

APPROFONDIMENTI

LA “MOSSA DEL CAVALLO” DI VLADIMIR PUTIN

di Alberto Clò - Rie

Il drammatico precipitare della «crisi ucraina» in aperta guerra civile, con le centinaia di morti che si contano nella regione orientale del paese, attenua ma non annulla l'importanza dell'*affaire metano* nello svolgersi di una crisi che sta sconvolgendo le normali relazioni diplomatiche tra le maggiori potenze, i loro rapporti di forza, gli equilibri politici internazionali. I fatti che l'attraversano meritano, comunque, una qualche riflessione per l'importanza della posta in gioco nel futuro – prossimo e remoto – del mercato del gas europeo e internazionale. Quanto al futuro prossimo, le conseguenze di una non escludibile interruzione delle forniture russe – via Ucraina – ricadrebbero su entrambi i «fronti», seppur in modo

forse asimmetrico tra breve e lungo termine.

Se nell'immediato a rimetterci sarebbe soprattutto l'Europa, anche se l'economia russa ne soffrirebbe non poco¹, nel lungo periodo le cose potrebbero andar peggio per la Russia. Questo, almeno, sino alla “mossa del cavallo” di Putin – per sottrarsi ad una contrapposizione paralizzante – col “passaggio ad Oriente” di cui diremo. Un'azione di forza di Mosca avrebbe esiti critici per i paesi europei che si approvvigionano di gas russo che transita per l'Ucraina per un totale nel 2013 di 86 miliardi mc distribuiti tra 15 paesi, capeggiati dall'Italia che ne assorbe circa un 30%², seguita da Turchia e Germania.



GME
Gestore
Mercati
Energetici

**PRESENTAZIONE
DELLA
RELAZIONE
ANNUALE**

Remit e sorveglianza del mercato

L'evento di presentazione della Relazione annuale rappresenta tradizionalmente un'occasione di incontro e confronto tra esponenti delle istituzioni, operatori, aziende di settore e consumatori.

La Tavola Rotonda sarà dedicata all'analisi delle problematiche legate all'attuazione del Regolamento REMIT nel quadro dei mercati organizzati, nella più vasta prospettiva delle funzioni generali di sorveglianza del mercato loro affidate.

martedì 8 luglio alle ore 09.30
presso il Salone Fellini, Via Alibert 5A – Roma.

► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ MAGGIO 2014**

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

■ **APPROFONDIMENTI**

La "mossa del cavallo" di Vladimir Putin
di Alberto Clò - Rie
pagina 24

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 27

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del GiornoPrima, seppur in lieve recupero dal minimo storico di aprile, permangono sui livelli più bassi di sempre. La flessione delle vendite degli impianti di produzione è stata contenuta dal calo delle importazioni dall'estero. Gli impianti a fonti rinnovabili, che si confermano sui livelli dello scorso anno, raggiungono una quota record di vendite pari al 52,4%, con il contributo determinante degli impianti fotovoltaici (+16%). La liquidità del mercato si conferma sui livelli di aprile attestandosi a 70,1%. Il prezzo di

acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) interrompe la serie di ribassi congiunturali in atto da inizio anno e si porta a 46,66 €/MWh, ma continua a stagnare sui livelli più bassi degli ultimi 10 anni. I prezzi di vendita zonali mostrano una convergenza attorno ai 42-46 €/MWh, ad eccezione della Sicilia che, invece, riporta il differenziale di prezzo sopra i 30 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, i prezzi dei prodotti in negoziazione evidenziano un generale ribasso, con l'Annuale 2015 baseload scambiato a 52,40 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 90 cent. di €/MWh su aprile (+2,0%), ma con un calo di 8,24 €/MWh su maggio 2013 (-15,0%), si porta a 46,66 €/MWh. Nelle ore di picco il PUN aggiorna, per il quarto mese consecutivo, il minimo storico a quota 49,03 €/MWh, con un flessione su base

annua di 14,93 €/MWh (-23,3%). In calo tendenziale anche il prezzo nelle ore fuori picco, pari a 45,44 €/MWh (-4,47 €/MWh; -8,9%). Il rapporto picco/baseload ripiega pertanto a 1,05, livello superiore solo all'1,02 registrato nel mese di agosto degli anni 2012 e 2013 (Grafico 1 e Tabella 1).

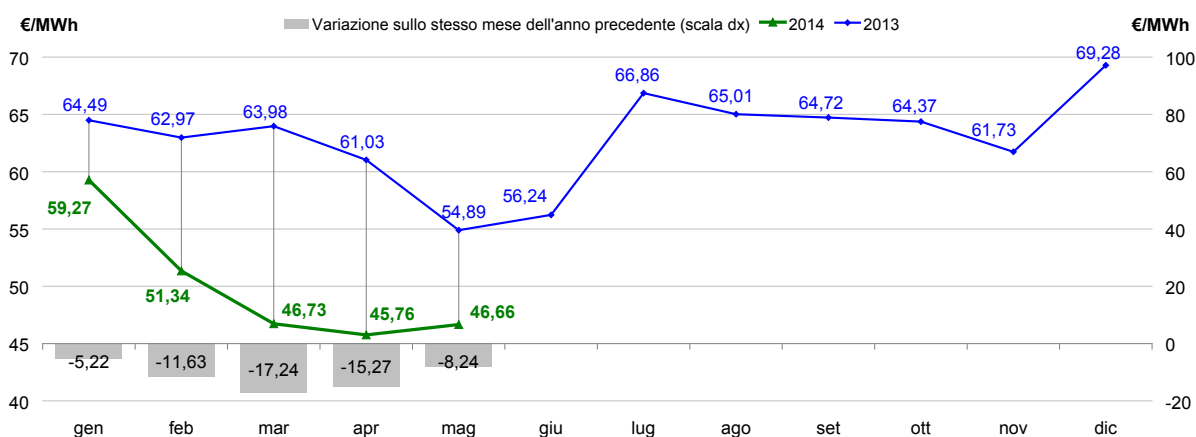
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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.		
Baseload	46,66	54,89	-8,24	-15,0%	21.505	-13,7%	30.684	-2,0%	70,1%	79,6%
<i>Picco</i>	49,03	63,96	-14,93	-23,3%	26.100	-13,0%	36.878	-2,0%	70,8%	79,7%
<i>Fuori picco</i>	45,44	49,91	-4,47	-8,9%	19.151	-13,5%	27.511	-1,1%	69,6%	79,6%
<i>Minimo orario</i>	6,09	0,10			12.042		20.029		56,4%	72,9%
<i>Massimo orario</i>	92,02	132,48			31.190		39.869		83,2%	87,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



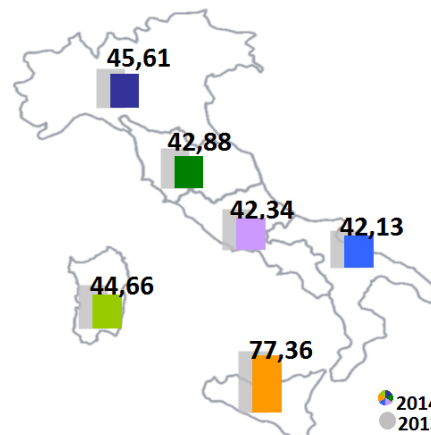
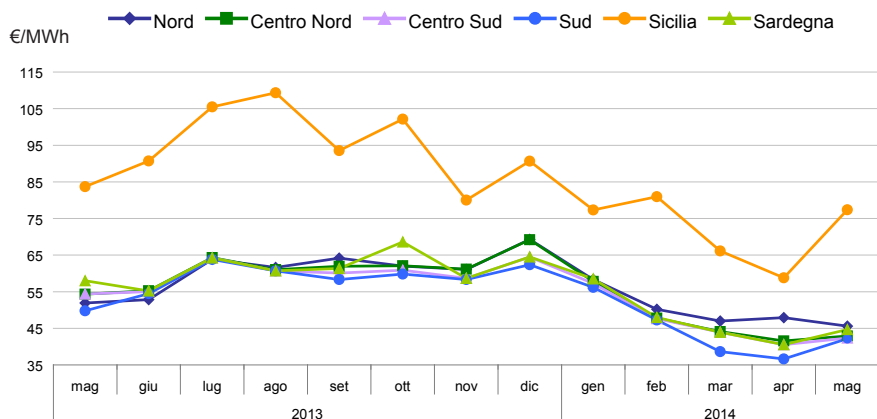
(continua)

I prezzi medi di vendita, in generale rialzo rispetto ai minimi storici di aprile (con l'eccezione del Nord) ma ancora in decisa flessione tendenziale, evidenziano una convergenza nei livelli oscillando tra i 42,13 €/MWh del Sud ed i 45,61 €/MWh del Nord. La Sicilia invece riporta lo spread con le altre zone oltre i 30 €/

MWh (il più alto degli ultimi sette mesi), attestandosi a 77,36 €/MWh. In tre zone geografiche (Centro Sud, Sud e Sardegna) il prezzo medio di vendita nelle ore fuori picco ha superato quello delle ore di picco (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, in calo del 2,0% rispetto ad un anno fa, si attestano a quota 22,8 milioni di MWh, confermandosi su livelli molto bassi. In calo l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 16,0 milioni di MWh (-13,7%), mentre gli scambi over the counter registrati

sulla PCE e nominati su MGP, con un aumento del 44,0% rispetto al minimo storico di un anno fa, sono saliti a 6,8 milioni di MWh (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, ripiega di 1,0 punti percentuali rispetto ad aprile e di 9,5 rispetto a maggio 2013, attestandosi a 70,1% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.999.361	-13,7%	70,1%
Operatori	8.527.892	-21,2%	37,4%
GSE	5.058.657	-2,2%	22,2%
Zone estere	2.412.811	-5,7%	10,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.829.489	+44,0%	29,9%
Zone estere	632.891	-15,6%	2,8%
Zone nazionali	6.196.598	+55,2%	27,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.828.850	-2,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.461.037	-1,8%	
OFFERTA TOTALE	42.289.887	-1,9%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

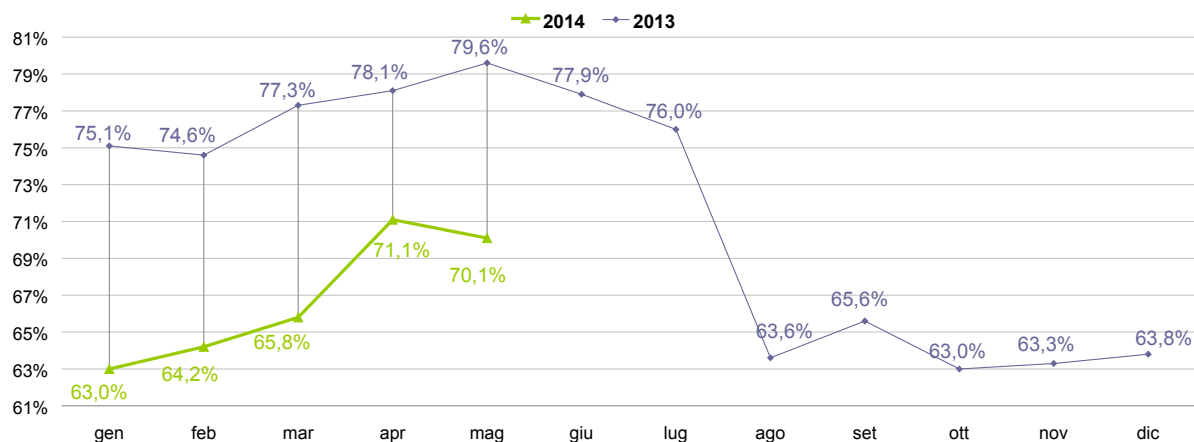
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.999.361	-13,7%	70,1%
Acquirente Unico	1.528.135	-12,5%	6,7%
Altri operatori	7.672.768	-5,6%	33,6%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	94.561	-51,6%	0,4%
Saldo programmi PCE	6.703.897	-20,8%	29,4%
PCE (incluso MTE)	6.829.489	+44,0%	29,9%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	3.219.000	-9,5%	14,1%
Zone nazionali altri operatori	10.314.386	+7,0%	45,2%
Saldo programmi PCE	-6.703.897	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.828.850	-2,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.900.350	-17,0%	
DOMANDA TOTALE	25.729.200	-3,9%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, ininterrottamente in calo da oltre un anno e mezzo, a maggio, sono scesi a 22,7 milioni di MWh (-1,6%), più alti solo, in media oraria, del minimo storico registrato il mese precedente. A livello zonale, in controtendenza il Nord (+2,4%) ed il Sud (+2,7%), in calo tutte le altre zone, in particolare quelle continentali (oltre il 10%). Più che dimezzati gli acquisti sulle zone estere, pari a 95 mila MWh (-51,6%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione nazionale, con una riduzione dell'1,0% su base annua, scendono a 19,8 milioni di MWh. A livello zonale, in calo le vendite al Nord (-4,9%) e nelle isole (-7,6% la Sicilia, -4,9% la Sardegna); in aumento nelle restanti zone, in evidenza il Sud con +11,1%. Anche le importazioni, pari a 3,0 milioni di MWh, segnano una consistente contrazione su base annua (-7,9%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.565.195	26.297	-1,2%	9.790.406	13.159	-4,9%	12.984.493	17.452	+2,4%
Centro Nord	3.487.497	4.687	+17,3%	1.631.081	2.192	+2,0%	2.067.195	2.778	-11,4%
Centro Sud	5.785.754	7.777	-9,8%	2.248.161	3.022	+1,0%	3.165.449	4.255	-10,3%
Sud	6.503.194	8.741	+1,9%	3.993.678	5.368	+11,1%	2.073.736	2.787	+2,7%
Sicilia	2.512.876	3.378	-4,5%	1.306.408	1.756	-7,6%	1.420.174	1.909	-6,1%
Sardegna	1.327.666	1.784	-8,1%	813.415	1.093	-4,9%	1.023.243	1.375	-0,2%
Totale nazionale	39.182.182	52.664	-1,2%	19.783.148	26.590	-1,0%	22.734.290	30.557	-1,6%
Estero	3.107.705	4.177	-9,8%	3.045.702	4.094	-7,9%	94.561	127	-51,6%
Sistema Italia	42.289.887	56.841	-1,9%	22.828.850	30.684	-2,0%	22.828.850	30.684	-2,0%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile registrano un modesto aumento su base annua (+0,1%) che consente, tuttavia, di aggiornare il massimo storico registrato proprio a maggio del 2013. In netto aumento tendenziale, ed al massimo storico, le vendite da impianti fotovoltaici (+16,0%) che compensano il calo degli impianti a fonte eolica ed idraulica. Ancora in flessione le vendite da

impianti a fonte tradizionale, al minimo storico, ed in particolare quelle da impianti a gas (-6,0%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle fonti rinnovabili raggiunge il massimo storico a quota 52,4% (51,9% a maggio 2013), più del doppio di quella degli impianti a gas scesa al 24,7% (26,0% un anno fa) (Grafico 4).

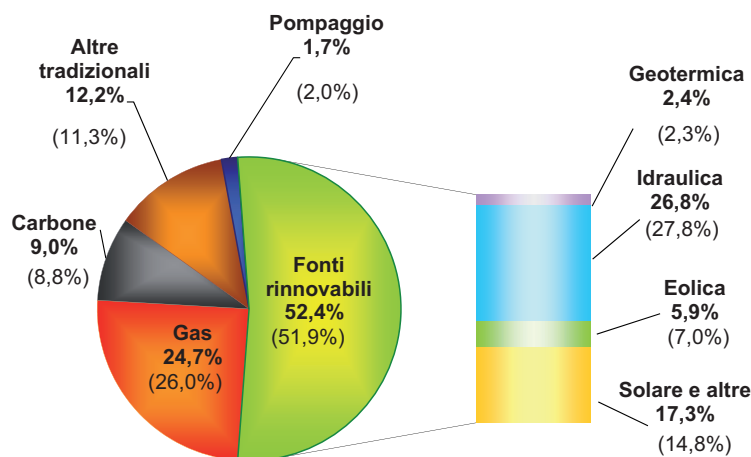
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

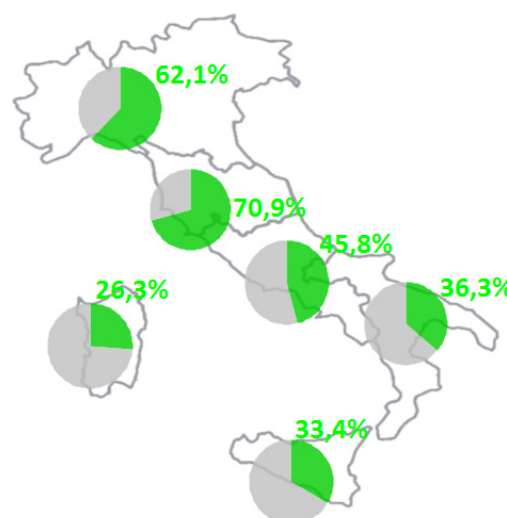
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	4.598	-13,3%	637	-3,9%	1.573	+7,3%	3.417	+25,1%	1.170	-12,3%	805	-10,9%	12.200	-1,6%
Gas	2.897	-8,3%	552	-5,3%	189	-23,1%	1.274	-3,0%	1.091	-4,1%	565	+3,2%	6.568	-6,0%
Carbone	992	-6,0%	-	-100,0%	1.166	+18,5%	-	-	-	-	234	-27,6%	2.392	+0,8%
Altre	710	-34,9%	85	+23,7%	217	-8,0%	2.143	+51,1%	79	-59,6%	6	-81,4%	3.241	+6,5%
Fonti rinnovabili	8.168	+1,1%	1.555	+4,7%	1.385	-4,7%	1.951	-7,1%	586	+3,5%	288	+18,2%	13.933	+0,1%
Idraulica	5.657	-7,6%	425	+3,8%	610	+11,2%	316	+0,3%	66	+172,9%	45	+18,5%	7.118	-4,5%
Geotermica	-	-	639	+2,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	639	+2,7%
Eolica	3	-67,5%	12	-36,0%	270	-34,3%	885	-12,6%	282	-8,3%	125	+1,1%	1.576	-16,2%
Solare e altre	2.508	+28,9%	480	+9,9%	506	+2,3%	750	-2,8%	238	+1,6%	118	+44,1%	4.599	+16,0%
Pompaggio	393	-13,2%	-	-	64	-10,4%	-	-	-	-100,0%	0	-98,0%	457	-13,3%
Totale	13.159	-4,9%	2.192	+2,0%	3.022	+1,0%	5.368	+11,1%	1.756	-7,6%	1.093	-4,9%	26.590	-1,0%

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 maggio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 314 MWh (329 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato per il 92,3% delle ore in import (il 94,0% un anno fa) e per 7,1% in export (era 3,5% a maggio 2013). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 10,66 €/MWh, si conferma in sensibile calo su base annua (-50,9%); più che dimezzata anche la rendita generata,

pari a 2,41 milioni di € (-50,7%) (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC), diminuita del 6,5% rispetto a maggio 2013, è stata allocata per l'89,4% tramite il meccanismo del market coupling (90,6% nel 2013), mentre il 10,6% non è stato utilizzato. Anche questo mese non ci sono state allocazioni attraverso asta esplicita (erano il 3,0% 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
45,61	34,95	10,66	2,41	332	316	92,3%	81,4%	630	284	7,1%	0,4%
(51,92)	(30,19)	(21,73)	(4,88)	(336)	(337)	(94,0%)	(92,0%)	(130)	(125)	(3,5%)	(2,4%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

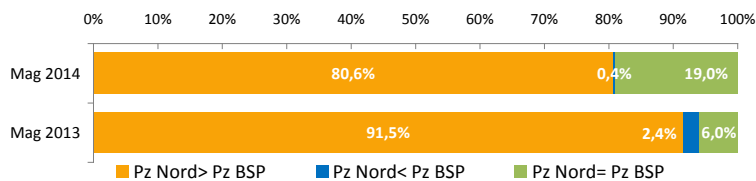
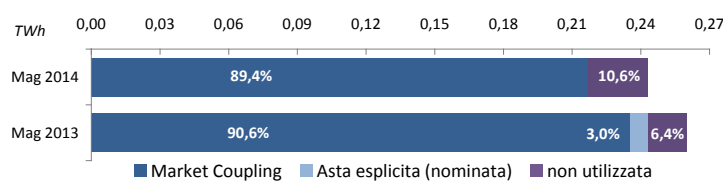


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto registrano un aumento congiunturale (compreso tra il 2 ed il 6%) dai minimi storici di aprile ma confermano un consistente calo in doppia cifra su base annua attestandosi tra 45,82 €/MWh di MI2 e 53,37 €/MWh di MI4. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più alti per MI1 (+5,8%) e più bassi per le altre sessioni (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 1,0 milioni di MWh (-5,3%), in ripresa tuttavia dal minimo storico del mese precedente. In calo su base annua anche i volumi scambiati su MI4 scesi a 174 mila MWh (-20,1%), mentre salgono quelli su MI2 ed MI3, pari rispettivamente a 519 mila MWh (+12,9%) e 185 mila MWh (+17,5%) (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
MGP (1-24 h)	46,66	54,89	-15,0%	30.684	31.301	-2,0%
MI1 (1-24 h)	48,54 (+5,8%)	54,93 (+0,1%)	-11,6%	1.329	1.404	-5,3%
MI2 (1-24 h)	45,82 (-1,8%)	53,91 (-1,8%)	-15,0%	698	618	+12,9%
MI3 (13-24 h)	47,67 (-1,7%)	59,10 (-2,7%)	-19,3%	496	423	+17,5%
MI4 (17-24 h)	53,37 (-3,6%)	67,85 (-3,8%)	-21,3%	703	879	-20,1%

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

Prezzi €/MWh

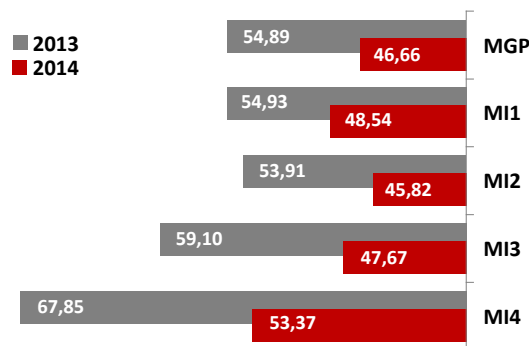
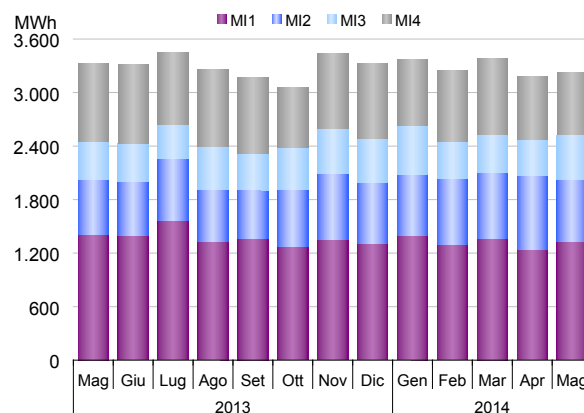
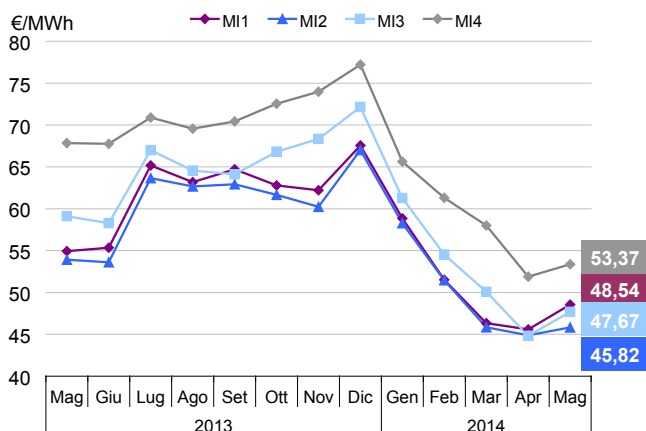


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



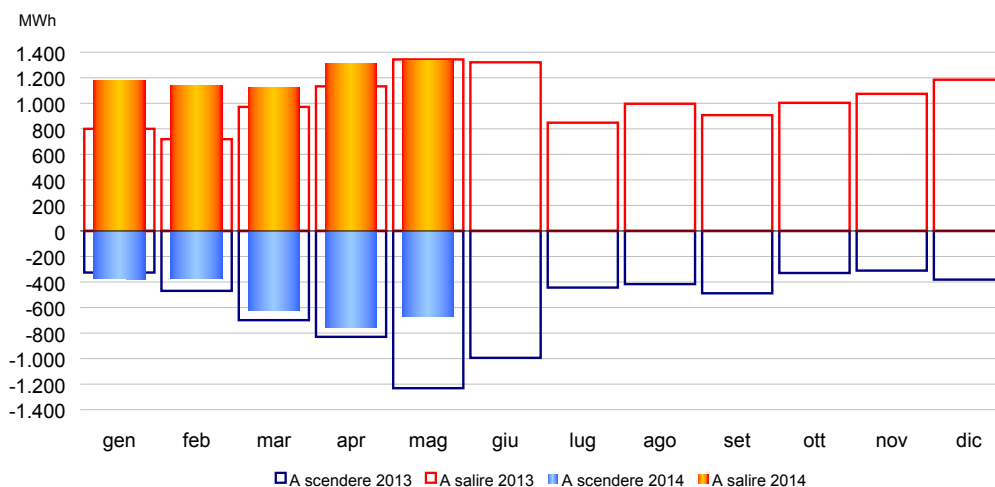
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A maggio, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, dopo una lunga serie di rialzi tendenziali, si allineano a quelli del 2013 a quota 996 mila MWh (-0,4%), ai massimi degli ultimi dodici mesi in media

oraria. Deciso calo tendenziale, il quarto consecutivo, per le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 498 mila MWh (-45,7%) (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) sono state registrate 34 negoziazioni in cui sono stati scambiati 180 contratti baseload, pari a 1,4 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 38,5 milioni di MWh, in calo del 4,8% rispetto al mese precedente.

I prezzi dei prodotti in negoziazione nel mese hanno registrato

un generale calo rispetto al mese precedente, più consistente per i prodotti peakload (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Giugno 2014* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 47,25 €/MWh sul *baseload* e 55,49 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.101 e 1.346 MW, per complessivi 3,3 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Giugno 2014</i>	47,25	+0,0%	3	15	-	15	4.101	2.952.720
<i>Luglio 2014</i>	52,70	-2,7%	1	5	-	5	5	3.720
<i>Agosto 2014</i>	53,25	-1,7%	-	-	-	-	-	-
<i>Settembre 2014</i>	53,75	-	-	-	-	-	-	-
<i>III Trimestre 2014</i>	53,23	-1,7%	-	-	-	-	3.995	8.820.960
<i>IV Trimestre 2014</i>	56,70	+0,0%	-	-	-	-	3.995	8.824.955
<i>I Trimestre 2015</i>	56,99	+0,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2015</i>	47,75	-0,2%	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2015</i>	52,40	-0,8%	30	160	-	160	2.136	18.711.360
Totale			34	180	-	180		36.360.995

	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Giugno 2014</i>	55,49	+0,0%	-	-	-	-	1.346	339.192
<i>Luglio 2014</i>	57,69	-4,8%	-	-	-	-	-	-
<i>Agosto 2014</i>	54,64	-3,8%	-	-	-	-	-	-
<i>Settembre 2014</i>	58,05	-	-	-	-	-	-	-
<i>III Trimestre 2014</i>	56,84	-3,8%	-	-	-	-	1.351	1.069.992
<i>IV Trimestre 2014</i>	66,80	-2,1%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
<i>I Trimestre 2015</i>	69,68	-2,1%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2015</i>	52,43	-5,6%	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2015</i>	58,51	-1,7%	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-		2.136.024

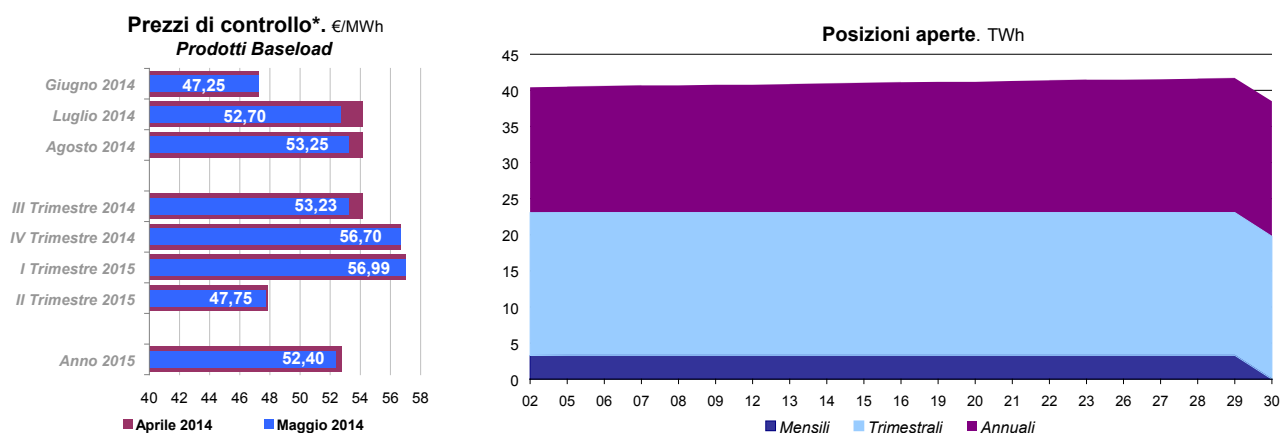
TOTALE			34	180	-	180		38.497.019
---------------	--	--	-----------	------------	---	------------	--	-------------------

* 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 maggio 2014, sono state pari a 31,7 milioni di MWh, in crescita tendenziale del 2,2%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,3 milioni di MWh, sono aumentate del 3,7%, sostenute principalmente dai contratti non standard (+6,9%). Anche questo mese, in controtendenza i contratti Baseload (-7,4%). In calo tendenziale invece, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,4 milioni di MWh (-8,9%), seppur ai massimi da inizio anno (Tabella 9). La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, con un aumento su base annua del 4,7%, è salita a 17,0 milioni di MWh.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in lieve flessione sia sul mese precedente (-0,01) che su base annua (-0,04), si attesta a 1,87 (Grafico 11). Nei conti in immissione, i programmi registrati continuano a mostrare un'apprezzabile crescita tendenziale (+44,0%), la sesta consecutiva, attestandosi a 6,8 milioni di MWh; lo sbilanciamento a programma sugli stessi conti si è invece ridotto dell'11,5%, portandosi a 10,1 milioni di MWh, massimo tuttavia degli ultimi dieci mesi. Nei conti in prelievo, in aumento sia i programmi registrati, pari a 13,5 milioni di MWh (+2,5%), che il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,4 milioni di MWh (+14,3%).

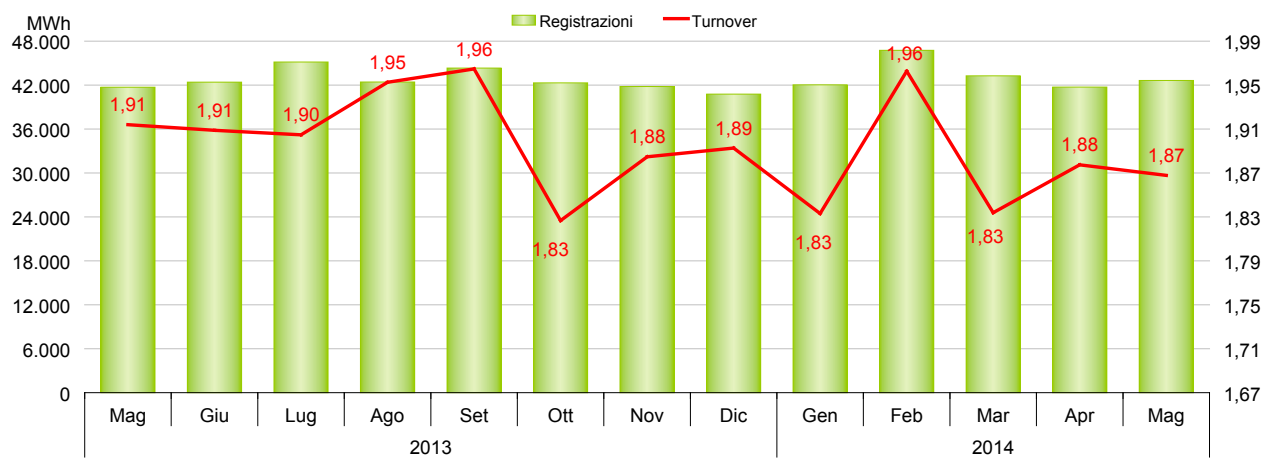
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.984.560	- 7,4%	25,2%	Richiesti	9.486.592	-7,8%	100,0%	13.533.477	+2,5%	100,0%
Off Peak	787.164	+30,6%	2,5%	di cui con indicazione di prezzo	4.251.640	-27,2%	44,8%	-	-	-
Peak	932.186	+40,6%	2,9%	Rifiutati	2.657.103	-52,1%	28,0%	91	-	0,0%
Week-end	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	2.650.846	-51,9%	27,9%	-	-	-
Totale Standard	9.703.910	- 1,9%	30,6%	Registrati	6.829.489	+44,0%	72,0%	13.533.386	+2,5%	100,0%
Totale Non standard	18.612.835	+6,9%	58,7%	di cui con indicazione di prezzo	1.600.794	+399,7%	16,9%	-	-	-
PCE bilaterali	28.316.744	+3,7%	89,3%	Sbilanciamenti a programma	10.149.653	-11,5%		3.445.756	14,3%	
MTE	3.398.304	- 8,9%	10,7%	Saldo programmi	-	-		6.703.897	-20,8%	
TOTALE PCE	31.715.048	+2,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	16.979.142	+4,7%	53,5%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio, i consumi complessivi di gas naturale registrano ancora una flessione su base annua (-1,1%), ma decisamente più contenuta rispetto a quella in doppia cifra osservata nei mesi precedenti, con il settore civile che dopo cinque mesi torna a crescere. Sul lato offerta, cala la produzione nazionale (-4,3%), ma aumentano le importazioni di gas naturale (+7,4%). Il sensibile aumento delle iniezioni di gas naturale nei sistemi di stoccaggio (+21,4%) ha considerevolmente incrementato le

giacenze a fine mese, quasi raddoppiate rispetto ad un anno fa. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 2,7 milioni di MWh (pari al 6,9% della domanda complessiva di gas naturale), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS). Il prezzo medio del comparto G+1, decisamente il più liquido, aggiorna per il quarto mese consecutivo il minimo storico a 21,59 €/MWh, in linea con le quotazioni del PSV.

IL CONTESTO

A maggio, i consumi di gas naturale in Italia, con una flessione dell'1,1% rispetto allo stesso mese del 2013, si portano a 3.653 milioni di mc. I consumi del settore civile, che nei mesi precedenti avevano scontato l'effetto delle miti temperature dell'ultimo inverno, per la prima volta da dicembre mettono a segno una crescita del 5,3% portandosi a 1.354 milioni di mc. In deciso rallentamento, invece, la flessione del settore termoelettrico i cui consumi, confermandosi su livelli molto bassi, si sono attestati a 1.109 milioni di mc (-5,8%). In calo, come ad aprile, i prelievi del settore industriale, scesi a 1.095 milioni di mc (-2,2%) e tornano a ridursi anche le esportazioni, pari a 96 milioni di mc (-15,1%). Dal lato offerta, ancora in flessione la produzione nazionale, pari

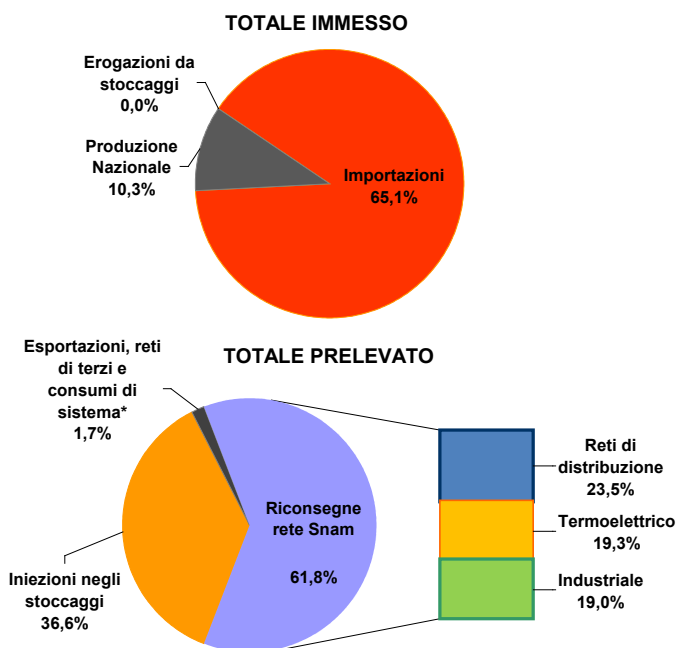
a 595 milioni di mc (-4,3%), mentre continua la crescita delle importazioni di gas naturale, pari a 5.164 milioni di mc (+7,4%). Tra i punti di entrata l'aumento ha interessato le importazioni di gas naturale da Mazara (+37,8%), del nord Europa da Passo Gries (+19,2%) e dal rigassificatore di Cavarzere (+23,0%). In calo invece le importazioni del gas libico da Gela (-4,4%) e di quello russo da Tarvisio, pari a 2.537 milioni di mc (-2,8%). Permane ancora a regime ridotto, infine, il rigassificatore di Panigaglia. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 2.106 milioni di mc di gas naturale, in aumento del 21,4% rispetto ad un anno fa; come a maggio 2013 non sono state, invece, registrate erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.164	54,7	+7,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	840	8,9	+37,8%
Tarvisio	2.537	26,9	-2,8%
Passo Gries	804	8,5	+19,2%
Gela	474	5,0	-4,4%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+7,2%
Cavarzere (GNL)	507	5,4	+23,0%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	595	6,3	-4,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.759	61,0	+6,1%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	3.558	37,7	-0,7%
Termoelettrico	1.095	11,6	-2,2%
Reti di distribuzione	1.109	11,7	-5,8%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	96	1,0	-15,1%
TOTALE CONSUMATO	3.653	38,7	-1,1%
Iniezioni negli stoccaggi	2.106	22	+21,4%
TOTALE PRELEVATO	5.759	61,0	+6,1%

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



(continua)

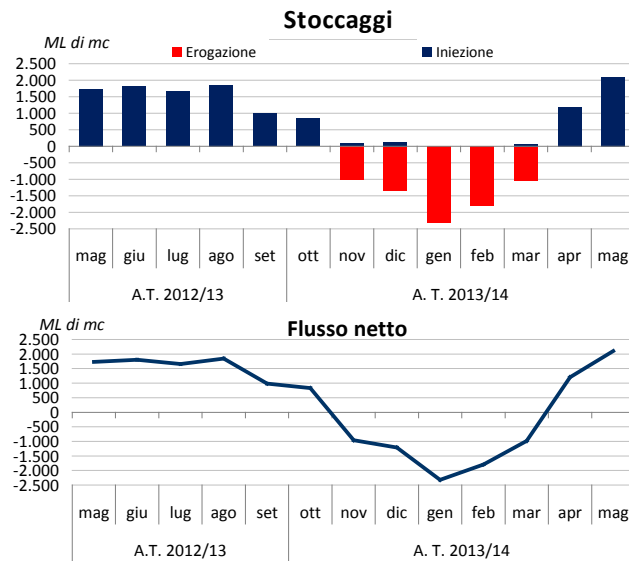
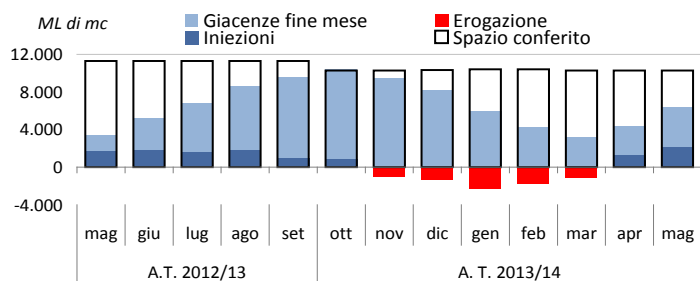
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 6.362 milioni di mc, in aumento dell'84,1% rispetto allo stesso giorno del 2013, e livello tra i più alti per il mese di maggio. Più che raddoppiato il rapporto

giacenza/spazio conferito salito a 61,9% (30,6% nel 2013). La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in calo di 7,24 €/MWh (-25,5%) su base annua, è scesa a 21,11 €/MWh, ai minimi da giugno 2010.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/05/2014)	6.362	+84,1%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.106	+21,4%
Flusso netto	2.106	+21,4%
Spazio conferito	10.273	-9,0%
Giacenza/Spazio conferito	61,9%	+31,3 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A maggio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,7 milioni di MWh, pari al 6,9% della domanda complessiva di gas naturale (4,9% ad aprile 2013), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

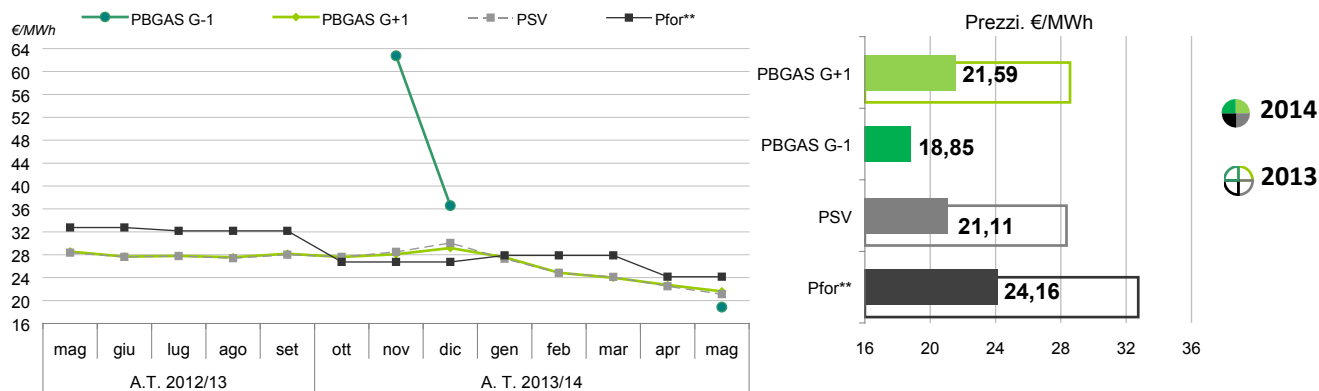
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Import e 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	18,85	-	18,72	111.005	-
Comparto G+1	21,59 (28,56)	19,98	23,04	2.540.676 (1.906.159)	-
P-GAS					
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_{for} un indice

** Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2014-05	-	-	27,574	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-06	-	-	29,978	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-06	-	-	29,898	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-07	-	-	25,204	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-08	-	-	24,198	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-09	-	-	33,726	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	27,644	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,194	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,989	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	29,476	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,983	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	28,229	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 2,5 milioni di MWh in aumento del 33,3% rispetto ai livelli molti bassi di un anno fa. Non si arresta, invece, la flessione congiunturale del prezzo medio, che aggiorna per il quarto mese consecutivo il minimo storico, pari a 21,59 €/MWh (-24,4% su maggio 2013), in linea con le quotazioni registrate al PSV (+0,48 €/MWh).

Nei 23 giorni, sui 31 di maggio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,9 milioni MWh, di cui il

71,4%, pari a 1,3 milioni di MWh, venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 21,42 €/MWh in calo del 24,7% su base annua e valore più basso mai registrato. Nei restanti 8 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 0,7 milioni di MWh, di cui il 50,9% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 22,07 €/MWh (-23,4%), anch'esso al minimo storico.

Complessivamente il 66,0% dei volumi scambiati (1,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 34,0% (0,9 milioni MWh) da scambi tra operatori.

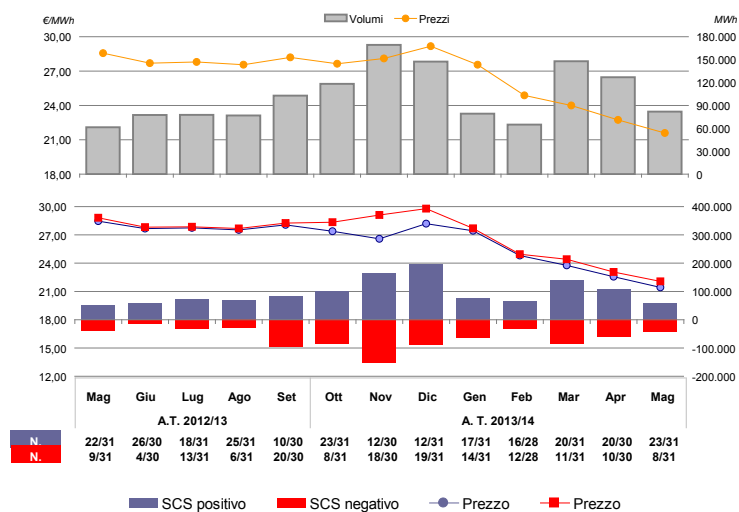
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)		
	positivo n.giorni 23/31	negativo n.giorni 8/31	
Prezzo. €/MWh	21,59 (-24,4%)	21,42	22,07
Acquisti. MWh	2.540.676 (+33,3%)	1.867.467	673.209
RdB	342.670 (+0,1%)		342.670
Operatori	2.198.006 (+40,6%)	1.867.467	330.539
Vendite. MWh	2.540.676 (+33,3%)	1.867.467	673.209
RdB	1.333.121 (+19,6%)	1.333.121	
Operatori	1.207.555 (+52,6%)	534.346	673.209

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

Partecipazione al mercato			
Totale	lato acquisto	lato vendita	
Operatori attivi. N°	47	44	25



Per la prima volta nel 2014, in due sessioni del mese di maggio, si è scambiato gas naturale nel Comparto G-1 della PB-Gas per complessivi 111 mila MWh ad un prezzo medio di 18,85 €/MWh. L'offerta in vendita del Responsabile del Bilanciamento in

entrambe le sessioni è stata soddisfatta da acquisti di operatori delle zone Stogit, 70 mila MWh, e Import al punto di Passo Gries, 41 mila MWh.

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di maggio la quotazione a pronti del petrolio torna al di sopra dei 110 \$/bbl, come non accadeva dallo scorso dicembre, mentre si mantengono sostanzialmente stabili quelle dei beni derivati. Dinamiche ancora ribassiste si osservano, invece, presso i riferimenti occidentali del carbone e nei principali hub europei del gas, questi ultimi

giunti tutti ai livelli minimi degli ultimi quattro anni. In linea con l'andamento dei combustibili di riferimento, le principali borse elettriche europee consolidano il trend decrescente mostrato dall'inizio del 2014, evidenziando significative flessioni tendenziali.

A maggio il prezzo spot del Brent raggiunge quota 110,30 \$/bbl (+2% su aprile), definendo per il secondo mese consecutivo un non trascurabile incremento tendenziale (+7%). Tornano congiuntamente a seguire lo stesso andamento del bene di riferimento i prezzi a pronti dei prodotti derivati (olio combustibile: 630,91 \$/MT; gasolio: 907,55 \$/MT), entrambi stabili rispetto al mese precedente, ma in moderato rialzo su base annua (+5%). Per quanto abbastanza lontane dai livelli dello spot, le quotazioni future di Brent e olio combustibile relative ai prodotti di prossima scadenza sembrano assorbire la tendenza al rialzo, dinamica non osservata invece nei prezzi a termine del gasolio che, in questo mese, vengono ritoccati leggermente al ribasso, restando tuttavia più elevati del riferimento a pronti.

Rientra dall'aumento registrato nel mese precedente il

prezzo europeo del carbone (74,82 \$/MT, -2%) che in ulteriore consistente calo anche su base annua (-9%), risulta ancora in linea con la quotazione sudafricana e al di sotto del riferimento orientale. Lievemente più elevate dei valori spot le previsioni per i prodotti a termine, con il prezzo di fornitura annuale che, ancora in aumento (83 \$/MT circa, +2%), fa segnare rispetto al prezzo a pronti mensile uno dei maggiori differenziali degli ultimi dieci mesi (+8 \$/MT circa).

A fronte di un leggero ribasso maturato rispetto ad aprile (-1%), si consolida la crescita tendenziale del cambio dollaro/euro (1,37 \$/€, +6%), che favorisce un sostanziale annullamento dei rialzi annui osservati sul greggio e sui prodotti petroliferi, amplificando invece la diminuzione registrata dal carbone.

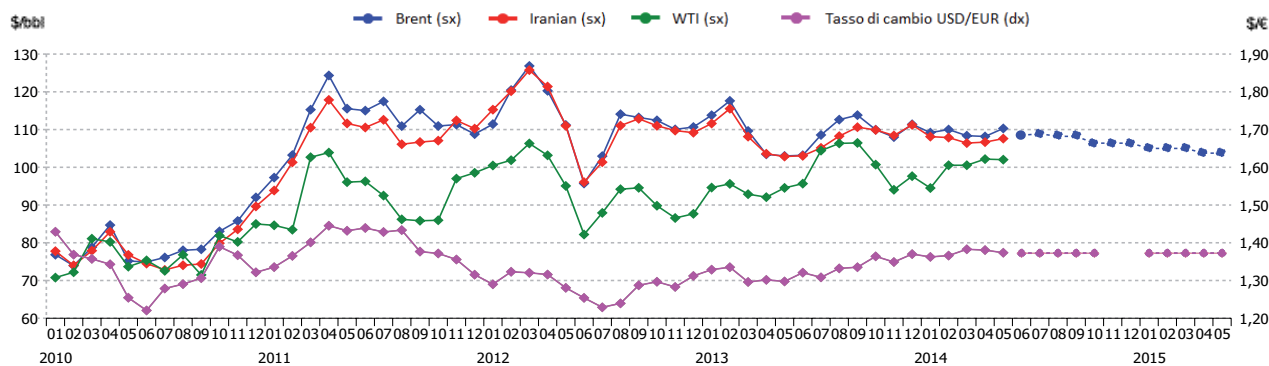
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mag 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 14	Var M-1 (%)	Lug 14	Var M-1 (%)	Ago 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	110,30	+ 2 %	+ 7 %	108,74	108,50	+ 0 %	108,90	+ 1 %	108,22	-	103,19	+ 1 %
Brent FOB	€/bbl	80,30	+ 2 %	+ 1 %	-	79,06	-	79,35	-	78,85	-	75,19	-
OLIO COMB.	\$/MT	630,91	+ 0 %	+ 5 %	609,13	621,39	+ 3 %	615,15	+ 2 %	610,70	-	578,68	- 0 %
0.1 FOB Barge	€/MT	459,29	+ 1 %	- 1 %	-	452,77	-	448,23	-	444,98	-	421,65	-
GASOLIO	\$/MT	907,55	+ 0 %	+ 5 %	931,50	916,74	- 1 %	916,08	- 0 %	915,99	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	660,68	+ 1 %	- 1 %	-	667,98	-	667,50	-	667,43	-	-	-
CARBONE	\$/MT	74,82	- 2 %	- 9 %	76,25	75,64	+ 0 %	76,38	+ 1 %	76,83	-	82,86	+ 2 %
ARA Stm 6000K	€/MT	54,46	- 2 %	- 14 %	-	55,11	-	55,66	-	55,98	-	60,37	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,37	- 1 %	+ 6 %	-	1,37	- 1 %	1,37	- 1 %	1,37	-	1,37	- 1 %

Fonte: Thomson-Reuters

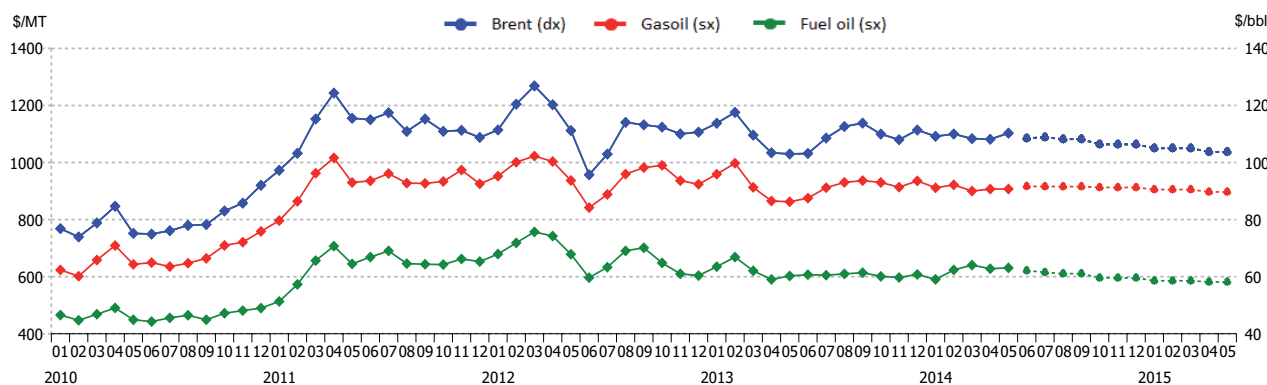
(continua)

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



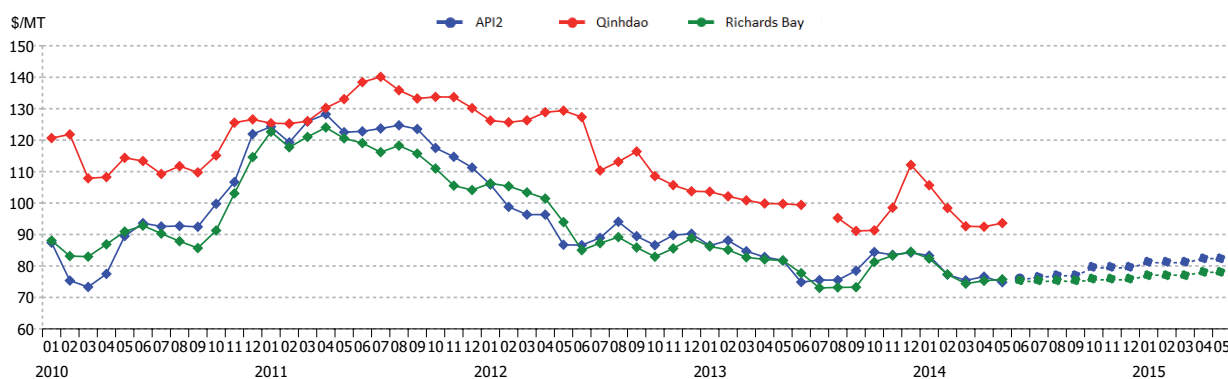
Fonte: Thomson-Reuters

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

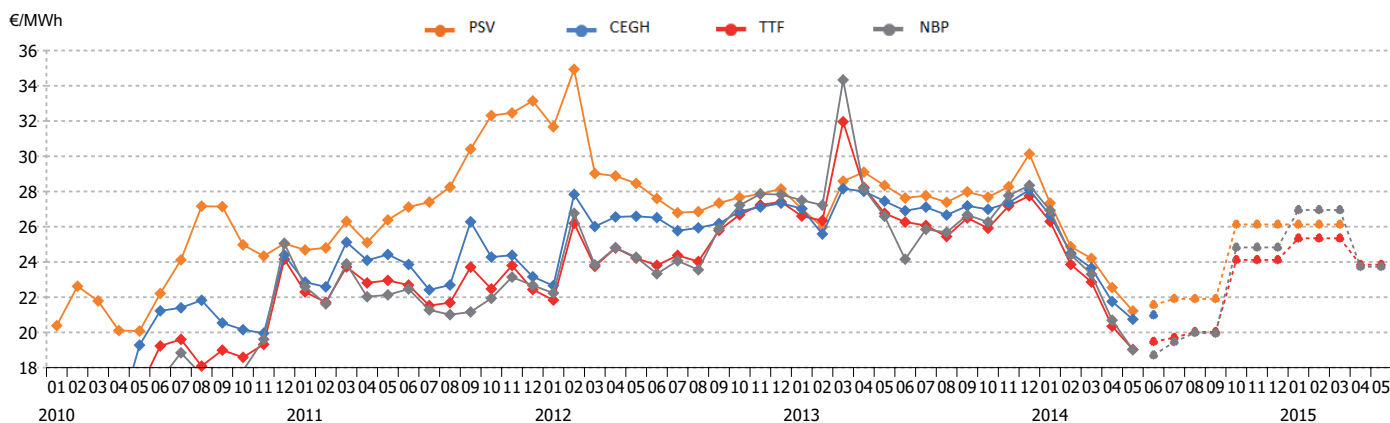
(continua)

Di segno fortemente negativo, coerentemente con la stagionalità, l'andamento delle quotazioni sui principali hub europei del gas, dove si registrano elevate flessioni sia su base mensile (-5/-8%), che tendenziale (-24/-29%), con prezzi ai livelli minimi degli ultimi quattro anni (19/21 €/MWh). Stesse dinamiche interessano il riferimento italiano (21,22 €/MWh, -6%, -25%), sempre più vicino alla quotazione austriaca e

superiore di circa 2 €/MWh alle quotazioni olandese e inglese. Ancora rivalutate decisamente al ribasso, le quotazioni dei prodotti a termine non si allontanano molto dai livelli dello spot con l'unica eccezione rappresentata dal prodotto Gas Year che, stabile rispetto ad aprile, si attesta su valori prossimi a 25 €/MWh.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mag 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 14	Var M-1 (%)	Lug 14	Var M-1 (%)	Ago 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	21,22	- 6 %	- 25 %	22,15	21,56	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	19,04	- 6 %	- 29 %	19,65	19,47	- 7 %	19,70	-	-	-	24,22	- 0 %
CEGH	AT	20,74	- 5 %	- 24 %	21,20	20,98	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	19,02	- 8 %	- 28 %	19,72	18,70	- 10 %	19,46	- 7 %	19,98	-	24,75	- 1 %



Fonte: Thomson-Reuters

Nelle principali borse elettriche europee, si conferma la diminuzione tendenziale rilevata dall'inizio del 2014, ancora rilevante sul mercato italiano (-15%) e quello scandinavo (-29%) e di minore intensità in Francia e Germania (-3/-4%). Si restringe ulteriormente il differenziale tra Francia (30,11 €/MWh) e Germania (30,63 €/MWh) – che peraltro, sebbene di piccola entità, torna negativo dopo otto mesi – per effetto del più rapido decremento congiunturale del prezzo francese (-11% vs -3% tedesco). In lieve ripresa rispetto ad aprile, il PUN si attesta a 46,66 €/MWh (+2%), valore comunque decisamente

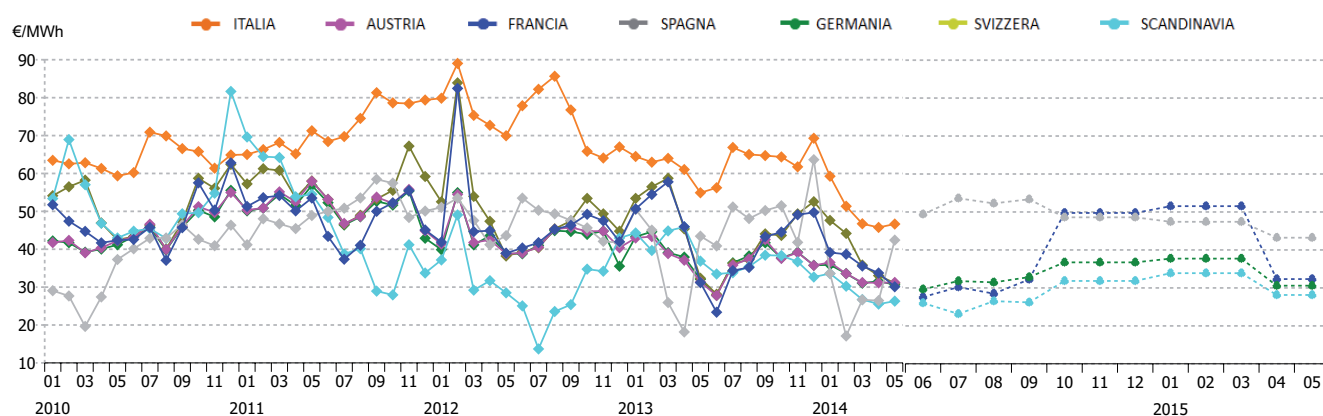
inferiore alle aspettative manifestate dagli operatori il mese scorso (52,70 €/MWh). Giungono ancora segnali di grande volatilità dalla borsa spagnola, il cui prezzo sale a 42,41 €/MWh, in ragione di un forte incremento congiunturale (+60%), fenomeno rilevato anche a maggio dello scorso anno, quando analogamente il prezzo passava dai 26 ai 42 €/MWh. Quanto ai prezzi future, nel breve termine le quotazioni sembrano riflettere sostanzialmente la tipica stagionalità della domanda, segnalando come consuetudine un allargamento dello spread tra Italia e paesi limitrofi.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Mag 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 14	Var M-1 (%)	Lug 14	Var M-1 (%)	Ago 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	46,66	+ 2 %	- 15 %	52,70	47,14	- 4 %	53,62	- 2 %	54,15	-	52,59	- 0 %
FRANCIA	30,11	- 11 %	- 3 %	30,50	27,60	- 3 %	30,20	- 3 %	28,49	-	41,92	-
GERMANIA	30,63	- 3 %	- 4 %	31,45	29,65	+ 1 %	31,80	+ 1 %	31,45	-	34,45	-
SPAGNA	42,41	+ 60 %	- 2 %	37,75	49,40	+ 8 %	53,59	+ 7 %	52,27	-	48,41	-
AREA SCANDINAVA	26,30	+ 3 %	- 29 %	27,10	26,01	+ 6 %	23,14	+ 7 %	26,52	-	30,24	-
AUSTRIA	31,24	+ 0 %	- 0 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	31,07	- 6 %	- 4 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



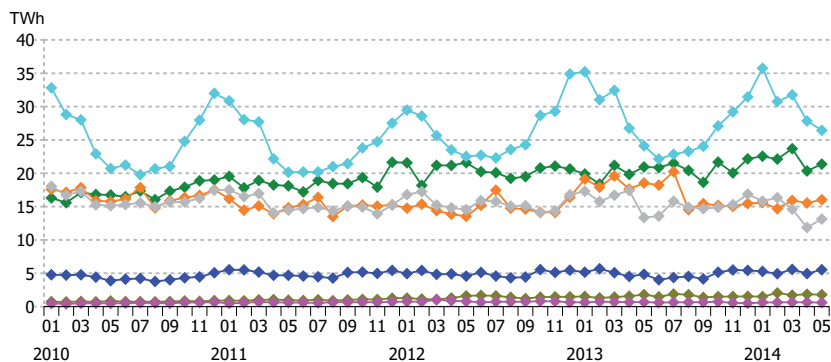
In merito ai volumi negoziati su base spot, NordPool conferma il suo ruolo di borsa più capiente, con circa 26 TWh scambiati, livello maggiore del corrispondente nel 2013 (+10%) e sostanzialmente pari al livello osservato nella regione franco-

tedesca (+4% tendenziale). Seguono, nell'ordine, Italia (16 TWh) e Spagna (13 TWh), con la prima sostanzialmente stabile a ridosso dei valori realizzati dall'ultimo trimestre del 2013.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mag 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,0	+ 3 %	- 14 %
FRANCIA	5,5	+ 12 %	+ 14 %
GERMANIA	21,4	+ 5 %	+ 2 %
SPAGNA	13,1	+ 11 %	- 2 %
AREA SCANDINAVA	26,4	- 5 %	+ 10 %
AUSTRIA	0,6	- 6 %	- 9 %
SVIZZERA	1,8	- 3 %	+ 0 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di maggio 2014 sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 442.942 TEE, in aumento rispetto ai 295.291 TEE scambiati ad aprile.

Dei 442.942 TEE sono stati scambiati 156.431 TEE di Tipo I, 187.440 TEE di Tipo II, 21.130 TEE di Tipo II CAR, e 77.941 TEE di Tipo III.

Nel periodo di scadenza dell'obbligo, per i distributori, della consegna al GSE dei Titoli di Efficienza Energetica si registra un aumento del prezzo medio, rispetto al mese di aprile, pari a 0,37 % per la Tipologia II CAR e una diminuzione dei prezzi medi pari a 1,42% per la Tipologia I, di 1,49% per la Tipologia II e di 1,20 % per la Tipologia III.

In particolare si rileva che, a maggio, i titoli di Tipo I hanno registrato una media pari a 107,75 € (109,30 € ad aprile), i titoli di

Tipo II una media di 107,37 € (€ 108,99 il mese scorso), la media dei titoli di Tipo II-CAR è stata pari a 109,32 € (108,92 € ad aprile), ed infine i titoli di Tipo III sono stati scambiati ad una media di 106,83 € (108,13 € ad aprile).

Nel confronto con lo stesso mese dello scorso anno, si nota una flessione dei prezzi medi (intorno ai 113,00 € nel mese di maggio 2013) e dei volumi (596.218 i TEE scambiati a maggio dello scorso anno).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 4.175.891 (1.092.600 di Tipo I, 2.105.024 di tipo II, 238.265 di Tipo II CAR, 721.065 di Tipo III e 18.937 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 28.167.717. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di maggio 2014.

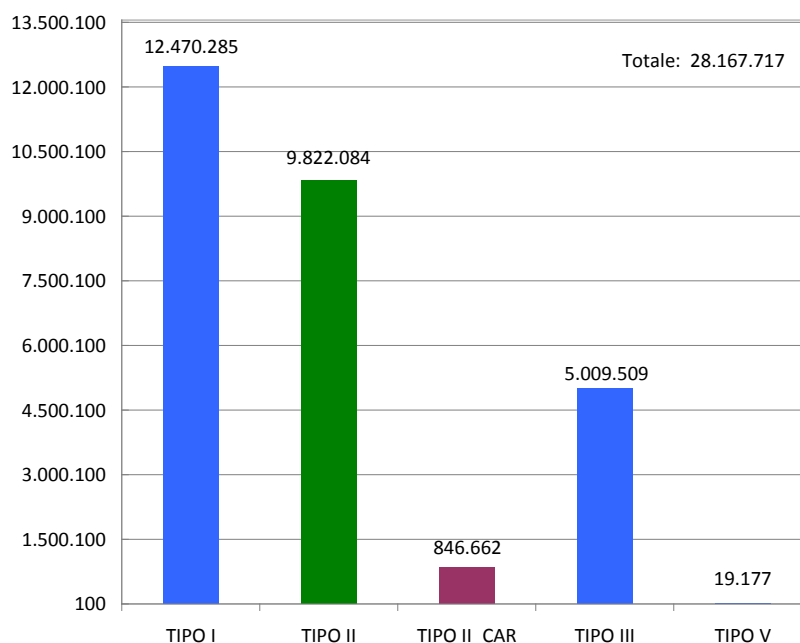
TEE, risultati del mercato del GME - maggio 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	156.431	187.440	21.130	77.941
Valore Totale (€)	16.854.841,31	20.124.685,26	2.309.853,52	8.326.454,64
Prezzo minimo (€/TEE)	104,21	104,40	105,41	104,35
Prezzo massimo (€/TEE)	115,00	113,00	112,80	112,80
Prezzo medio (€/TEE)	107,75	107,37	109,32	106,83

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

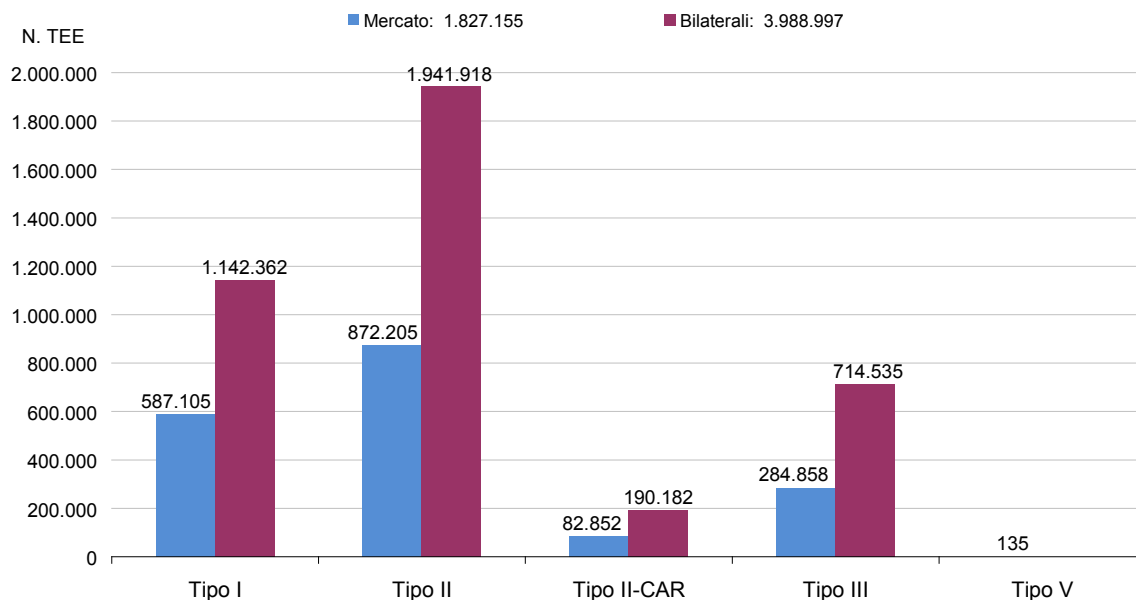
Fonte: GME



(continua)

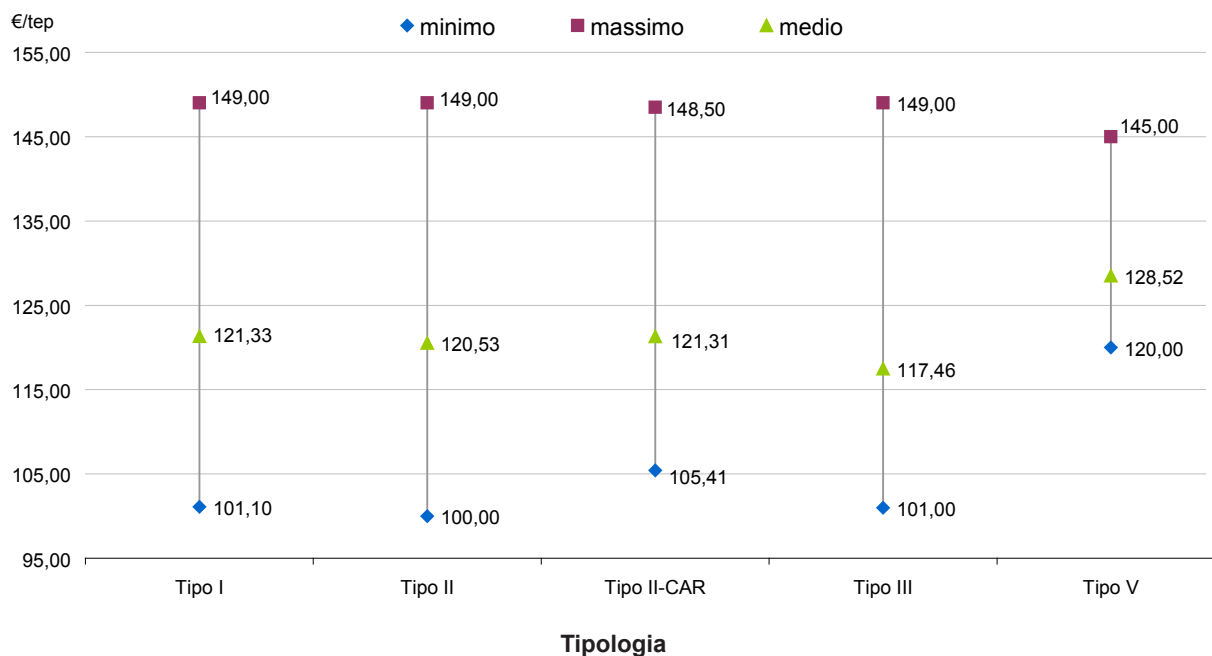
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



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

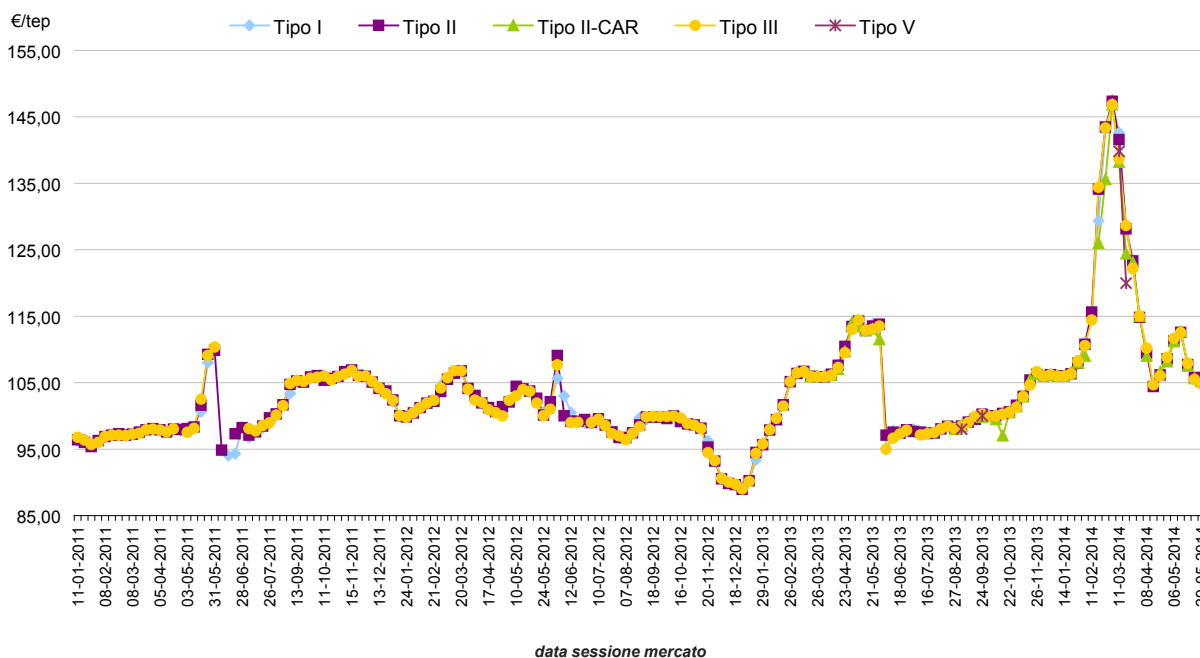
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

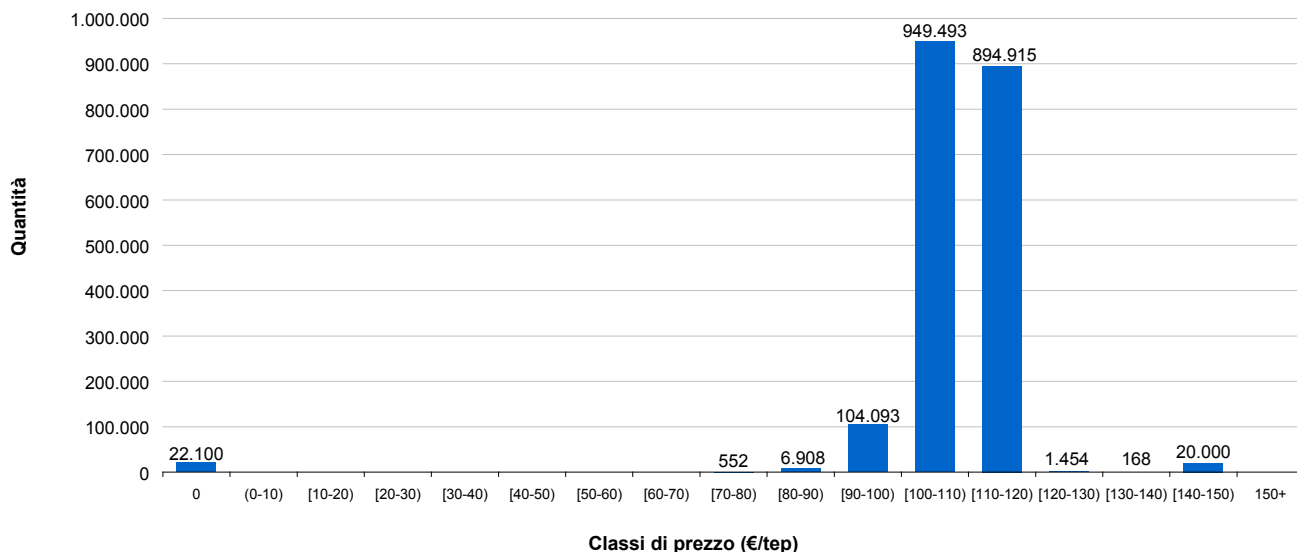


Nel corso del mese di maggio 2014 sono stati scambiati 1.999.683 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (573.889 TEE lo scorso aprile). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 107,88 €/tep (109,85 €/tep lo scorso mese), mag-

giore di 0,38 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 107,50 €/tep (108,95 €/tep ad aprile). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - maggio 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di maggio 2014 sono stati scambiati 559.460 CV in diminuzione rispetto ai 612.035 CV scambiati nel mese di aprile.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV con anno di riferimento 2014 I Trim con 261.906 certificati (137.918 CV 2014 I Trim lo scorso mese), seguono i CV 2013 IV Trim con un volume pari a 187.424 titoli (contro gli 350.629 CV IV Trim di aprile), i CV 2013 III Trim con una quantità pari a 92.577 titoli (75.448 CV 2013 III Trim ad aprile) e i CV 2013 I Trim con un numero di certificati scambiati pari a 7.342 (14.411 CV 2013 I Trim i CV scambiati lo scorso mese).

I CV 2012 hanno rilevato sulla piattaforma, un volume pari a 7.300 CV (19.398 CV 2012 i titoli quotati nel mese di aprile), i CV con anno di riferimento 2013 TRL, per la prima volta sul mercato, hanno registrato una quantità di titoli pari a 2.000, ed infine si collocano con un volume pari a 911, i CV 2013 II Trim (13.230 CV 2013 ad aprile).

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV nel mese di maggio, è stato osservato per i CV 2014 I Trim, un prezzo medio superiore alla media dei prezzi delle altre tipologie (95,57 €/MWh) e in aumento di 0,96 €/MWh rispetto al mese

precedente, mentre si segnala un trend in diminuzione per tutte le altre tipologie.

Infatti, i CV 2013 III Trim hanno registrato un prezzo medio pari a 88,67 €/MWh in diminuzione rispetto al mese precedente di 0,88 €/MWh, per i CV 2013 I Trim e II Trim il prezzo medio registrato per entrambi, nel mese di maggio, è stato pari a 88,56 €/MWh, con una diminuzione pari rispettivamente 0,65 €/MWh e a 0,67 €/MWh, mentre i CV 2013 IV Trim hanno registrato una flessione pari a 0,86 €/MWh, con un prezzo medio pari a 88,46 €/MWh.

Seguono nell'ordine, il prezzo medio rilevato per i CV 2012 (88,42 €/MWh), con una riduzione pari a 0,90 €/MWh rispetto al mese di aprile, e il prezzo medio dei CV 2013 TRL (88,00 €/MWh), assenti sul mercato lo scorso mese.

La sottostante Tabella è riassuntiva delle transazioni relative al mese di maggio 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.

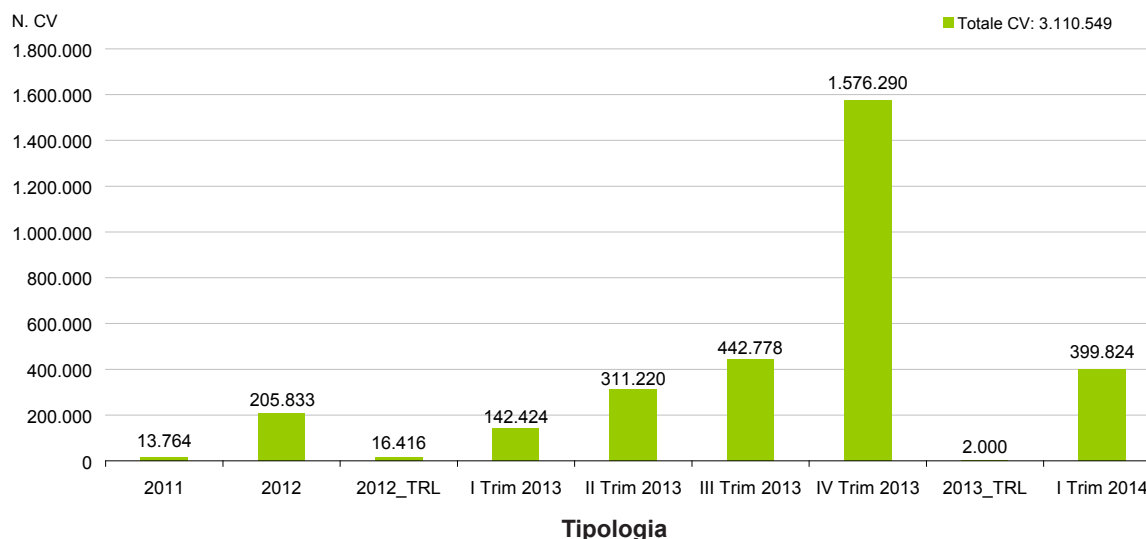
CV, risultato del mercato GME - maggio 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento						
	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	2013_TRL	I Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	7.300	7.342	911	92.577	187.424	2.000	261.906
Valore Totale (€)	645.450,00	650.182,00	80.675,80	8.209.118,49	16.580.123,97	176.000,00	25.031.001,74
Prezzo minimo (€/CV)	88,25	88,40	88,20	88,45	88,20	88,00	94,00
Prezzo massimo (€/CV)	89,55	89,30	88,80	89,32	89,27	88,00	96,00
Prezzo medio (€/CV)	88,42	88,56	88,56	88,67	88,46	88,00	95,57

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

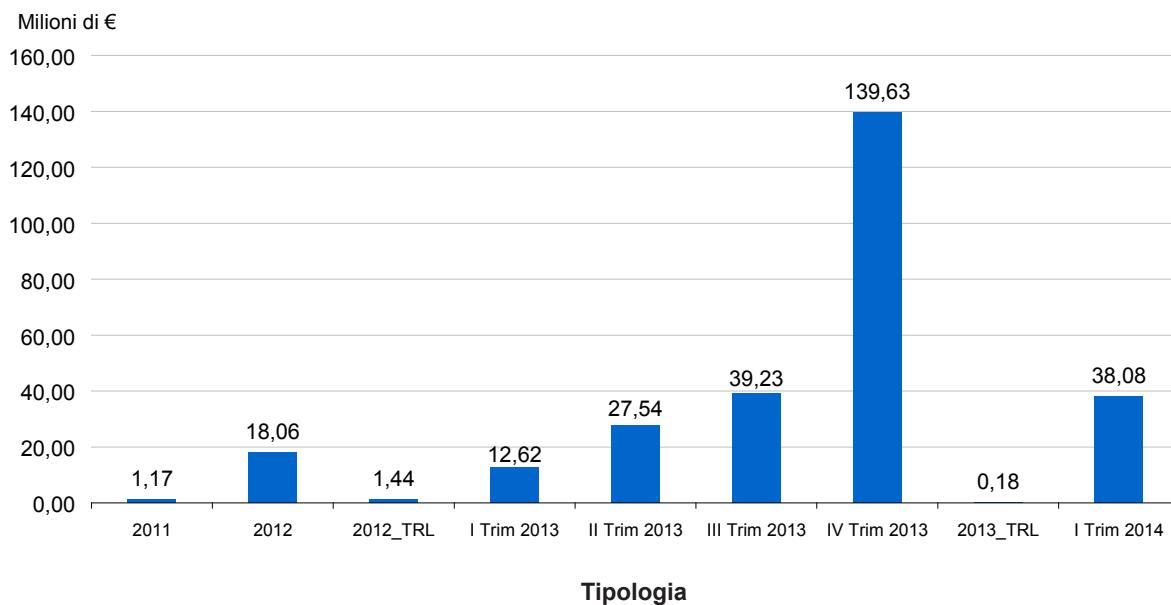
Fonte: GME



(continua)

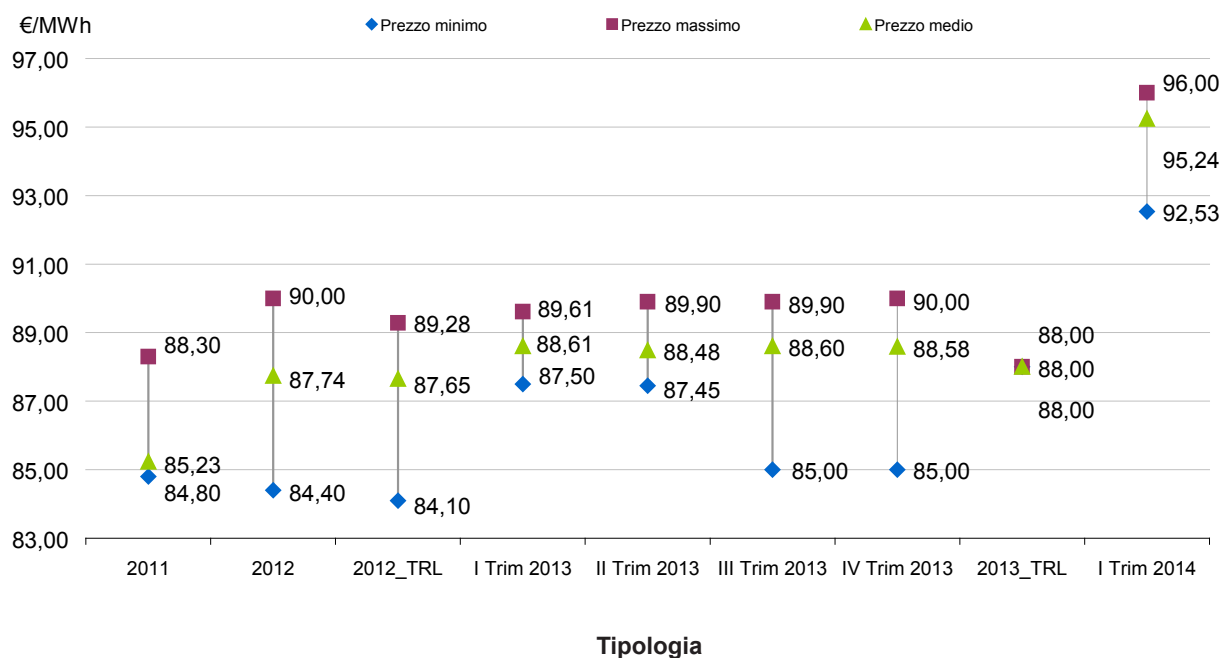
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di maggio 2014 sono stati scambiati 2.832.172 CV attraverso contratti bilaterali (1.689.209 il mese scorso) delle varie tipologie.

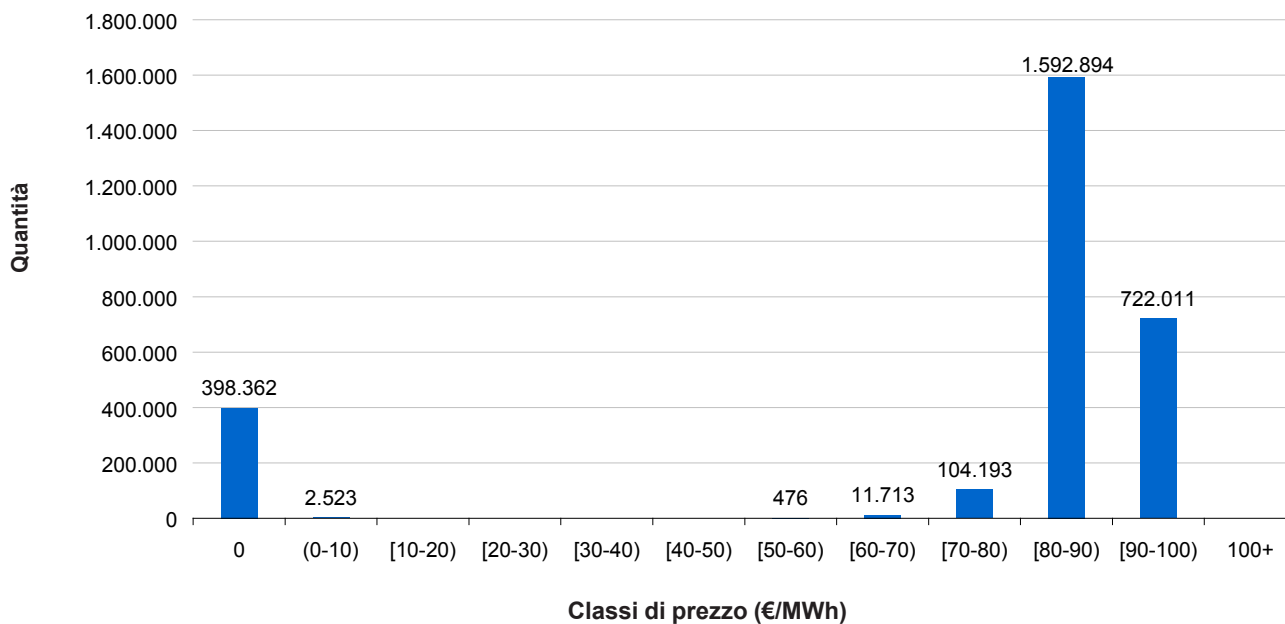
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 76,24 €/MWh, inferiore di 15,59 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (91,83 €/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 - maggio 2014

Fonte: GME



LA “MOSSA DEL CAVALLO” DI VLADIMIR PUTIN

di Alberto Clò - Rie

(continua dalla prima)

**Tab. 1: Importazioni di gas dalla Russia via Ucraina
(miliardi mc)**

Paese	2013	2012
Italia	25,3	15,1
Turchia	13,0	14,0
Germania	11,7	21,0
Rep. Ceca	7,3	7,3
Ungheria	6,0	5,3
Slovacchia	5,4	4,2
Austria	5,2	5,2
Francia	3,2	3,0
Bulgaria	2,8	2,5
Grecia	2,6	2,5
Romania	1,2	2,2
Serbia	1,2	0,7
Slovenia	0,5	0,5
Svizzera	0,4	0,3
Bosnia-Erzegovina	0,2	0,3
Totale	86,0	84,2

Fonte: OIES, *What the Ukraine crisis means for gas market*, marzo 2014

L'impatto dovrebbe essere, tuttavia, attenuato rispetto al passato, come dimostrato anche dalla tenuta dei prezzi del petrolio e del metano, per più ragioni: la perdurante flessione della domanda di metano e la sua bassa fase stagionale; il forte calo rispetto al passato della quota del metano russo via-Ucraina³; le scorte ancora disponibili negli stoccaggi⁴; la potenziale, anche se più costosa offerta internazionale di LNG; il potenziamento della capacità di contro-flusso; l'accresciuta interconnessione dei paesi dell'Est Europa⁵. Tutto dipenderà dall'intensità e durata del taglio. Se di poche settimane, non vi saranno soverchie difficoltà. Se di più lunga durata, la situazione sarebbe più critica: per la difficoltà ad accumulare i necessari stoccaggi per la stagione invernale; i problemi ad accrescere i flussi da altri fornitori tradizionali; i maggiori costi di importazione nei carichi LNG. Molto dipenderà dalla capacità dell'Unione di agire all'unisono, superando la colpevole paralisi mostrata nelle crisi del 2006 e 2009. Dovuta – qui come in altri campi – alla sua incapacità di individuare in tema di «sicurezza energetica» un minimo comun denominatore tra i divergenti interessi dei paesi membri: tra quelli che poco dipendono dalle forniture russe (Spagna e Gran Bretagna), quelli che vi

dipendono ampiamente (Germania e Italia), quelli che ne sono totalmente asserviti (Lituania, Polonia, Bulgaria, Repubblica Ceca). Di azioni concrete dell'Unione per fronteggiare, anticipandolo, un non escludibile «peggio» non ve ne sono però state sino ad oggi (inizio giugno).

Uno stallo emerso anche nel G7 ministeriale dell'energia di Roma dei primi di maggio: sia nei rapporti con gli Stati Uniti, restii ad autorizzare la realizzazione dei numerosi progetti di esportazione dell'LNG⁶, che all'interno dell'Unione. Delle quattro «azioni immediate» elencate nella «Dichiarazione Congiunta» finale⁷, tre si proiettano in là nel tempo, mentre nulla si dice dei «piani di emergenza energetica per l'inverno 2014-2015». Piani che richiederebbero di essere avviati prontamente dato un livello delle scorte europee (a fine maggio 2014) soddisfacente ma non pienamente rassicurante: 48 miliardi mc su una capacità di stoccaggio di 81 e la necessità di portarle ad almeno 70 miliardi mc. Un tasso di riempimento del 59% superiore a quello italiano del 49%: con una capacità di stoccaggio di 11,9 miliardi mc e scorte per 5,9 miliardi (escludendo quelle strategiche di 4,7 miliardi)⁸.

LA “MOSSA DEL CAVALLO” DI VLADIMIR PUTIN

(continua)

La lentezza della risposta europea rafforza nei fatti il potere negoziale di Putin, anche per la sua capacità di avvantaggiarsi della diversità e divergenza di interessi tra i 28 Stati membri dell'Unione. E' in questo scenario che si inserisce il «passaggio ad Oriente» della Russia, con la firma il 21 maggio da parte del Presidente russo Vladimir Putin e di quello cinese Xi Jinping di un accordo tra le principali imprese energetiche dei due paesi (entrambe pubbliche) – rispettivamente *OAQ Gazprom* e *China National Petroleum Corp. (CNPC)* – per l'esportazione in Cina di 38 miliardi mc di metano per 30 anni (in totale: 1.140 miliardi mc). La mossa di Putin nell'accelerare la chiusura di una trattativa che durava da oltre un decennio – e che richiederà comunque tempo e risorse per tradursi in fatti – è destinata a produrre diversi esiti. *Primo*: pone le premesse per una sostanziale modifica della geopolitica mondiale del gas, così come almeno sinora la si era configurata. *Secondo*: consente alla Russia di smarcarsi dalla contrapposizione con l'Occidente, in verità più apparente che reale, dati i solidi legami con alcuni dei maggiori paesi europei (in primis Germania e Italia) e la scarsa rilevanza delle sanzioni comminategli da Stati Uniti e Europa. *Terzo*: sparglia il futuro dei rapporti commerciali con l'Unione Europea, cui la Russia destina oltre il 70% delle sue esportazioni, di cui è il primo fornitore coprendo circa un terzo dei suoi consumi. Come ha affermato Alexei Miller, CEO di Gazprom, si è avviata tra Occidente e Asia «la concorrenza per le risorse metanifere della Russia»⁹. Se non è scaccomatto poco ci manca. Allo slogan – più dichiarato che perseguito – dell'Unione di voler «diversificare le importazioni» di metano, riducendole dalla Russia, Putin ha risposto “diversificando le esportazioni” verso i mercati emergenti dell'Asia e, inizialmente, verso quello cinese previsto in maggior crescita, con consumi attesi salire dai 170 miliardi mc del 2013 ai 420 del 2020¹⁰. Di questo aumento, la Russia intende accaparrarsi una parte sostanziale, a livelli, ha dichiarato, comparabili a quelli che oggi destina all'Europa (circa 160 miliardi mc), destinandovi la produzione di nuovi giacimenti siberiani, veicolata sia via pipeline che LNG, da parte di Gazprom, Rosneft, Novatek. Massiccio l'impegno industriale e finanziario richiesto, se si considera che il solo gasdotto per dar seguito all'accordo Gazprom-CNPC, il “Power of Siberia”, impegnerà 75 miliardi dollari: 55 da parte di Gazprom (con minori risorse da investire in altri progetti) e 20 di CNPC sul territorio cinese, con una capacità complessiva di 60 miliardi mc. Il «passaggio ad Oriente» di Putin si riverbererà sull'Unione Europea: le cui importazioni di metano dovrebbero accrescersi dai 307 miliardi mc del 2011 a 355 nel 2020 a

423 nel 2030, per il combinato disposto della consistente riduzione della produzione interna e della leggera crescita della domanda¹¹. Da dove proverranno queste quantità addizionali è tutto da vedere, alla luce delle difficoltà che attraversano alcuni principali fornitori europei (Libia, Algeria, Nigeria, Egitto) e delle convenienze relative dei diversi mercati regionali che rendono quelli asiatici (per ora) molto più appetibili¹². Chi e come dovrà provvedervi? Una risposta politicamente corretta, ma economicamente illusoria, non avrebbe dubbi: il mercato! Basta che si realizzino nuovi tubi o rigassificatori e il metano vi scorrerà copioso. Se non fosse che gli uni e gli altri si costruiranno solo se sorretti da contratti di *shipment* di lungo periodo o da prezzi garantiti dai regolatori nazionali. Condizioni entrambe difficili dal potersi dare per scontate. Il «passaggio ad Oriente» della Russia, al di là dei flussi quantitativi di metano, è destinato inoltre a riverberarsi sulla dinamica dei prezzi regionali e internazionali. Come ha scritto il *Wall Street Journal*: «L'accordo di 400 miliardi di dollari con la Cina spiana la strada per minori prezzi dell'energia per il resto dell'Asia e mette in questione la sostenibilità dei futuri sviluppi del gas a livello mondiale»¹³. In sintesi: i prezzi concordati tra Gazprom e CNPC sembrerebbero, il condizionale è d'obbligo, collocarsi attorno ai 350 dollari/mille metri cubi¹⁴, non lontano dai 380-400 dollari praticati lo scorso anno all'Europa (circa 10 doll/mil. Btu), ma inferiori del 20%-40% ai prezzi correnti di importazione dell'LNG nell'area asiatica. Se questi prezzi (e relative formule di fissazione) dovessero diffondersi, si ridurrebbe la convenienza, o comunque aumenterebbero di molto i rischi di mercato, degli investimenti per 150 miliardi mc di capacità di LNG che si vanno realizzando o dovrebbero in futuro realizzarsi su scala mondiale. Tanto più se la domanda asiatica dovesse ridursi a seguito della non escludibile pur parziale ripresa della produzione nucleare in Giappone. Ogni crisi, quale quella che stiamo attraversando e gli sviluppi che si intravedono, offre l'opportunità di capire quel che si offusca in tempi normali. Due gli insegnamenti principali. *Primo*: la sicurezza energetica è un “bene pubblico” di cui gli Stati devono (dovrebbero) assumersi la responsabilità. *Secondo*: non vi è garanzia di sicurezza e affidabilità delle forniture estere di metano facendo unicamente o principalmente affidamento sulle transazioni spot, come pure taluni auspicano. Ad esse bisogna *necessariamente* affiancare contratti a lungo termine per rimpiazzare ammanchi da una fonte con maggiori prelievi da un'altra, come avvenuto nel 2011 con la crisi libica, fronteggiata in poche ore da Eni grazie ai contratti in essere con la Russia.

LA “MOSSA DEL CAVALLO” DI VLADIMIR PUTIN

(continua)

L'accordo Gazprom-CNPC, concluso tenendo conto delle dinamiche di mercato, questo insegna o almeno dovrebbe insegnare. Non vi è stato in passato e non vi sarà in futuro uno sviluppo del mercato del gas in assenza di accordi a lungo termine che allocano il rischio tra venditore e acquirenti, configurabili come partnership industriali/finanziarie/commerciali che assicurano certezze di quantità e di prezzi altrimenti impossibili con transazioni spot volatili e incerte. Il mercato aiuta, ma non può essere tutto. Come ben dimostra, volgendo alla chiusura, il caso italiano. Il sensibile aumento della nostra dipendenza dalle importazioni di metano dalla Russia – dal 35% delle complessive importazioni nel 2012

al 49% nel 2013 al 58% nel primo quadrimestre 2014 – è esattamente riconducibile alla «logica commerciale, tanto auspicata per ridurre i prezzi»¹⁵. In una parola: al mercato. La rinegoziazione dei contratti *take-or-pay*, per accrescerne la convenienza rispetto alle transazioni spot, ha portato ad una maggior competitività dei ritiri dalla Russia e ad un drastico taglio di quelli dall'Algeria, così prosciugando, scrivevo ancor prima della crisi ucraina, «i flussi dell'auspicato *hub* nazionale del Sud Europa [...] aumentando i rischi di tensioni di offerta in presenza di situazioni climatiche ostili o *d'emergenza*»¹⁶. Come purtroppo verificatosi. Nell'energia, guardare al breve è guardare il dito anziché la luna.

Tab. 2 Italia: Importazioni di gas (miliardi mc)

	2012	2013	2014 (Gen-Apr)
Import Totali	67,7	62	19,3
- <i>dalla Russia</i>	23,9	30,3	11,2
% import totali	35	49	58
% consumi totali	32	43	44

Fonte: MISE per 2012 e 2013; SNAM per 2014

¹ Se dovessero interrompersi le esportazioni russe verso l'Europa di petrolio e metano la perdita per la Russia potrebbe ammontare a 75 miliardi dollari, pari al 3,7% del suo prodotto interno lordo. Cfr. "Le Monde", Ukraine: la gas russe, arme à double tranchant, 10 marzo 2014.

² Tabella tratta da OIES (2014), What the Ukraine crisis means for gas markets, marzo, pag.8.

³ Quota ridottasi dall'80% del 2009 al 50% del 2013.

⁴ A metà marzo le scorte disponibili nell'Unione – come censite dal Gas Infrastructure Europe – ammontavano a 37 miliardi mc con un tasso di riempimento degli stoccaggi del 47%.

⁵ Interconnessioni sono state realizzate tra Romania e Ungheria, Ungheria e Croazia, Slovenia e Austria, Polonia e Repubblica Ceca e da ultimo Ungheria e Slovacchia.

⁶ Le richieste di autorizzazione sono relative a 28 progetti con una capacità complessiva di produzione di LNG di 350 miliardi mc, di cui si stima solo 90 miliardi potranno essere disponibili entro il 2025, con aspettative di esportazione soprattutto verso l'Asia. Cfr. "International New York Times", Europe seeks alternative gas supplies, 28 aprile 2014; "The Wall Street Journal", A Gas Export Strategy, 21 marzo 2014.

⁷ Cfr. "Dichiarazione Congiunta" dell'Incontro di Roma dei Ministri dell'Energia del G7 – Iniziativa dell'Energia dei G7 di Roma per la Sicurezza Energetica, Roma, 6 maggio 2014.

⁸ Fonte: Gas Storage Europe.

⁹ Cfr. "World Gas Intelligence", Russia Warns Eu on Gas, 28 maggio 2014.

¹⁰ Cfr. "The Wall Street Journal", Russia Signs Gas Accord With China, 22 maggio 2014.

¹¹ Fonte IEA (2013), World Energy Outlook 2013, Parigi. Dati relativi al New Policies Scenario.

¹² Cfr. "International New York Times", Challenges face E.U. as it seeks new gas suppliers, 8 aprile 2014.

¹³ "Wall Street Journal", Deal May Spell Cheaper Asia Gas, 23 maggio 2014.

¹⁴ I 400 miliardi euro spalmati sui 30 anni danno un esborso annuo di 13,3 miliardi dollari che, rapportati a 38 miliardi mc l'anno, portano ad un prezzo unitario di 350 dollari per 1.000 mc.

¹⁵ Cfr. De Paoli I. (2014), La crisi russo-ucraina e la sicurezza delle forniture di gas, "Staffetta Quotidiana", 8 marzo.

¹⁶ Cfr. Clò A. (2013), Dall'"Età dell'oro" alla "Tempesta Perfetta" nel Mercato Europeo del Gas", n.3, pag.28.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento per la consultazione 234/2014/R/eel | “Mercato dell’energia elettrica-Criteri per l’integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva Orientamenti” | pubblicato il 22 maggio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/234-14.jsp>**

Nell’ambito del quadro regolatorio disciplinante il meccanismo di remunerazione della capacità produttiva (cfr. *Capacity Payment*), l’AEEG – facendo seguito alle disposizioni di cui alla Legge 27 dicembre 2013, n. 147 (di seguito: Legge 147/13) e al procedimento dalla medesima avviato con deliberazione 6/2014/R/eel recante “Avvio di procedimento per l’integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva” – ha pubblicato il presente documento di consultazione allo scopo di raccogliere osservazioni in merito presso la compagine dei soggetti interessati sì da poter procedere alla predisposizione, secondo tempistiche coerenti con le procedure previste, di una proposta integrativa allo Schema di disciplina del Capacity Payment da trasmettere al MiSE, attualmente in fase di approvazione definitiva da parte del Ministero stesso. Nello specifico, la proposta integrativa del Regolatore prevede:

a) la costituzione di un segmento aggiuntivo del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di “flessibilità” necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna (oltre al già delineato segmento di mercato dedicato a soddisfare le esigenze di “adeguatezza” quantitativa della capacità produttiva);

b) la rimodulazione dell’ammontare distribuibile tramite l’attuale meccanismo transitorio per la remunerazione della capacità di produzione di cui all’Art. 5 del decreto legislativo 379/03, al fine di rendere detto ammontare coerente con gli obiettivi di spesa fissati dalla Legge 147/13, ovvero parametrandolo agli “adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico”. In dettaglio, il DCO in oggetto è strutturato come di seguito in sintesi illustrato:

- nella sezione 2 sono riassunti i principali esiti delle analisi sulle esigenze dei servizi di flessibilità condotte dall’AEEG nell’ambito del precedente documento per la consultazione 557/2013/R/eel;
- nella sezione 3 è illustrata la proposta dell’Autorità in merito ai criteri generali del nuovo segmento del mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità; come detto, tale segmento andrà ad integrarsi al mercato della capacità positivamente verificato dal Regolatore con deliberazione 375/2013/R/eel. Le proposte integrative del Regolatore conseguono alle valutazioni dell’attuale contesto di mercato caratterizzato da un’elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili ove gli elementi di flessibilità assicurati invece da impianti di produzione programmabili tendono inevitabilmente

ad acquisire maggiore rilevanza rispetto al passato e, pertanto, dovrebbero essere adeguatamente valorizzati; - nella sezione 4 è illustrata la proposta di integrazione e adattamento del meccanismo transitorio per la remunerazione della capacità produttiva all’esito dell’entrata in vigore delle disposizioni di cui alla Legge 147/13. Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all’Autorità le proprie osservazioni mediante il servizio interattivo messo a disposizione dall’AEEG sul proprio sito internet, ovvero, sempre in formato elettronico, tramite l’apposito indirizzo di posta elettronica (mercati@autorita.energia.it), entro e non oltre il 9 giugno 2014, termine di chiusura della consultazione.

GAS

■ **Deliberazione AEEG del 8 maggio 2014 208/2014/R/GAS | “Procedura d’asta competitiva per l’assegnazione della capacità di stoccaggio riservata ai soggetti termoelettrici e determinazione del prezzo di riserva” | pubblicata il 9 maggio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/208-14.htm>**

L’art. 1, comma 16 bis del decreto legge “Destinazione Italia” prevede che entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione n.9 del 21 febbraio 2014, Stogit S.p.A. proceda ad indire la procedura di asta competitiva per l’assegnazione della capacità di stoccaggio di cui all’art. 6, comma 5 del d.lgs. 130/10, pari ad 1 miliardo di Smc, riservata ai soggetti investitori termoelettrici titolari di impianti alimentati unicamente a gas naturale.

In considerazione dell’avvenuta pubblicazione da parte di Stogit, in data 17 aprile 2014, della predetta procedura d’asta competitiva, con il provvedimento in oggetto, l’AEEG ha determinato al fine dello svolgimento della procedura medesima:

- il prezzo di riserva per l’assegnazione della succitata capacità di stoccaggio riservata ai soggetti investitori termoelettrici – al di sotto del quale le offerte presentate dai partecipanti alla procedura di allocazione saranno automaticamente scartate - il cui importo verrà reso noto dopo lo svolgimento dell’asta;
- la modifica della modalità di calcolo del corrispettivo che il soggetto investitore termoelettrico è tenuto a versare al soggetto realizzatore per l’unità di capacità di stoccaggio ad esso assegnato in esito alle procedure di selezione - c_{prod} - di cui alla deliberazione dell’AEEG ARG/gas 13/11.

Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera AEEG del 16 maggio 2014 220/2014/R/gas** | “Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio ad anno termico avviato” | pubblicato il 16 maggio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/220-14.htm>

In base a quanto disposto dall'AEEG con la deliberazione 85/2014/R/GAS in materia di svolgimento delle procedure di conferimento della capacità di stoccaggio per il servizio uniforme e di punta per l'anno 2014 - 2015, il prezzo di riserva per ciascuna procedura competitiva su base mensile, da effettuarsi nei mesi di marzo e settembre, è stato determinato dall'AEEG - con i successivi provvedimenti 108/2014/R/GAS e 109/2014/R/GAS (rispettivamente per Stogit S.p.A. e Edison Stoccaggio S.p.A) - tenendo conto:

- della differenza tra il prezzo del gas con consegna nel periodo invernale e quello del gas con consegna nel precedente periodo estivo, calcolato sulle quotazioni dei prodotti forward registrati sull'hub TTF;
- della differenza tra le componenti tariffarie unitarie applicate al gas immesso in rete nel periodo invernale e nel precedente periodo estivo;
- dei costi associati al conferimento, all'utilizzo delle capacità di stoccaggio nonché ai corrispettivi di trasporto applicati in corrispondenza dei punti di interconnessione della rete di trasporto nazionale con gli stoccaggi.

In considerazione del disallineamento riscontrato negli ultimi mesi tra le quotazioni dei prodotti forward presso l'hub TTF e quelle al PSV - caratterizzato da un andamento al ribasso delle quotazioni dei prodotti sul TTF con consegna nel periodo estivo al quale non è corrisposto un andamento analogo delle quotazioni sul PSV - l'AEEG, con il provvedimento in oggetto ha modificato i criteri di definizione del prezzo di riserva al fine di evitare che lo stesso possa risultare eccessivamente oneroso per gli operatori nonché completamente slegato dalle condizioni di approvvigionamento del gas al PSV sostenute dagli operatori medesimi. In dettaglio, l'AEEG ha previsto che a decorrere dal 16 maggio 2014, la determinazione del prezzo di riserva sia effettuata tenendo anche conto del differenziale tra il prezzo del gas con consegna nel periodo invernale e quello del gas con consegna nel periodo estivo, sulla base delle quotazioni forward presso il PSV.

In deroga a quanto disposto dalla deliberazione 85/2014/R/GAS in merito all'attribuzione delle prestazioni di iniezione per il servizio di punta e quello uniforme eccedenti le prestazioni rese disponibili agli utenti in esito alla procedura di assegnazione, l'AEEG ha altresì disposto che tali prestazioni eccedenti siano attribuite prioritariamente agli utenti del servizio con iniezione mensile al fine di favorire il completo riempimento della capacità di stoccaggio di cui gli stessi dispongono.

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 maggio 2014** | “Modifiche Urgenti alla Disciplina del mercato del gas” | pubblicato il 04/06/14 sulla G.U. n. 127 | Download http://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2014-06-04&atto.codiceRedazionale=14A04182&elenco30giorni=false

Con il decreto in oggetto il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato le modifiche alla Disciplina del gas naturale apportate dal GME secondo la procedura di modifica urgente di cui all'art. 3, comma 3.6 della Disciplina medesima.

Le suddette modifiche, in vigore dalla data del 2 settembre 2013, sono state predisposte dal GME in attuazione di quanto disposto dal decreto 9 agosto 2013 del MiSE il quale prevedeva che il Gestore apportasse alla versione della Disciplina approvata dal decreto del 6 marzo 2013, tutti gli interventi modificativi necessari per conseguire l'avvio del nuovo mercato del gas naturale nonché per dare attuazione alle previsioni di cui alla Delibera dell'AEEG 365/2013/R/GAS.

Agenda GME



**PRESENTAZIONE
DELLA
RELAZIONE
ANNUALE 2013**

Remit e sorveglianza del mercato

L'evento di presentazione della Relazione annuale rappresenta tradizionalmente un'occasione di incontro e confronto tra esponenti delle istituzioni, operatori, aziende di settore e consumatori.

La Tavola Rotonda sarà dedicata all'analisi delle problematiche legate all'attuazione del Regolamento REMIT nel quadro dei mercati organizzati, nella più vasta prospettiva delle funzioni generali di sorveglianza del mercato loro affidate.

martedì 8 luglio alle ore 09.30
presso il Salone Fellini, Via Alibert 5A – Roma.

■ 19 Giugno 2014

Innovare per integrare: obiettivi e strumenti per le rinnovabili del futuro

Roma, Italia

www.safeonline.it

Gli appuntamenti

17 Giugno 2014

Contact center & crm forum

Milano, Italia

www.iir-italy.it/

18-19 Giugno 2014

Forum rifiuti: dalle emergenze alle opportunità

Roma, Italia

www.legambiente.it

18 giugno

Smart Storage: il ruolo dell'accumulo nelle reti attive mt/bt

Milano, Italia

www.aeit.it

18 giugno

AIA, IED, AUA: facciamo il punto sui nuovi obblighi ambientali per le imprese

Monfalcone, Italia

www.confindustria.it

19 giugno

Forum Efficienza Energetica

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

20 giugno

Regional and Local financing for sustainable energy planning

Milano, Italia

Organizzatore: Università Bocconi

www.info.unibocconi.it

23 giugno-4 luglio

ENEA Summer School in Efficienza Energetica

Organizzatore: Enea

Roma, Italia

www.enea.it

23-26 Giugno 2014

Eu bc&e 2014- 22nd european biomass conference and exhibition

Organizzatore: ETA-Florence Energie Rinnovabili

Amburgo, Germania

www.conference-biomass.com

23-27 Giugno 2014

Eusew 2014 – settimana europea dell'energia sostenibile

Bruxelles, Belgio

www.eusew.eu

Gli appuntamenti

24 giugno

Observatory on Europe

Brussels, Belgio

Organizzatore: Ambrosetti

www.ambrosetti.it

24 giugno

I mille volti dell'emergenza idrica: gestione e tutela di una risorsa insostituibile (workshop)

Organizzatore: Safe

Roma, Italia

www.safeonline.it

25 giugno 2014

Il recepimento della direttiva sull'efficienza energetica Opportunità, strumenti e obblighi

Milano, Italia

www.fire.it

25 Giugno 2014

Distribuzione del gas

Milano, Italia

Organizzatore: IIR

www.iir-italy.it/

26 Giugno 2014

Fare fotovoltaico per l'autoconsumo

Roma, Italia

Organizzatore: Quale Energia

www.qualenergia.it

26 giugno

Stato e prospettive del fotovoltaico in Italia

Organizzatore: Enea

Roma, Italia

www.enea.it

1 Luglio 2014

Shale Gas Revolution: opportunità e sfide per le imprese italiane nel mondo

Organizzatore: Università Bocconi

Milano, Italia

www.unibocconi.it

1 Luglio 2014

I nuovi investitori nelle rinnovabili. modelli di business in un mercato in evoluzione

Organizzatore: Agici

Milano, Italia

www.agici.it

3 luglio 2014

1° Conferenza Nazionale Cyber Security Energia 2014

Organizzatore: Energia Media e Wec Italia

Roma, Italia

www.industriaenergia.it

7-10 luglio 2014

7th intersolar north america 2014

Organizzatore: Solar PV

San Francisco, USA

www.solarpvdirectory.com



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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