sup>, persistono ancora numerose criticità che frenano l'ascesa di questo settore:

- Fattori di natura geologica: le prime esplorazioni non hanno dato i risultati sperati, procrastinando in avanti la possibilità di un decollo produttivo. Il flusso di produzione dei pozzi è basso e solo in alcuni casi è stato reso pubblico. Gli scarsi risultati e la non commerciabilità del gas estratto hanno convinto Exxon, Talisman e Marathon ad abbandonare il paese nel 2012.
- Mancanza di acqua: la tecnica della fratturazione idraulica comporta un uso massiccio di risorse idriche ma le risorse d'acqua polacche sono limitate e fortemente diversificate in base alle zone e al periodo dell'anno, tanto che  $\frac{3}{4}$  della Polonia soffre di periodiche fasi di scarsità di acqua<sup>23</sup>.
- Preoccupazioni sociali ai rischi ambientali: nonostante una generale accettazione dell'opinione pubblica e le assicurazioni del governo sull'assenza di danni all'ambiente, si rileva una diffusa presenza nel paese di gruppi d'opposizione che lamentano l'inquinamento delle falde acquifere, dei terreni, dell'aria ed elevati livelli di rumore che provocano danni per l'agricoltura e il turismo.
- Un sistema infrastrutturale e di trasporto del gas inadeguato: disporre di un sistema di trasporto efficiente tale da permettere di veicolare il potenziale di shale gas estratto è una delle considerazioni principali che portano una compagnia ad investire. La Polonia è caratterizzata dalla mancanza di un'adeguata rete di distribuzione del gas; pertanto, qualora si concretizzasse un effettivo sfruttamento dello shale gas, risulterebbe prioritario puntare su un mirato sviluppo infrastrutturale.
- Un framework regolatorio incerto: il contesto normativo è poco definito e caratterizzato da un sistema burocratico lento e farraginoso. L'Exploration and Production Industry Organization (OPPPW), che comprende alcune delle compagnie nazionali e internazionali che operano in Polonia, ha riferito che per ottenere tutte le autorizzazioni a perforare servono 8 mesi contro i 45 giorni degli USA, con un possibile allungamento dei tempi di ulteriori 8 mesi nel caso di modifiche al permesso ottenuto.

## SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

(continua)

Tali fattori influenzano negativamente la profittabilità economica dell'estrazione di shale gas causando un allontanamento dei capitali stranieri. Per tale motivo, ed in vista dell'obiettivo governativo di raggiungere la prima produzione commerciale nel 2015, il paese si è mosso recentemente per creare un clima più favorevole agli investimenti. Va letta in questo senso la proposta di emendare l'attuale legge sulle attività geologiche ed estrattive, introducendo modifiche sostanziali volte al rilascio di un titolo unico per l'esplorazione, ad una diversa definizione dei diritti di proprietà, alla semplificazione delle procedure d'investimento<sup>24</sup>. Inoltre, si attende a breve l'approvazione della proposta, avanzata a marzo di quest'anno, di non introdurre di ulteriori tasse speciali o supplementari per un periodo di almeno sei anni. Tuttavia, vale ricordare che, nonostante alcuni risultati positivi, come quelli ottenuti dalla San Leon Energy nei pozzi situati nel Baltic Basin nel Nord del paese, siamo ancora in una fase iniziale di sviluppo.

### Regno Unito

Insieme alla Polonia, il Regno Unito è il paese europeo più attivo nel tentativo di pianificare le condizioni per uno sviluppo delle risorse nazionali di shale gas. Oltremania, le risorse tecnicamente recuperabili si aggirano intorno ai 730 mld mc<sup>25</sup>. Le prime attività esplorative, condotte dalla compagnia inglese Cuadrilla, risalgono al 2011 ed hanno interessato il nordovest dell'Inghilterra. Tuttavia, il susseguirsi di scosse sismiche nell'area costrinse il governo ad indire una moratoria temporanea sulla fratturazione idraulica, rimossa nel dicembre 2012 solo dopo l'introduzione di meccanismi di controllo più severi. Da questo momento l'impegno profuso dal governo è stato massimo e diretto a supportare questo settore, come dimostra la recente introduzione di un nuovo regime fiscale più favorevole e incentivante per gli investitori e nuovi criteri che semplificano le procedure di ottenimento dei permessi nelle aree interessate. Inoltre, sono state previste delle misure compensative per le comunità locali, molte delle quali ostili allo sfruttamento di shale gas, tra cui il pagamento di £100.000 per ogni sito fratturato durante la fase di esplorazione e l'1% di rendita sul gas prodotto<sup>26</sup>.

L'esigenza di promuovere una politica di sviluppo del gas di scisto nel Regno Unito muove da considerazioni di sicurezza energetica, relative al declino delle produzioni di petrolio e gas nel Mare del Nord e alla chiusura di parchi obsoleti di centrali nucleari e a carbone, e di convenienza economica, potendo generare nuovi posti di lavoro e benefici economici stimati in £50 miliardi entro il 2035<sup>27</sup>.

Nonostante il governo abbia riposto notevole fiducia nello sfruttamento dello shale gas, è poco probabile che il successo ottenuto negli Stati Uniti possa essere replicato tout court

in Gran Bretagna, per una serie di ragioni. In primo luogo, lo sviluppo dello shale gas deve coniugarsi con gli obiettivi governativi di diventare un'economia low-carbon nel prossimo futuro: secondo alcuni, prolungare la dipendenza dal gas rischia di rendere più arduo e più costoso il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni di gas serra. Secondariamente, il diverso framework regolatorio in materia di proprietà delle risorse, tempi di autorizzazione, fattori di pianificazione locale e ambientali comporta necessariamente un allungamento dei tempi e l'accumularsi di ritardi. Infine, le diverse caratteristiche geologiche dei giacimenti contribuiscono ad aumentare i costi di estrazione rispetto a quelli riscontrati in America. In conclusione, siamo ancora in una fase iniziale di sviluppo ed i prossimi 12-24 mesi saranno determinanti per il futuro del settore. A misurare l'interesse delle compagnie contribuirà la prossima tornata di gare per il rilascio delle licenze, prevista entro il 2014, su cui si sono create aspettative più positive rispetto al deludente esito del precedente round del 2008<sup>28</sup>.

### Ucraina

Per la vastità delle sue risorse e per gli indubbi benefici che ne ricaverebbe, specie in relazione alle recenti vicende politiche che l'hanno resa protagonista, l'Ucraina mostra un chiaro interesse a sfruttare il potenziale di shale gas di cui dispone. Il paese può contare infatti su oltre 3.600 mld mc di risorse stimate, terze per estensione in Europa dopo quelle di Polonia e Francia.

Diversi fattori giocano in favore delle ambizioni del paese di diventare un grande produttore di shale gas tra cui: una composizione geologica simile a quella della Polonia; la presenza di abbondanti risorse idriche e di enormi aree rurali poco popolate; la forte esigenza politica di ridurre la dipendenza energetica dalla Russia; una strutturata, seppur obsoleta, rete di distribuzione e un capillare sistema di gasdotti, in virtù del ruolo di paese di transito del gas russo verso l'Europa.

Tuttavia, sebbene rilevanti pressioni -soprattutto politiche- spingano il paese in questa direzione una serie di ostacoli contribuiscono a ritardare lo sviluppo concreto dello shale gas, in particolare: la mancanza di capitali e di investitori disposti ad assumersi l'elevato rischio di operare in un contesto instabile da un punto di vista politico e incerto da quello regolatorio. Ad oggi, ad investire nel paese sono principalmente Shell, Chevron ed Exxon Mobil, con accordi di production sharing, ed Eni e TNK-BP che hanno avviato attività di esplorazione; tuttavia, la loro presenza è legata al miglioramento della complessa situazione politica nazionale.



# SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

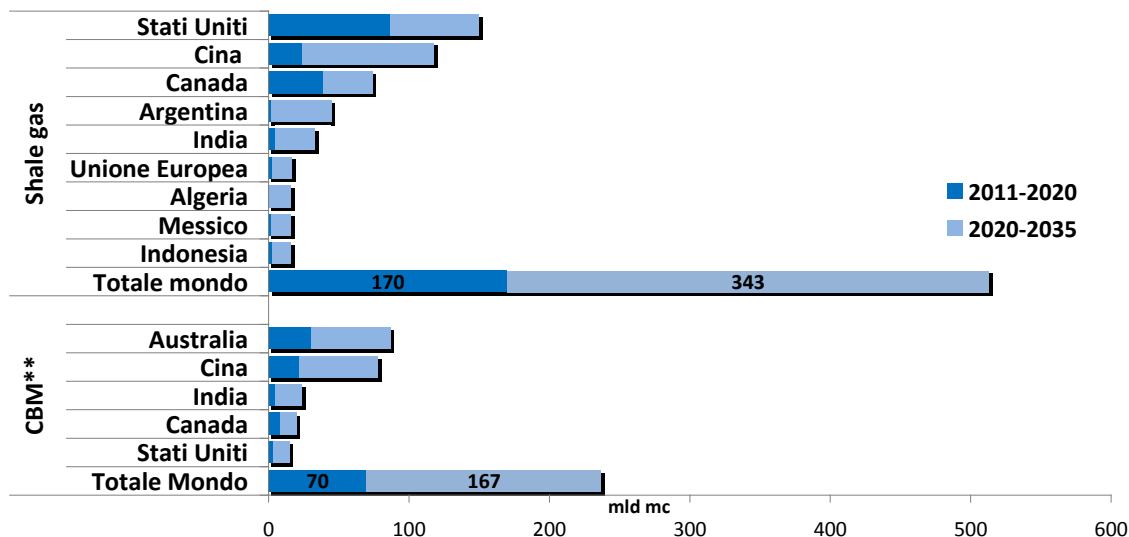
(continua)

## Prospettive future

Le prospettive per il gas non convenzionale conferiscono a questa fonte un ruolo sempre più importante nel soddisfare la domanda globale: il Nord America è il vero driver di questa crescita, sebbene alcune dinamiche di rilievo interesseranno, specie dal 2020, anche i paesi non-OCSE, in primis la Cina. Nel caso dell'UE, il quadro che si delinea mostra un futuro meno roseo: infatti, a fronte di una sostanziale crescita della

produzione non convenzionale a livello mondiale – il cui peso sull'output totale passa dal 17% al 27% nel periodo 2011-2035 – i valori previsivi per l'Europa mostrano un quadro meno incoraggiante, con lo shale gas che in oltre due decenni arriva a contribuire per circa il 4% sulla produzione incrementale di questa fonte a livello mondiale e per meno del 3% sul totale unconventional.

Fig. 3 Prospettive di crescita della produzione di gas non convenzionale nelle principali regioni\*



\*stime del New Policies Scenario, AIE

\*\* Coal Bed Methane

Fonte: elaborazioni su dati WEO 2013

Attualmente, nell'UE la produzione commerciale del gas di scisto non è ancora stata intrapresa<sup>29</sup> ma ne è atteso l'avvio nel 2015-2017 in alcuni Stati membri, in primis la Polonia. Al 2035, l'AIE stima nel suo scenario di riferimento<sup>30</sup> una produzione di shale gas di circa 20 mld mc, pari quasi al 20% della produzione totale di gas dell'UE. Tuttavia, nonostante una generale stabilità dei consumi di gas europei, previsti crescere dello 0,5% medio annuo nel periodo 2011-2035, l'apporto della produzione non convenzionale risulterebbe marginale e quantificabile in una copertura della domanda pari a meno del 4% a fine periodo.

Al fine di valutare il diverso contributo dello shale gas sulla produzione e sulla domanda totale di gas in UE<sup>31</sup>, si propone un'analisi comparata degli esiti di tre scenari AIE: il reference case del WEO 2013 (NPS), il più ottimista Golden Rules Case 2012 (GRC) e il più conservativo Low Unconventional Case 2012 (LUC).

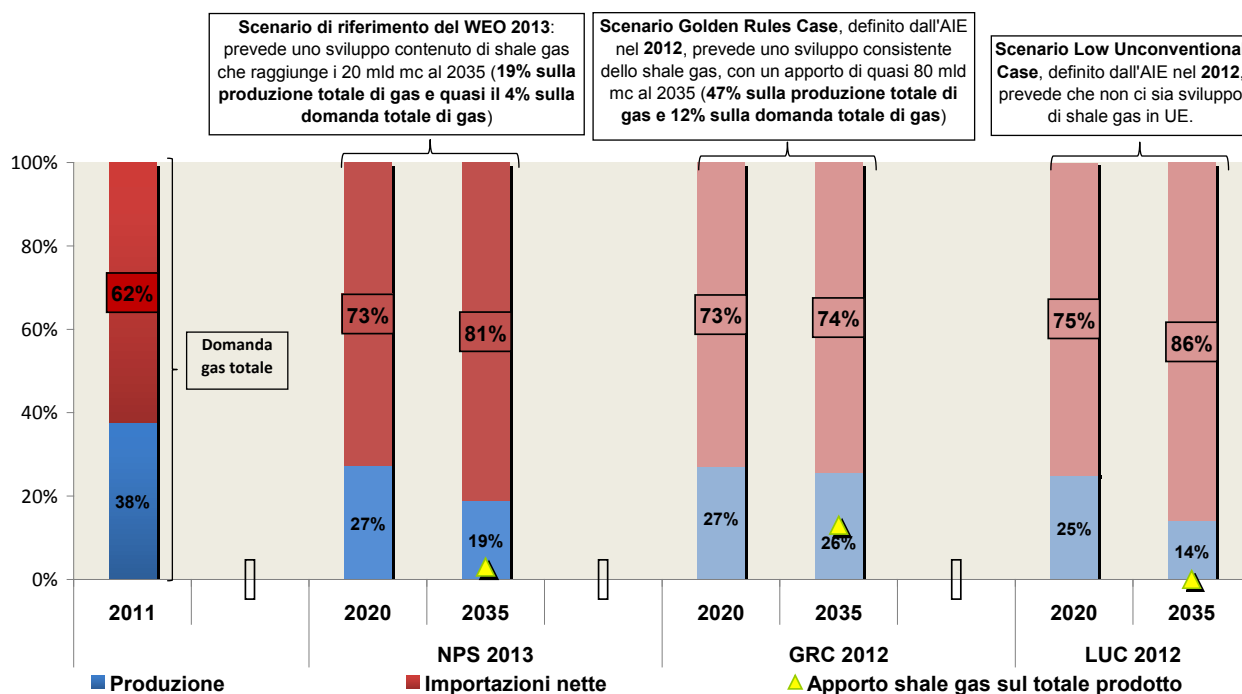
Nel primo, considerato lo scenario di maggior consenso che tiene

conto sia delle politiche governative in via di implementazione che di quelle annunciate ma non ancora attuate, le stime relative alla produzione di shale gas sono contenute – meno del 4% sul totale domanda di gas – mentre la dipendenza dalle importazioni di questa fonte cresce di 20 punti percentuali, dal 62% nel 2011 all'81% nel 2035. Ad un solo anno di distanza dalla pubblicazione, il WEO 2013 mostra una maggiore cautela rispetto all'ottimismo esibito nel "Golden Rules for a Golden Age of Gas". Nell'Outlook GRC, infatti, che si basa sull'applicazione delle "Regole d'Oro"<sup>32</sup> definite dall'Agenzia di Parigi, l'AIE stima un consistente sviluppo di questa fonte, nell'intorno dei 77 mld mc a fine periodo, arrivando a coprire il 12% della domanda e generando benefici diretti in termini di riduzione della dipendenza dall'importazione di gas. Profondamente diversi gli esiti del LUC che, prevedendo un apporto nullo dello shale gas sull'offerta gasiera dell'UE al 2035, implica altresì una dipendenza dall'estero superiore di 12 punti percentuali rispetto a quanto stimato nel GRC.

# SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

(continua)

Fig. 4 Previsioni sulla ripartizione della domanda di gas UE con diverso contributo di shale gas, NPS vs GRC



Fonte: elaborazioni su dati WEO 2013 e Golden Rules for a Golden Age of Gas 2012

Dalle risultanze sopra esposte si possono tracciare una serie di considerazioni rilevanti sulle potenzialità dello shale gas in Europa: 1) tutti gli scenari considerati prevedono un aumento delle importazioni di gas in UE nel medio termine rispetto al 2011; 2) l'aumento della dipendenza europea dalle importazioni risulta più contenuta nel GRC che, potendo contare su un maggiore apporto di shale gas, prevede un distacco di 7 punti percentuali rispetto al NPS e di 12 rispetto al caso di mancato sviluppo; 3) tutti gli scenari prevedono un tendenziale calo della produzione interna di gas naturale nel periodo 2011-2020, mentre nel periodo successivo 2020-2035 i trend si differenziano, con un andamento decrescente nel NPS

e nel LUC, sebbene più accentuato in quest'ultimo, ed una sostanziale tenuta nel GRC. Pertanto, si può concludere che, nonostante l'apporto di shale gas non sia atteso determinare stravolgimenti nell'upstream gasiero europeo e nella struttura dell'offerta – come accaduto invece per gli Stati Uniti dove la produzione interna è aumentata del 20% in 5 anni<sup>33</sup> – un suo sviluppo più consistente consentirebbe tuttavia di controbilanciare parzialmente il naturale declino produttivo europeo, stabilizzando la produzione futura sui livelli del 2020 con conseguenti effetti sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla fattura energetica di Bruxelles.

<sup>1</sup> Fonte: EIA DOE, *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*, 2013. Le stime rilasciate dall'EIA DOE nel rapporto del 2013 sono sensibilmente differenti rispetto a quelle precedenti rilasciate nel 2011. Gli aggiustamenti possono riflettere una riduzione della reale portata dello shale gas presente o al contrario, in alcuni casi, un suo aumento, conseguente alla pubblicazione di nuovi studi geologici regionali o all'avvio delle prime attività esplorative, che hanno fornito maggiori informazioni al riguardo. Per ciò che concerne il dato complessivo dell'Unione Europea e quello dell'Europa qui considerati non si registrano variazioni sostanziali perché la riduzione dell'ammontare di risorse di alcuni paesi (ad es. Francia e Polonia) o l'azzeramento delle risorse norvegesi a causa dei risultati deludenti che hanno restituito le prospezioni dell'area di Alum Shale sono stati compensati dall'aumento registrato in altri paesi (Regno Unito, Paesi Bassi, UK e soprattutto Ucraina triplicate) o dall'inserimento di paesi prima non considerati come Romania, Spagna e Bulgaria.

<sup>2</sup> Per risorse tecnicamente recuperabili si intendono i volumi di gas naturale che possono essere prodotti con l'attuale tecnologia, senza tenere conto del prezzo del gas o del costo di produzione dello stesso. Le risorse tecnicamente recuperabili si differenziano da quelle economicamente recuperabili, che sono quelle che possono essere prodotte alle attuali condizioni di mercato. La recuperabilità economica delle risorse dipende da tre fattori: il costo di perforazione e completamento di un pozzo; l'ammontare di gas prodotto da un pozzo nel suo ciclo di vita; il prezzo pagato per la produzione del gas. L'esperienza americana suggerisce che oltre a fattori geologici ad influenzare la recuperabilità economica sono i fattori *above the ground*. Fonte: EIA DOE, *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*, 2013.

<sup>3</sup> Fonte: COM(2014), *Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo sulla ricerca e la produzione di idrocarburi (come il gas di scisto) mediante la fratturazione idraulica ad elevato volume nell'UE*, Bruxelles, 22 gennaio 2014.

# SHALE GAS IN EUROPA: PROSPETTIVE

(continua)

<sup>4</sup> Fonte: Buchan David, *Can shale gas transform Europe's energy landscape?*, Center for European Reform (CER), luglio 2013; Stevens Paul, *The Shale Gas Revolution: Developments and Changes*, Chatham House, 2012; Geny Florence, *Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Market?*, The Oxford Institute for Energy Studies, dicembre 2010.

<sup>5</sup> Il Joint Research Center della Commissione Europea ha stimato nel 2012 un prezzo di breakeven europeo nell'intervallo di \$5-12/MBtu contro quello statunitense di \$3-7/MBtu. Fonte: JRC, *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*, 2012.

Il prezzo spot del gas naturale negli USA (Henry hub) è calato dal picco di \$13/Mbtu a metà 2008 fino ai \$2/Mbtu nel 2012. Fonte: JRC, *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*, 2012.

<sup>6</sup> Nel 2012, l'80% del totale importazioni di gas della Polonia sono state assicurate dalla Russia.

<sup>7</sup> Pöyry e Cambridge Econometrics, *Macroeconomic effects of European shale gas production*, A report to the International Association of Oil and Gas Producers (OGP), novembre 2013.

<sup>8</sup> Secondo uno studio dell'AEA commissionato dalla Commissione Europea, infatti, dal rimpiazzo del carbone nella generazione elettrica si potrebbe ottenere un risparmio in termini di emissioni del 41-49%; la percentuale scende al 2-10% nel caso del gas convenzionale importato dall'estero tramite pipeline e a 7-10% per il GNL. Al contrario, il gas di scisto risulterebbe meno performante, producendo dall'1% al 5% in più di emissioni, rispetto al gas convenzionale trasportato tramite pipeline dall'interno dell'UE. Tuttavia, questo vantaggio climatico potrebbe essere ridotto o addirittura annullato nel caso di uno sviluppo dello shale gas non efficacemente regolamentato, in cui non sia incentivato l'utilizzo di sistemi necessari a ridurre le emissioni derivanti dalle operazioni di estrazione e produzione dei pozzi. Fonte: AEA, *Climate impact of potential shale gas production in the EU*, Report for European Commission DG CLIMA, 2012.

<sup>9</sup> Il consumo d'acqua per la produzione di shale gas è compreso tra i 7,5 e i 23 litri d'acqua per MegaWattora termico mentre è praticamente irrisorio per l'estrazione di gas convenzionale. Tuttavia, va rilevato che l'acqua necessaria nell'estrazione delle altre fonti fossili è maggiore rispetto a quella consumata per lo shale gas: 2-4 volte maggiore per il carbone e 4-10 volte per il petrolio. Fonte: Zuliani Filippo, *Shale gas e consumo d'acqua*, AgiEnergia, 26 marzo 2014; Mielke Erik, Diaz Anadon Laura, Narayanamurti Venkatesh, *Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing and Conversion*, Belfer Center for Science and International Affairs, ottobre 2010.

<sup>10</sup> La Commissione Europea ha avviato a fine 2012 una consultazione pubblica su quasi 23.000 cittadini europei che si sono espressi riguardo lo sviluppo dello shale gas nel Vecchio Continente. I risultati sono disponibili nel seguente rapporto: DG Ambiente della Commissione Europea, *Analysis and presentation of the results of the public consultation "Unconventional fossil fuels (e.g. shale gas) in Europe*, BIO Intelligence Service, ottobre 2013.

<sup>11</sup> Raccomandazione della Commissione del 22 gennaio 2014 sui principi minimi applicabili alla ricerca e produzione di idrocarburi (come il gas di scisto) mediante la fratturazione idraulica ad elevato volume, in G.U. L 39/72 dell'8/2/2014.

<sup>12</sup> Fonte: BP, *BP Statistical Review*, 2013.

<sup>13</sup> Tale posizione è stata condivisa anche dalla Corte Costituzionale francese che ha espresso il dissenso verso lo sviluppo dello shale gas in una sentenza relativa ad una causa che vedeva coinvolta la compagnia di esplorazione americana Schuepbach Energy LLC.

<sup>14</sup> Fonte: BP, *BP Statistical Review*, 2013.

<sup>15</sup> Fonte: de Saint Jacob Y., *Shale Gas: Dibattito "sotterraneo" in Francia*, AgiEnergia, 3 aprile 2013.

<sup>16</sup> Si tratta di tecnologie che utilizzano gas propano o elio, o ancora archi elettrici, ma con scarse probabilità di essere tecnicamente applicabili nel breve periodo. Lo studio ha scatenato reazioni diverse tra chi si è detto favorevole e chi contrario.

<sup>17</sup> Questi dati sono rivisti al ribasso di oltre 1.000 mld mc rispetto alla precedente rilevazione EIA DOE del 2011, a causa dei scarsi risultati ottenuti durante le prime fasi esplorative. Ancora più ribassista, invece, la stima del PGI-PIB (Polish Geological Institute-National Research Institute) secondo la quale l'ammontare complessivo dello shale gas presente può raggiungere un massimo di 1.900 mld mc, di cui fra 350 e 760 quelle probabilmente recuperabili. Fonte: Uliasz-Misiak B., Przybycin A., Winid B., *Shale and tight gas in Poland-legal and environmental issue*, in Energy Policy, 65, 2014.

<sup>18</sup> Dichiarazione del Ministro dell'Ambiente polacco. Fonte: Poland looks to give shale gas sector new boost, Platts, 6 gennaio 2014.

<sup>19</sup> Ad oggi l'elettricità è prodotta per il 90% dal carbone, di cui il Paese vanta la seconda produzione europea.

<sup>20</sup> Fonte: Johnson C. e Boersma T., *Energy (in)security in Poland the case of shale gas*, in Energy Policy, 53 2013.

<sup>21</sup> Lena Kolarska-Bobinska, membro polacco del Parlamento Europeo, afferma che il 70% della popolazione, compresa quella più vicina alle aree di perforazione, supporta la produzione di shale gas. Fonte: *Economic Impacts of Shale Gas in the Netherlands*. Final Report, 1 marzo 2014. L'opinione pubblica è storicamente abituata alle attività estrattive, specie quella del sud-ovest del paese particolarmente sensibile al fenomeno dell'inquinamento prodotto dalle centrali a carbone. Fonte: Sazlai P., *The Shale Gas Revolution: Can It Cross the Atlantic?*, European issues, n°293, 5 novembre 2013.

<sup>22</sup> Fonte: Uliasz-Misiak B., Przybycin A., Winid B., *Shale and tight gas in Poland-legal and environmental issue*, in Energy Policy, 65, 2014, pag. 69.

<sup>23</sup> La prima bozza di legge è stata presentata nel marzo del 2013 e si attende la sua entrata in vigore il 1 gennaio del 2015.

<sup>24</sup> Tale stima, rilasciata dall'EIA DOE, è stata nettamente rivista al rialzo dal British Geological Institute che indica la presenza addirittura di 3.760 mld mc.

<sup>25</sup> Fonte: *Economic Impacts of Shale Gas in the Netherlands*. Final Report, 1 marzo 2014.

<sup>26</sup> Fonte: Hutchinson M., *Le prospettive dello shale gas in Gran Bretagna*, AgiEnergia, 3 aprile 2013.

L'ultima crisi russo-ucraina ha certamente fornito al governo una potente motivazione a sostegno dello shale gas, anche se la riduzione della dipendenza dalla Russia nel caso del Regno Unito assume più una valenza simbolica che un imperativo economico, dal momento che le importazioni dirette da Mosca sono praticamente nulle.

<sup>27</sup> Il bidding round del 2008 ebbe risultati mediocri con solo 55 licenze concesse su un totale di 182. Si stima che il boom dello shale gas in Nord America e le attività di M&A condotte da Centrica, GDF Suez e Total (quest'ultima entrata a gennaio 2014) possano aver contribuito ad aumentare l'interesse per la nuova tornata. Fonte: Spaldin D. e Waszkiewicz A., *Fracking in the UK: the Shale Gas Industry Begins to Take Shape*, Natural Gas Europe, 25 febbraio 2014.

<sup>28</sup> Attualmente, sono state realizzate solo alcune prove pilota di produzione. Fonte: COM(2014), *Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo sulla ricerca e la produzione di idrocarburi (come il gas di scisto) mediante la fratturazione idraulica ad elevato volume nell'UE*, Bruxelles, 22 gennaio 2014.

<sup>29</sup> Per scenario di riferimento dell'AIE si intende il New Policies Scenario (NPS) definito nel WEO 2013.

<sup>30</sup> Nonostante il diverso anno di pubblicazione dei tre scenari, due nel 2012 e uno nel 2013, l'assenza di sostanziali shock lato domanda e lato offerta in Europa permette una comparazione efficace, finalizzata ad individuare le conseguenze dirette di un diverso sviluppo di shale gas sulla dipendenza europea dalle importazioni di gas e sul trend della produzione di gas europea.

<sup>31</sup> Le "Regole d'Oro" dell'AIE sono una serie di consigli diretti ai decisori politici, ai regolatori e agli operatori del settore e finalizzati a minimizzare, da una parte, l'impatto sull'ambiente e sulle risorse idriche (isolamento dei pozzi dalla falda, monitoraggio continuo, regolamenti sul riuso e riciclo delle acque reflue, etc) e, dall'altra, a ridurre la possibile opposizione delle popolazioni locali, aumentando la trasparenza nel processo decisionale e il coinvolgimento delle comunità locali.

<sup>32</sup> La produzione di gas naturale negli Stati Uniti è passata da 511 mld mc nel 2005 a 609 nel 2010, con la quota *unconventional* che è passata dal 44% al 59%; in particolare, l'apporto di shale gas sul totale produzione è balzato dal 4% al 23%. Fonte: *Golden Rules for a Golden Age of Gas*, AIE 2012.



# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori del GME | “MTEE: pubblicazione DTF n. 03 rev. 04 del mercato dei TEE” | pubblicato il 26 marzo 2014 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=164>**

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso noto agli operatori che è stata pubblicata la DTF n. 03 rev. 04 MTEE, modificata al fine di disciplinare le modalità di determinazione del prezzo convenzionale minimo - ovvero il valore del deposito, richiesto in anticipo per ciascun TEE, agli operatori che intendono presentare offerte di acquisto nel corso della successiva sessione del mercato - nei casi in cui:

- si rendesse necessario incrementare il numero delle sessioni in vista della scadenza per l'adempimento all'obbligo;
- qualora intercorrano giorni festivi nel periodo in cui le sessioni di mercato hanno luogo almeno una volta a settimana, e ciò rendesse operativamente difficoltoso l'accesso al Registro titoli da parte degli operatori;
- ci si trovi in corrispondenza delle ultime sessioni di mercato utili prima della scadenza dell'obbligo - 31 maggio di ciascun anno.

Secondo quanto disposto dalla versione aggiornata della DTF n. 03 rev. 04 MTEE, nei casi sopra indicati, il GME potrà dunque fissare, in via eccezionale, un prezzo convenzionale superiore ai € 30 (attuale valore del prezzo convenzionale), tale da favorire, possibilmente, una totale copertura finanziaria delle transazioni eseguite in ambito MTEE. Ciò consentirà al GME di procedere al termine della sessione di mercato al contestuale trasferimento dei TEE negoziati sui rispettivi conti proprietà degli Operatori. Il prezzo convenzionale minimo che verrà stabilito dal GME al ricorrere dei casi sopra indicati sarà pubblicato sia nella schermata di accesso al mercato TEE, sia nella pagina di pubblicazione del calendario delle sessioni, con un preavviso di almeno 7 giorni di calendario.

■ **Comunicato agli operatori del GME | “Chiusura del Mercato delle Unità di Emissione” | pubblicato il 6 marzo 2014 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=161>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha informato gli operatori che, in data 5 marzo 2014, il Consiglio di Amministrazione della società in attuazione delle nuove disposizioni del Regolamento del Mercato delle Unità di Emissione dei gas a effetto serra (nel seguito: Regolamento), ha deliberato la chiusura di tale mercato a far data del 22 marzo 2014.

A completamento, si segnala inoltre che, per effetto della chiusura del mercato della CO<sub>2</sub>:

- tutti gli operatori ammessi al medesimo mercato hanno perso

la qualifica di operatore assunta ai sensi del Regolamento;

- tutti i contratti di adesione stipulati con gli operatori in esito alla procedura di ammissione di cui al Regolamento ed ancora in essere alla data citata si intendono sciolti, restando comunque efficaci le obbligazioni assunte dall'operatore sul Mercato delle Unità di Emissione dei gas a effetto serra e non ancora estinte al momento della chiusura dello stesso;

- il GME stesso non darà corso alle procedure di ammissione relative alle domande di ammissione al Mercato delle Unità di Emissione dei gas a effetto serra presentate nel corso del periodo di sospensione di tale mercato.

■ **Delibera AEEG-SI del 13 marzo 2014 107//2014/R/EFR | “Modalità di applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica nel caso dei grandi progetti nonché definizione e modalità di riconoscimento del valore costante per i medesimi titoli” | pubblicata il 14 marzo 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/107-14.htm>**

Nell'ambito del meccanismo di incentivazione relativo ai TEE, il Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012, nel definire i nuovi obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico che devono essere perseguiti attraverso il meccanismo dei certificati bianchi per il periodo 2013-2016, ha altresì introdotto (crf. Art. 8) la disciplina relativa ai grandi progetti, ovvero i progetti di efficientamento energetico realizzati su infrastrutture, su processi industriali o relativi a interventi realizzati nel settore dei trasporti che generano, nell'arco di un anno dalla loro implementazione, risparmi, anche potenziali, superiori o uguali a 35.000 tep (di seguito: Grandi Progetti). Segnatamente, l'Art. 8 comma 3 del citato Decreto dispone che relativamente alla gestione dei Grandi Progetti, sia “riconosciuta [all'operatore proponente] altresì la facoltà di optare per un regime che assicuri un valore costante del certificato per l'intera vita utile dell'intervento, pari al valore vigente alla data di approvazione del progetto” e che, allo scopo, l'AEEG definisca “le modalità operative di tale previsione, avuto riguardo alle eventuali fluttuazioni del valore di mercato del certificato”. Ciò premesso, con la deliberazione in oggetto, il Regolatore ha definito le modalità di applicazione del meccanismo dei TEE nel caso dei Grandi Progetti nonché i criteri e le modalità di riconoscimento del valore costante per i medesimi titoli. Relativamente alle modalità di applicazione del meccanismo dei TEE nel caso dei Grandi Progetti, l'AEEG ha disposto che il proponente che intende accedere al regime che assicura un valore costante dei TEE, debba esprimere tale volontà contestualmente alla richiesta presentata al Ministero dello Sviluppo Economico per l'attivazione della procedura di valutazione del Grande Progetto ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 e che tale scelta debba essere effettuata, in via definitiva dal medesimo proponente, al termine della citata procedura di valutazione. Detta scelta non può pertanto essere modificata nel corso della vita utile del progetto e trova

# Novità normative di settore (continua)

applicazione a valere per l'intero periodo di incentivazione. Con riferimento ai TEE riconosciuti in relazione ai Grandi Progetti per i quali si opti per il regime di remunerazione fisso, i titoli vengono emessi e contestualmente ritirati dal GSE. Detti certificati non possono essere utilizzati dai distributori per adempiere ai propri obblighi e non possono essere oggetto di negoziazione. Diversamente, i TEE relativi ai risparmi (o eventuali premialità) riguardanti i Grandi Progetti che non accedono al regime che assicura un valore costante sono, invece, equiparati ai TEE di analoga tipologia derivanti dagli altri interventi ammessi al meccanismo di remunerazione. Tali titoli possono quindi essere utilizzati dai distributori per assolvere ai propri obblighi dandoluogo alla conseguente erogazione del contributo tariffario secondo le modalità di cui alla deliberazione AEEG n.13/2014/R/efr. Rispetto alla definizione del valore costante dei TEE da riconoscere ai Grandi Progetti che optano per il regime di incentivazione fisso, l'Art. 3 del provvedimento de quo, ha disciplinato le modalità per la relativa definizione, indicando che tale valore verrà fissato nel rispetto dei criteri fissati dall'Autorità e, temporalmente, nell'ambito della procedura di valutazione e dell'istruttoria tecnico-economica condotte ai sensi dell'articolo 8, commi 1 e 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012. Pertanto, ai fini della relativa quantificazione, il proponente del Grande Progetto dovrà dare evidenza al GSE, nell'ambito della richiamata istruttoria tecnico-economica, di tutte le voci di costo utilizzate per dare avvio al Grande Progetto. A completamento, si osserva che il Regolatore ha specificato anche le modalità di erogazione del valore costante per i TEE rilasciati per i Grandi Progetti che accedono al regime di incentivazione fisso. Infine, l'AEEG - ai sensi del combinato disposto dell'Art. 29, comma 2, del decreto legislativo 28/11 e dell'Art. 9, comma 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 - ha stabilito con la deliberazione in oggetto che i distributori possono utilizzare, ai fini del soddisfacimento dei propri obblighi, oltre alle tipologie già previste, anche i titoli corrispondenti ai risparmi realizzati nel settore dei trasporti, ovvero i titoli di tipo IV e di tipo V e che, di conseguenza, il contributo tariffario unitario di cui all'articolo 3, comma 2, della deliberazione 13/2014/R/efr verrà erogato anche per i titoli di tipo V (prima esclusi), sulla base delle medesime modalità già previste per le altre tipologie di TEE.

■ **Documento per la consultazione 101/2014/E/com** | “Criteri e modalità di applicazione degli obblighi previsti dal Regolamento REMIT di pubblicazione delle informazioni privilegiate” | pubblicato il 13 marzo 2014 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/057-14.htm)

Nelle more della conclusione a livello europeo del processo di definizione delle regole per l'operatività dei sistemi di monitoraggio e controllo dei mercati, l'AEEG con il documento di consultazione in oggetto ha inteso favorire il confronto con

gli operatori di mercato in ordine all'assolvimento dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate di cui all'art. 4 del REMIT. In particolare atteso quanto già indicato dall'ACER nelle linee guida, l'AEEG ha formulato appositi quesiti relativamente ai seguenti aspetti:

- Natura delle informazioni privilegiate: ovvero se i criteri indicati dall'ACER per valutare l'impatto sui prezzi delle informazioni privilegiate nonché l'elenco delle fattispecie che possono essere ricondotte nell'alveo delle informazioni privilegiate possano considerarsi esaustive;

- Modalità di assolvimento dell'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate: ovvero se in relazione alle indicazioni fornite dall'ACER al riguardo (ivi incluso il profilo temporale), sussistano eventuali criticità o talune implicazione di carattere operativo connesse alle modalità di adempimento dell'obbligo da tenere in debito conto;

- Attuazione degli obblighi di pubblicità delle informazioni privilegiate: in considerazione della preferenza espressa dall'ACER relativamente all'istituzione di una piattaforma centralizzata per la pubblicazione delle informazioni privilegiate, l'AEEG ripercorre le implicazioni connesse a due possibili alternative:

- nel breve termine, assolvimento dell'obbligo da parte degli operatori di mercato mediante l'esclusiva pubblicazione delle informazioni privilegiate sul sito internet degli stessi;

- istituzione di una piattaforma centralizzata a livello nazionale. La percorribilità di una siffatta soluzione, osserva l'AEEG, va considerata anche alla luce della possibile successiva istituzione di una piattaforma centralizzata a livello europeo che potrebbe determinare il superamento di quella nazionale. Con riferimento alla possibilità d'istituire una piattaforma centralizzata per la pubblicazione delle informazioni privilegiate, l'AEEG sottopone alla valutazione degli stakeholder le seguenti opzioni:

- Piattaforma centralizzata unica per la pubblicazione delle informazioni privilegiate, valevole sia per il mercato elettrico che per il mercato del gas naturale, organizzata e gestita da un operatore istituzionale quale il GME: tale soluzione, a cui l'AEEG sembra associare maggiori profili di efficienza, presuppone, osserva l'AEEG, una riorganizzazione dei flussi informativi ad oggi vigenti al fine di far confluire tutte le informazioni in un'unica piattaforma, evitando duplicazioni degli obblighi informativi in capo agli operatori;

- Due distinte piattaforme centralizzate per la pubblicazione delle informazioni privilegiate, una per il mercato elettrico e l'altra per il mercato del gas, organizzate e gestite rispettivamente da Terna e da Snam Rete Gas: in tal caso, sottolinea l'AEEG, il beneficio principale dipenderebbe sia dal fatto che gran parte delle informazioni privilegiate di cui si richiede la pubblicazione sono già nella disponibilità dei TSO sia dalla possibilità di adottare una soluzione nazionale che, a tendere, possa convergere verso le piattaforme europee di ENTSO-E ed ENTSO-G.

## Novità normative di settore (continua)

In linea generale l'AEEG ritiene che l'istituzione di una piattaforma centralizzata per l'assolvimento dell'obbligo imposto dal REMIT consentirebbe di conseguire un risultato più efficiente per le seguenti motivazioni:

- una più ampia diffusione delle informazioni privilegiate nonché un accesso più semplice e rapido all'informazione;
- il superamento delle criticità sollevate dall'AGCM in termini di impatti concorrenziali, mediante la pubblicazione di informazioni aggregate tali da non favorire comportamenti collusivi da parte degli operatori di mercato;
- benefici economici in termini di economie di scala ed esternalità positive.

# Agenda GME

■ 10 giugno

**ACER Annual Conference 2014. 'REMITage: the age of REMIT'**

Ljubljana, Slovenia

Organizzatore: ACER

[www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)

## Gli appuntamenti

15 aprile

**Il recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica**

Roma, Italia

Organizzatore: Verona Fiere

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

15-16 aprile

**6th Annual Wind Energy Operations and Maintenance Summit USA**

Dallas, TX, Usa

Organizzatore: Wind Energy Update

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

16 aprile

**Il meccanismo dei certificati bianchi: un volano di competitività' per le imprese italiane. Presentazione del nuovo rapporto annuale a cura del Gse**

Roma, Italia

Organizzatore: GSE

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

24-25 aprile

**Benchmarking Market Integrity and Transparency in Energy Trading**

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Marcus Evans

[www.marcusevans-conferences-paneuropean.com](http://www.marcusevans-conferences-paneuropean.com)

23-25 aprile

**Energy Quest 2014**

Ekaterinburg, Russia

Organizzatore: Wessex Institute of Technology, UK & Ural Federal University, Russia

[www.wessex.ac.uk](http://www.wessex.ac.uk)

27-28 aprile

**ACORE National Renewable Energy Policy Forum**

Washington DC, Usa

Organizzatore: American Council on Renewable Energy

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

5 maggio

**Convegno annuale AIGET**

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET

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

7-8 maggio

**ICERE 2014 International Conference on Environment and Renewable Energy**

Parigi, Francia

Organizzatore: Climate Action

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

7-9 maggio

**Solarexpo**

Milano, Italia

Organizzatore: Fieramilano

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

12 maggio

**AEBIOM Bioenergy Conference 2014**

Brussels, Belgium

Organizzatore: AEBIO

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

13-14 maggio

**Decentralised Energy '14 Forum**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Climate Action

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

15 maggio

**3rd Gas Target Model Stakeholders Workshop**

Brussels, Belgium

Organizzatore: Acer

[www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)

22 maggio

**2030 Reasons to Integrate Renewable Heating and Cooling: Innovation, Technology Development and Market Uptake**

Brussels, Belgium

Organizzatore: RHC-Platform

[www.rhc-platform.org](http://www.rhc-platform.org)

## Gli appuntamenti

26-28 maggio

### **5th Annual Quantitative Analysis in Commodity and Energy Trading**

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

[www.marcusevans-conferences-paneuropean.com](http://www.marcusevans-conferences-paneuropean.com)

29 maggio

### **10th Pakistan Oil, Gas & Energy Industry Conference**

Lahore Expo Centre, Pakistan

Organizzatore: POGEE

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

10 giugno

### **CFO Summit**

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

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

19 giugno

### **Forum Efficienza Energetica**

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

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



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