

APPROFONDIMENTI

DOMANDA DI GAS NATURALE E MERCATO GNL: NUOVE PROSPETTIVE DAL SETTORE DEI TRASPORTI

 di *Claudia Checchi – REF-E*

In un contesto globale in cui il gas dovrebbe, a detta dei principali osservatori, rappresentare la fonte energetica con il maggior sviluppo, l'Europa mostra consumi stagnanti ormai da qualche anno, complice la competizione di fonti più economiche (carbone) o incentivate (rinnovabili), a fronte di una richiesta energetica in contrazione per via della crisi energetica (Figura 1). I primi consuntivi del 2012 registrano una domanda gas europea in contrazione di più del 2%, trend che caratterizza quasi tutti i paesi e che è probabilmente attenuato da una stagione fredda che nel 2012 è stata più rigida della media. Le prospettive per il futuro non sono incoraggianti: le produzioni termoelettriche a

carbone e nucleari pongono rilevanti problemi ambientali che lasciano prevedere una graduale dismissione degli impianti o un aumento dei costi attraverso l'internalizzazione delle esternalità negative (costi della CO2 per il carbone, costi della sicurezza per il nucleare), tuttavia la crescita delle rinnovabili, per lo più incentivate ma in prospettiva disponibili anche in grid parity, potrebbe, in un contesto di debole crescita macroeconomica, essere sufficiente a compensare la mancata produzione da questa fonti. Rilevante potrebbe essere anche l'impatto delle politiche di efficienza energetica.



PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE

Il mercato del gas: italiano, europeo o globale?

Roma, Sala Capranica - P.za Capranica 101
 mercoledì 10 luglio 2013 - ore 10.00

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO
REPORT/ MAGGIO 2013

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

APPROFONDIMENTI

Domanda di Gas Naturale e mercato GNL: nuove prospettive dal settore dei trasporti
 di *Claudia Checchi - REF-E*
 pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio, l'energia scambiata nel Mercato del Giorno Prima segna un nuovo calo tendenziale (-1,2%), stazionando sui livelli in assoluto più bassi degli ultimi anni. Sul fronte delle vendite, i programmi di produzione degli impianti a fonte rinnovabile, pari a circa 14.000 MWh medi orari, hanno registrato un nuovo record storico e superato, per la prima volta, quelli degli impianti termoelettrici tradizionali, scesi a 12.400 MWh medi orari. La

liquidità del mercato aggiorna il record storico, per la quarta volta nei primi cinque mesi del 2013, attestandosi a 79,6%. Ancora in discesa il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) portatosi, con 54,89 €/MWh, ai minimi da dicembre 2009. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), l'Anno 2014 ha chiuso con un modesto rialzo dei prezzi sia sul *baseload* che sul *peakload*.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 6,14 €/MWh (-10,1%) su aprile e di 15,07 €/MWh (-21,5%) su maggio 2012, si è portato a 54,89 €/MWh, ai minimi da dicembre 2009. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 12,94 €/MWh (-16,8%) nelle *ore di picco* e

di 16,23 €/MWh (-24,5%) nelle *ore fuori picco*, con il prezzo pari rispettivamente a 63,96 (minimo storico) e 49,91 €/MWh (minimo da gennaio 2010). Alle ore 14 di mercoledì primo maggio, il PUN ha anche registrato il minimo storico orario a quota 0,10 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

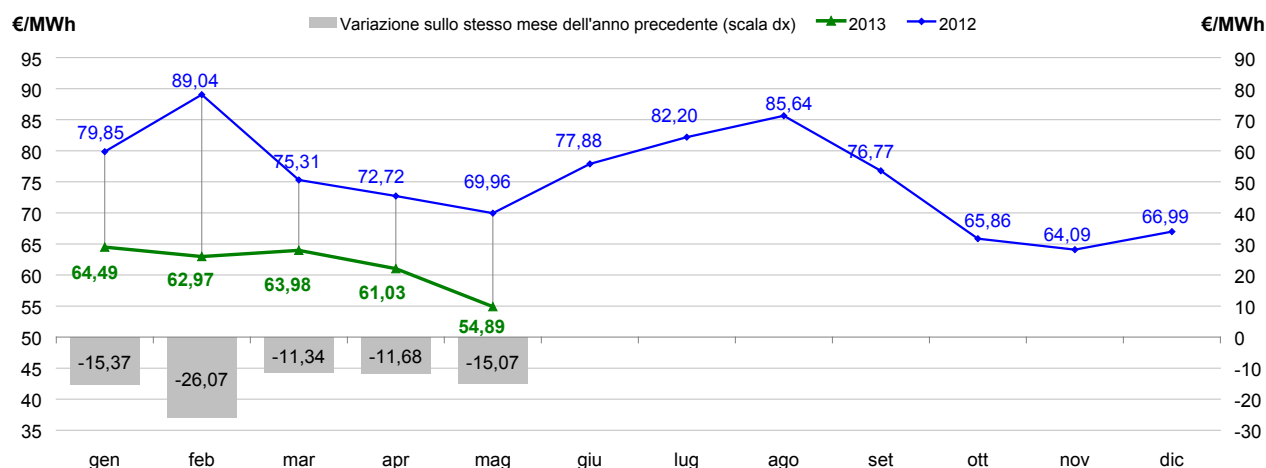
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	54,89	69,96	-15,07	-21,5%	24.928	+37,1%	31.301	-1,2%	79,6%	57,4%
<i>Picco</i>	63,96	76,90	-12,94	-16,8%	30.001	+30,5%	37.631	-1,1%	79,7%	60,4%
<i>Fuori picco</i>	49,91	66,14	-16,23	-24,5%	22.137	+42,4%	27.820	-1,2%	79,6%	55,2%
<i>Minimo orario</i>	0,10	20,52			15.143		19.868		72,9%	44,3%
<i>Massimo orario</i>	132,48	140,02			33.302		40.616		87,9%	70,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



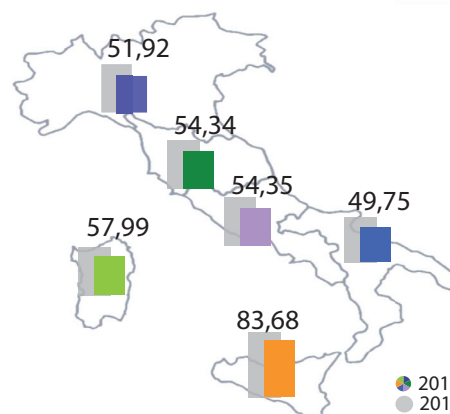
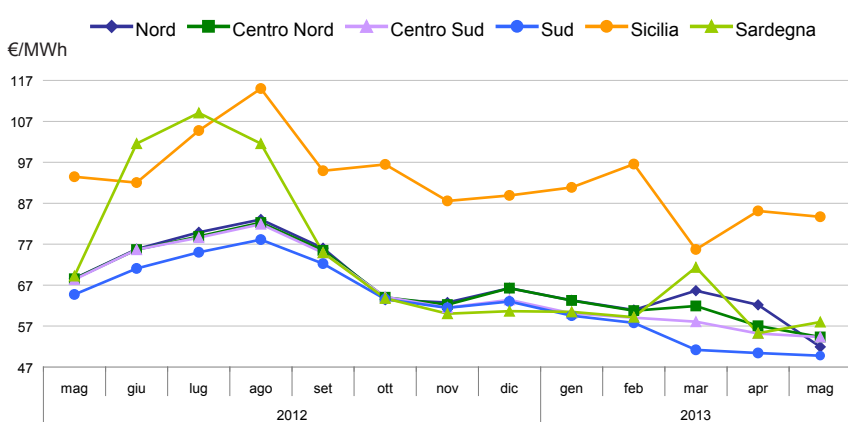
(continua)

Anche i prezzi medi di vendita delle quattro zone continentali, tutti ai minimi da oltre tre anni, hanno registrato un calo congiunturale ed una flessione di oltre 20 punti percentuali rispetto a maggio 2012. Il prezzo del Sud, pari a 49,75 €/MWh, è stato ancora il più basso, mentre nelle altre zone del continente si è attestato

tra i 52 ed i 54 €/MWh. In netta flessione su base annua anche i prezzi di vendita delle due zone insulari con la Sardegna, unica in rialzo su aprile, attestatasi a 57,99 €/MWh e la Sicilia a 83,68 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, in calo tendenziale dell'1,2%, sono scesi a 23,3 milioni di MWh, livello superiore, in media oraria, solo al minimo storico di aprile 2012. Prosegue anche a maggio la forte crescita dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 18,5 milioni di MWh (+37,1%), sempre trainata dai cospicui sbilanciamenti a programma dei venditori bilateralisti al loro massimo storico (oltre quattro volte più alti rispetto ad un anno fa). Viceversa,

l'energia scambiata *over the counter* sulla PCE e nominata su MGP è scesa a 4,7 milioni di MWh (-52,7%), aggiornando per il terzo mese consecutivo il minimo storico (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, in aumento congiunturale di 1,5 punti percentuali e di ben 22,2 p.p. rispetto a maggio 2012, ha aggiornato per il terzo mese consecutivo il record assoluto, salendo a quota 79,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

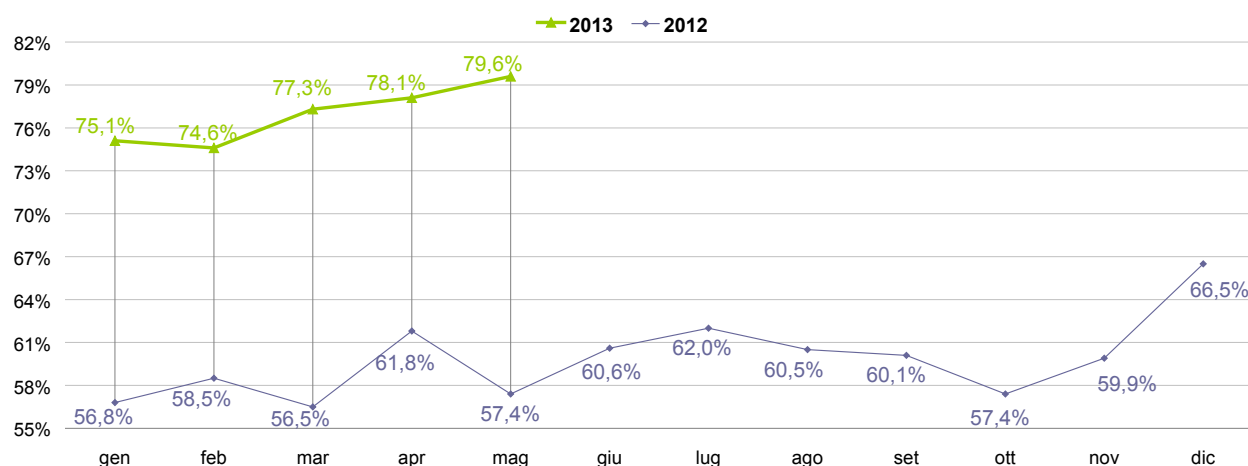
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.546.107	+37,1%	79,6%
Operatori	10.817.190	+75,5%	46,4%
GSE	5.169.841	+6,0%	22,2%
Zone estere	2.559.076	+2,7%	11,0%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	4.741.954	-52,7%	20,4%
Zone estere	749.625	-18,0%	3,2%
Zone nazionali	3.992.329	-56,2%	17,1%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
VOLUMI VENDUTI	23.288.061	-1,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.810.310	-9,2%	
OFFERTA TOTALE	43.098.371	-5,0%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.546.107	+37,1%	79,6%
Acquirente Unico	1.746.169	-33,2%	7,5%
Altri operatori	8.129.073	-8,7%	34,9%
Pompaggi	16.153	-73,1%	0,1%
Zone estere	195.493	+285,8%	0,8%
Saldo programmi PCE	8.459.220	+344,4%	36,3%
PCE (incluso MTE)	4.741.954	-52,7%	20,4%
Zone estere	0	-100,0%	0,0%
Zone nazionali AU	3.558.618	+10,5%	15,3%
Zone nazionali altri operatori	9.642.556	+10,8%	41,4%
Saldo programmi PCE	-8.459.220		
VOLUMI ACQUISTATI	23.288.061	-1,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.496.129	+46,8%	
DOMANDA TOTALE	26.784.190	+3,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, in ripresa dal minimo storico di aprile, ma in flessione tendenziale dell'1,7%, la nona consecutiva, si sono portati a 23,1 milioni di MWh. A livello zonale, in netto calo gli acquisti al Centro Nord (-12,9%); in controtendenza ancora il Sud (+14,0%) e la Sicilia (+1,6%). Quasi triplicati, invece, gli acquisti sulle zone estere, pari a 195 mila MWh (+193,4%), seppur i più contenuti degli ultimi otto mesi (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale interrompono il positivo trend tendenziale dei precedenti due mesi e, con una flessione dello 0,9%, scendono a 20,0 milioni di MWh. A livello zonale, tengono anche a maggio il Nord (+3,2%) ed il Sud (+7,7%); in netto calo, invece, il Centro Nord (-11,7%) ed il Centro Sud (-14,8%). In ribasso anche le importazioni (-2,9%) attestatesi a 3,3 milioni di MWh, ai minimi degli ultimi otto mesi (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	19.810.479	26.627	-10,3%	10.290.645	13.832	+3,2%	12.674.173	17.035	-0,8%
Centro Nord	2.972.814	3.996	-12,7%	1.598.707	2.149	-11,7%	2.332.532	3.135	-12,9%
Centro Sud	6.415.098	8.622	+3,5%	2.224.923	2.990	-14,8%	3.529.941	4.745	-5,5%
Sud	6.379.816	8.575	+1,7%	3.595.137	4.832	+7,7%	2.018.509	2.713	+14,0%
Sicilia	2.631.603	3.537	+7,0%	1.414.424	1.901	+0,6%	1.512.340	2.033	+1,6%
Sardegna	1.444.142	1.941	-2,8%	855.523	1.150	-16,0%	1.025.074	1.378	-2,5%
Totale nazionale	39.653.952	53.298	-5,4%	19.979.360	26.854	-0,9%	23.092.569	31.038	-1,7%
Estero	3.444.419	4.630	-0,9%	3.308.701	4.447	-2,9%	195.493	263	+193,4%
Sistema Italia	43.098.371	57.928	-5,0%	23.288.061	31.301	-1,2%	23.288.061	31.301	-1,2%

A maggio le vendite da impianti a fonte rinnovabile hanno segnato il loro massimo storico (13.925 MWh medi orari) in crescita tendenziale del 36,1%, ancora sostenute soprattutto dalla fonte idraulica (+46,5%) ed eolica (+107,3%). Prosegue, invece, la flessione delle vendite da impianti a fonte tradizionale (-24,9%), scese, per contro, al

minimo storico (Tabella 5). Per la prima volta dall'avvio del mercato, le vendite da impianti a fonte rinnovabile hanno superato le fonti tradizionali con una quota pari al 51,9% del totale venduto (37,8% a maggio 2012). La quota delle vendite da impianti a gas è, invece, precipitata al 26,0% (38,9% un anno fa) (Grafico 4).

(continua)

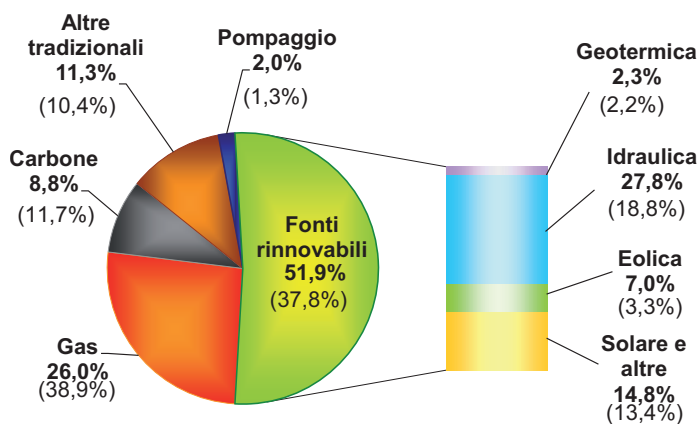
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

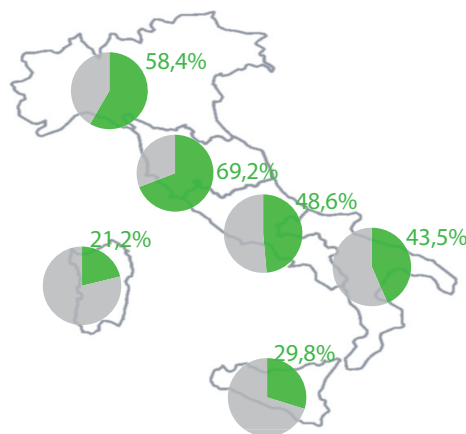
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.303	-24,1%	663	-44,2%	1.466	-45,5%	2.732	-11,6%	1.334	-3,7%	904	-22,3%	12.402	-24,9%
Gas	3.157	-35,9%	583	-48,1%	246	-76,6%	1.313	-22,9%	1.138	-7,0%	548	+7,9%	6.985	-33,7%
Carbone	1.055	-7,0%	11	+45,5%	984	-30,5%	-	-	-	-	323	-47,0%	2.373	-25,1%
Altre	1.091	+17,3%	69	+17,2%	236	+5,4%	1.419	+2,3%	197	+21,0%	33	-30,0%	3.044	+8,4%
Fonti rinnovabili	8.076	+32,1%	1.486	+21,3%	1.453	+78,1%	2.100	+50,6%	566	+15,9%	244	+27,8%	13.925	+36,1%
Idraulica	6.122	+43,4%	409	+92,7%	548	+94,6%	315	+12,3%	24	+0,5%	38	+61,4%	7.456	+46,5%
Geotermica	-	-	622	+3,7%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-	622	+3,4%
Eolica	8	-41,0%	18	+348,9%	411	+197,7%	1.013	+136,0%	307	+29,1%	124	+46,5%	1.881	+107,3%
Solare e altre	1.946	+6,2%	437	+6,7%	494	+24,7%	772	+12,9%	234	+3,6%	82	-1,1%	3.965	+9,2%
Pompaggio	453	+49,9%	-	-100,0%	71	+2388,6%	-	-	1	-94,6%	2	-82,8%	527	+49,2%
Totale	13.832	+3,2%	2.149	-11,7%	2.990	-14,8%	4.832	+7,7%	1.901	+0,6%	1.150	-16,0%	26.854	-0,9%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

A maggio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 329 MWh (368 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato per il 94,0% delle ore in import (100,0% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è stato pari a 21,73 €/MWh, in lieve flessione rispetto ai 22,09 €/MWh dell'anno precedente; mentre la rendita generata, pari a 4,88

milioni di €, si è ridotta del 19,2% (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è stata allocata per il 90,6% dal market coupling (96,0% a maggio 2012) ed il 3,0% con asta esplicita e nominata (2,1% di NTC l'anno precedente). Pertanto il 6,4% dell'NTC non è stata utilizzata (contro l'1,9% di maggio 2012) (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
51,92	30,19	21,73	4,88	336	337	94,0%	92,0%	130	125	3,5%	2,4%
(68,60)	(46,51)	(22,09)	(6,04)	(375)	(368)	(100,0%)	(87,2%)	(139)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Gráfico 6: Delta prezzi: frequenza ore

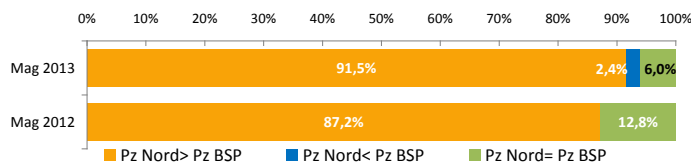
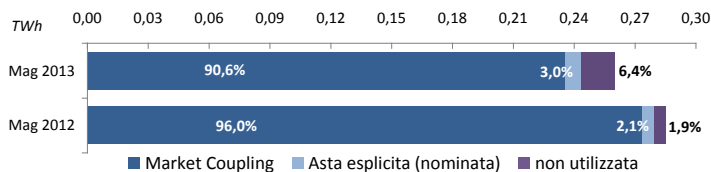


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto hanno registrato, anche a maggio, una netta flessione tendenziale in tutte le sessioni di mercato, attestandosi tra 53,91 €/MWh di MI2 e 67,85 €/MWh di MI4, con MI2 ed MI3 ai minimi storici. 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 pressoché in linea su MI1 e progressivamente più bassi nelle altre tre

sessioni del mercato (Tabella 7 e Gráfico 8).

I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 1,9 milioni di MWh. In flessione sia quelli scambiati su MI1, pari a 1,0 milioni di MWh (-28,8% ed ai minimi da marzo 2011), che quelli scambiati su MI2, pari a 460 mila MWh (-15,9%); prosegue, invece, la crescita dei volumi scambiati su MI3, pari a 157 mila MWh (+23,6%), e su MI4, pari a 218 mila MWh (+97,1%) (Tabella 7 e Gráfico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	54,89	69,96	-21,5%	31.301	31.672	-1,2%
MI1 (1-24 h)	54,93 (+0,1%)	67,63 (-3,3%)	-18,8%	1.404	1.972	-28,8%
MI2 (1-24 h)	53,91 (-1,8%)	68,19 (-2,5%)	-20,9%	618	735	-15,9%
MI3 (13-24 h)	59,10 (-2,7%)	74,47 (+0,1%)	-20,6%	423	342	+23,6%
MI4 (17-24 h)	67,85 (-3,8%)	79,47 (-2,3%)	-14,6%	879	446	+97,1%

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

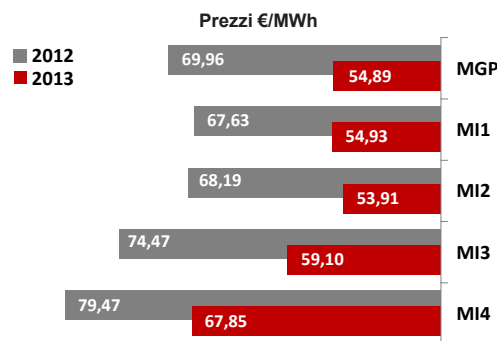
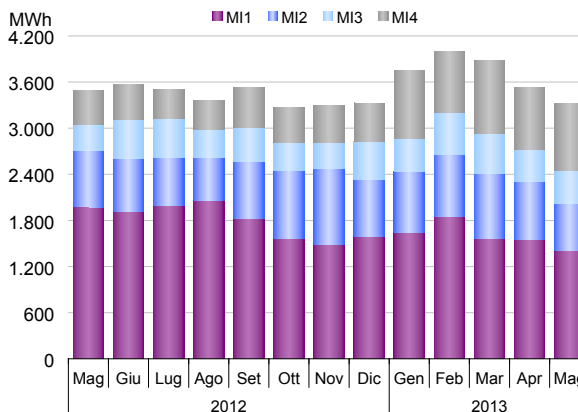
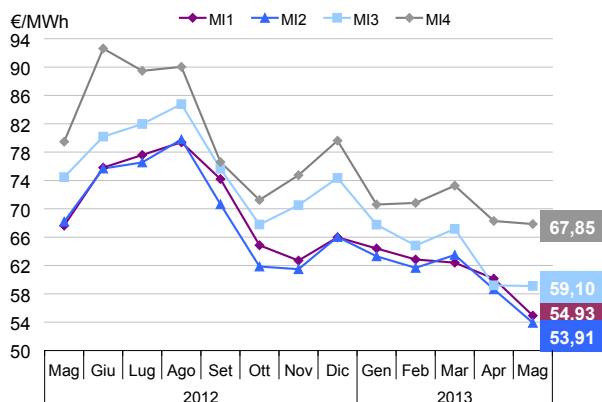


Gráfico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



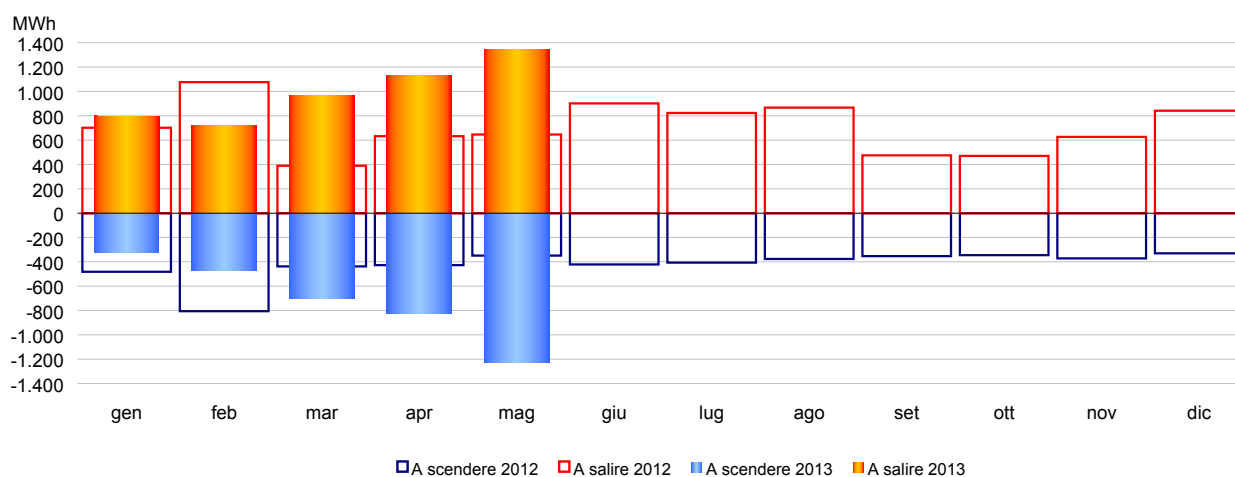
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a maggio, gli acquisti di Terna, più che raddoppiati rispetto ad un anno fa (+108,0%), sono saliti a 1,0 milioni di MWh,

portandosi ai massimi da agosto 2010. In netta espansione (+252,9%) anche le vendite di Terna, pari a 917 mila MWh, ai massimi da gennaio 2011 (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a maggio, si sono registrate 31 negoziazioni in cui si sono scambiati 200 contratti, pari a 811 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 20 contratti O.T.C., pari a 15 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 58,7 milioni di MWh.

In modesto rialzo i soli prezzi dell'Anno 2014 (+0,9% il

baseload e +1,3% il peakload); stabili o in calo tutti gli altri prodotti negoziabili nel mese (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Giugno 2013* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 59,90 €/MWh sul *baseload* e 68,86 €/MWh sul *peakload* e con una posizione aperta pari rispettivamente a 4.721 e 794 MW, per complessivi 3,6 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

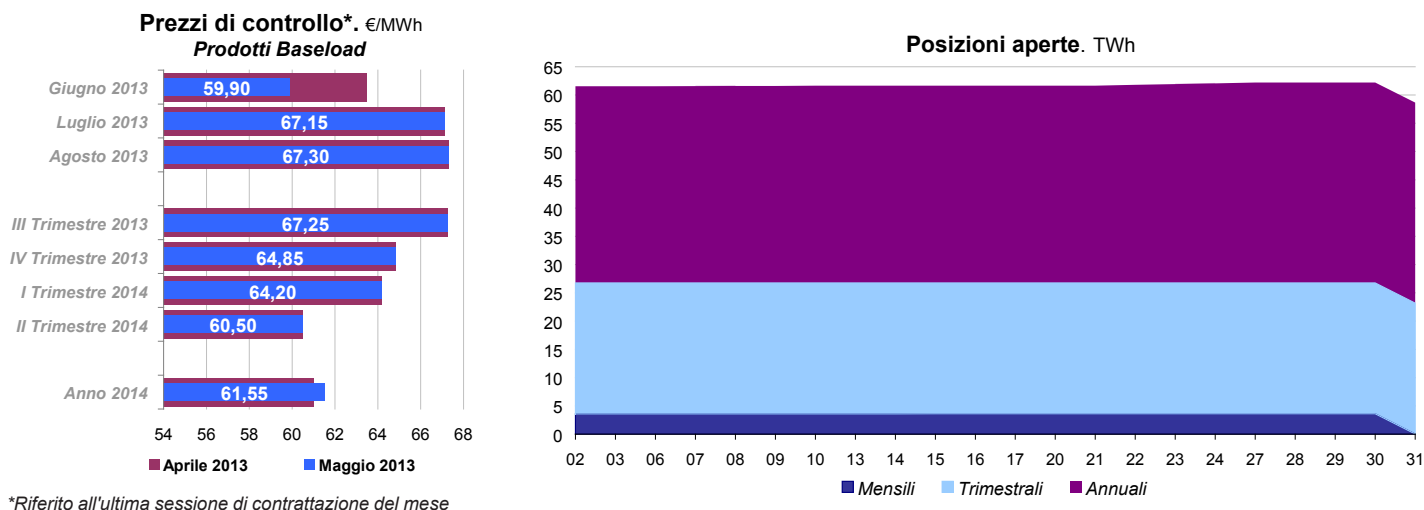
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Giugno 2013	59,90	-5,7%	1	5	-	5	4.721	3.399.120
Luglio 2013	67,15	+0,0%	1	-	20	20	20	14.880
Agosto 2013	67,30	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Settembre 2013	67,30	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	67,25	+0,0%	-	-	-	-	5.017	11.077.536
IV Trimestre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	4.866	10.748.994
I Trimestre 2014	64,20	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	60,50	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	61,55	+0,9%	7	35	-	35	3.932	34.444.320
Totale			9	40	20	60		56.285.730
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Giugno 2013	68,86	-6,7%	-	-	-	-	794	190.560
Luglio 2013	73,87	-2,4%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2013	69,20	-2,4%	-	-	-	-	-	-
Settembre 2013	76,18	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	73,05	-2,3%	-	-	-	-	834	660.528
IV Trimestre 2013	77,53	-2,4%	-	-	-	-	849	672.408
I Trimestre 2014	75,56	-2,4%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	68,06	-0,5%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	69,40	+1,3%	22	160	-	160	331	1.036.692
Totale			22	160	-	160		2.369.628

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a maggio 2013 sono state pari a 31,0 milioni di MWh, in aumento dell'8,5% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 27,3 milioni di MWh, sono cresciute del 6,9% sostenute dai contratti baseload (+8,1%) e dai non standard (+9,6%). Ancora in aumento anche le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+22,0%), pari a 3,7 milioni di MWh. Quelle di MTE rappresentano pertanto il 12,0% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (contro il 10,7% di un anno fa) (Tabella 9).

Le transazioni registrate sulla PCE hanno determinato una posizione netta di 16,2 milioni di MWh con un aumento del 2,4%

su base annua.

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 4,7 milioni di MWh, si sono più che dimezzati rispetto ad un anno fa (-52,7%), aggiornando il minimo storico per il terzo mese consecutivo. Lo sbilanciamento a programma sale, pertanto, al livello più alto di sempre, con 11,5 milioni di MWh (+97,6%). Dinamica opposta, invece, per i conti in prelievo, dove i programmi registrati, pari a 13,2 milioni di MWh, sono aumentati del 10,6% e lo sbilanciamento a programma è calato del 22,8%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è portato a 1,91, in aumento di 0,06 rispetto al mese precedente e di 0,10 rispetto ad un anno fa (Grafico 11).

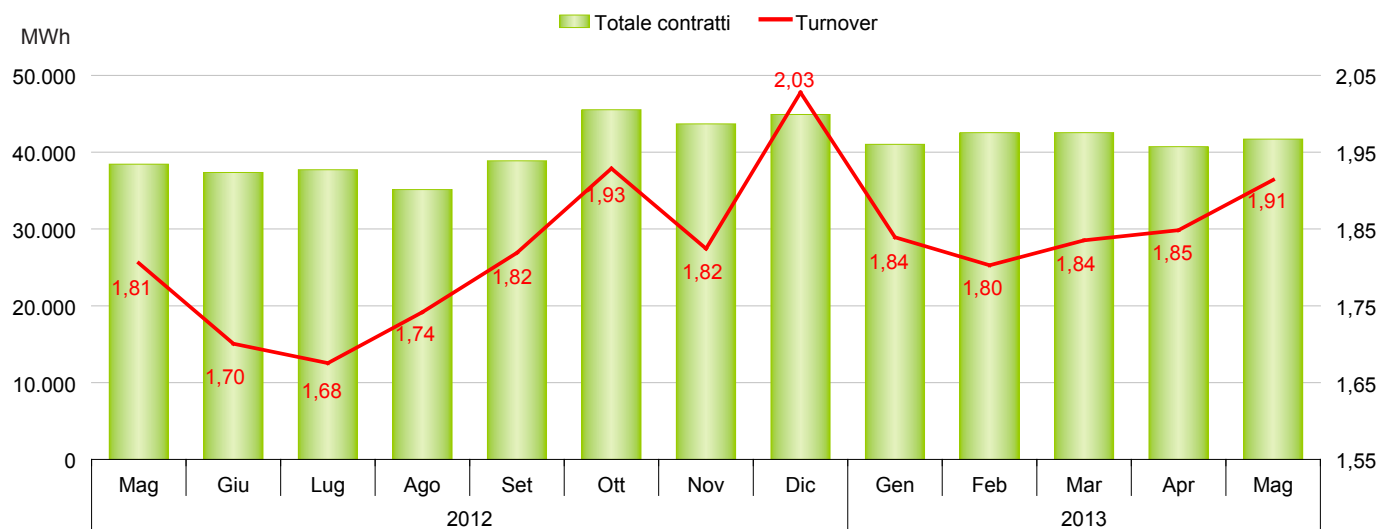
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.618.803	+8,1%	27,8%	Richiesti	10.288.785	-1,7%	100,0%	13.201.174	+10,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	602.772	- 25,7%	1,9%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	5.836.988	+51,1%	56,7%	-	-	-
<i>Peak</i>	662.992	- 24,5%	2,1%	Rifiutati	5.546.831	+1187,3%	53,9%	-	-	-
<i>Week-end</i>	6.720	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	5.516.657	+1226,4%	53,6%	-	-	-
Totale Standard	9.891.286	+2,4%	31,9%	Registrati	4.741.954	-52,7%	46,1%	13.201.174	+10,6%	100,0%
Totale Non standard	17.411.249	+9,6%	56,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	320.331	-90,7%	3,1%	-	-	-
PCE bilaterali	27.302.535	+6,9%	88,0%	Sbilanciamenti a programma	11.473.171	97,6%	-	3.013.951	-22,8%	-
MTE	3.731.868	+22,0%	12,0%	Saldo programmi	-	-	-	8.459.220	+344,4%	-
TOTALE PCE	31.034.403	+8,5%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	16.215.125	+2,4%	52,2%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio, la nuova forte contrazione dei consumi del settore termoelettrico su base annua (-37,5%) ha portato la domanda complessiva di gas naturale ai minimi degli ultimi otto anni. Tengono, tuttavia, i consumi del settore industriale; mentre quelli per uso civile segnano un aumento del 3,1%. Sul lato offerta, flessioni in doppia cifra sia per le importazioni che per la produzione nazionale. Per quanto riguarda gli stoccaggi, in

calo sia le iniezioni che le giacenze a fine mese. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 1,9 milioni di MWh (-7,7%), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento, con il prezzo medio stabile a 28,56 €/MWh, ed in linea con le quotazioni registrate sul PSV.

IL CONTESTO

A maggio, i consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 3.645 milioni di mc (38,6 TWh), in calo del 14,3% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente ed ai minimi degli ultimi otto anni. La flessione ha interessato esclusivamente i consumi del settore termoelettrico, anch'essi al minimo dal 2006, scesi a 1.074 milioni di mc (-37,5%). In aumento, invece, i consumi del settore civile, con 1.287 milioni di mc (+3,1%), stabili quelli del settore industriale, pari a 1.140 milioni di mc (+0,0%). In flessione su base annua anche le esportazioni, attestatesi a 143 milioni di mc (-2,6%).

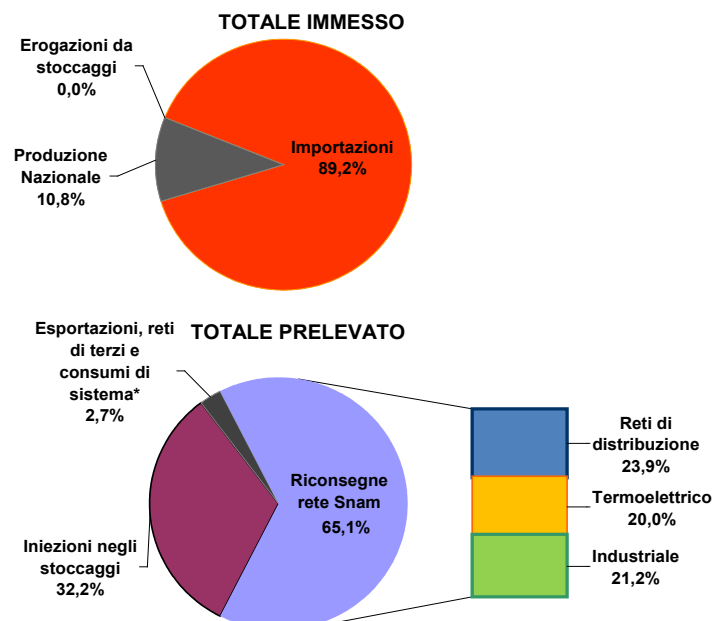
Dal lato offerta, in netta diminuzione sia la produzione nazionale, pari a 582 milioni di mc (-14,7%), che le importazioni di gas naturale, pari a 4.797 milioni di mc (-11,6%). Tra i punti in entrata, in controtendenza soltanto Tarvisio (+74,4%); ancora a regime ridotto il rigassificatore di Panigaglia ed il punto di entrata di Gorizia.

Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.734 milioni di mc (-6,5%). Come lo scorso anno, non sono state rilevate erogazioni dagli stoccaggi.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.797	50,8	-11,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	610	6,5	-67,0%
Tarvisio	2.604	27,6	+74,4%
Passo Gries	671	7,1	-16,1%
Gela	496	5,3	-7,2%
Gorizia	1	0	-93,9%
Panigaglia (GNL)	1	0	-99,4%
Cavarzere (GNL)	413	4,4	-28,5%
Produzione Nazionale	582	6,2	-14,7%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.379	56,9	-12,0%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.502	37,1	-14,7%
Industriale	1.140	12,1	+0,0%
Termoelettrico	1.074	11,4	-37,5%
Reti di distribuzione	1.287	13,6	+3,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	143	1,5	-2,6%
TOTALE CONSUMATO	3.645	38,6	-14,3%
Iniezioni negli stoccaggi	1.734	18	-6,5%
TOTALE PRELEVATO	5.379	56,9	-12,0%



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

(continua)

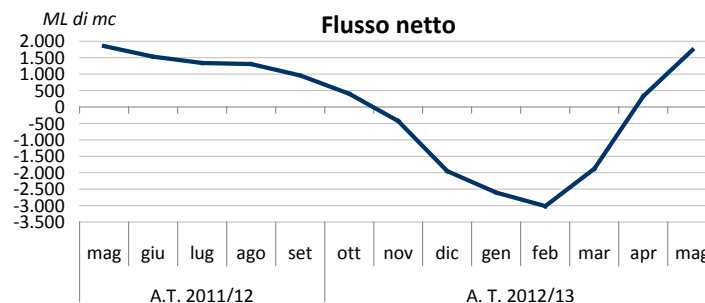
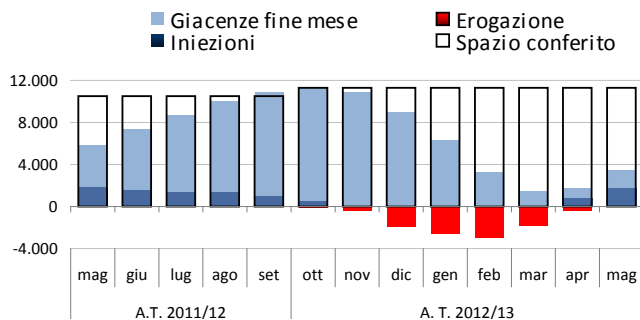
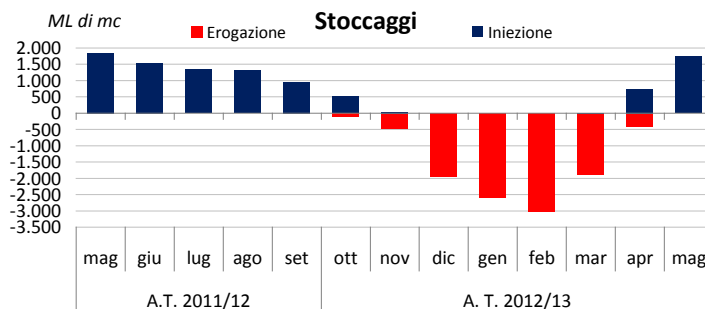
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.455 milioni di mc, in calo del 41,3% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto giacenza/spazio conferito sceso al 30,6% (56,1% nel 2012).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con una flessione su base annua di 0,12 €/MWh (-0,4%), si è attestata a 28,34 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/05/2013)	3.455	-41,3%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.734	-6,5%
Flusso netto	1.734	-6,5%
Spazio conferito	11.291	+7,5%
Giacenza/Spazio conferito	30,6%	-25,5 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A maggio nella Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 1,9 milioni di MWh, pari al 4,9% della domanda complessiva di gas naturale (4,6% a maggio 2012).

Nessuno scambio di gas naturale è stato, invece, registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), sia fase ad asta che

fase continua, e sul Mercato Infragiornaliero (MI-GAS).

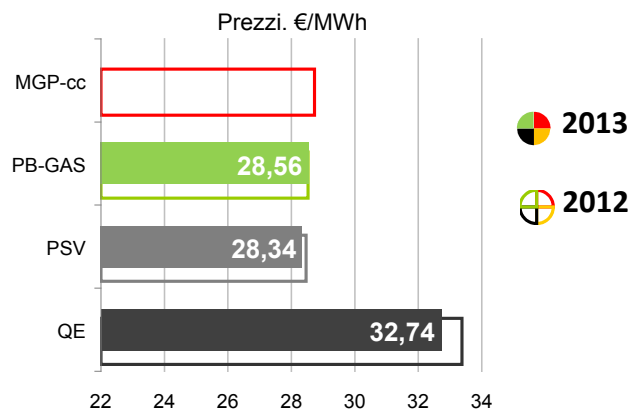
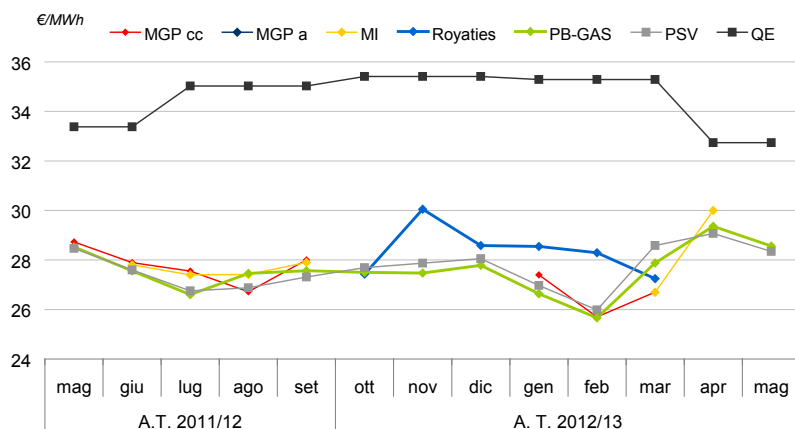
Anche nei comparti Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale *

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
M-GAS					
MGP-asta	-	-	-	-	-
MGP-CC	-	(28,73)	-	-	(20.880)
MI	-	-	-	-	-
PB-GAS					
	28,56	(28,52)	27,97	29,16	1.906.159 (2.065.381)
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-
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 QE un indice

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), a maggio, sono stati scambiati complessivamente 1,9 milioni di MWh (-7,7% su base annua), livello tra i più bassi mai registrati, ad un prezzo medio di 28,56 €/MWh (+0,1%). Nei 22 giorni, sui 31 di maggio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,4 milioni di MWh, di cui il 79,0% venduti dal Responsabile del Bilanciamento

(RdB), ad un prezzo medio di 28,46 €/MWh. Nei restanti 9 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 496 mila MWh, di cui il 69,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 28,81 €/MWh. Complessivamente il 76,4% dei volumi scambiati (1,5 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 23,6% (0,4 milioni MWh) da scambi tra operatori.

(continua)

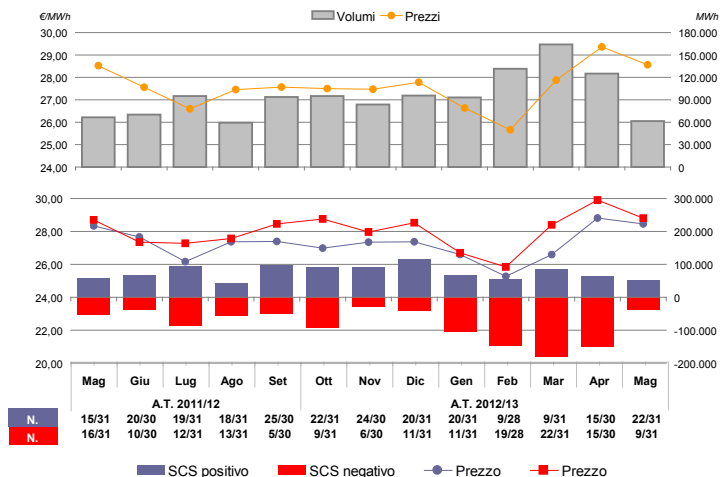
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo	negativo
			n.giorni 22/31	n.giorni 9/31
Prezzo. €/MWh	28,56	(+0,1%)	28,46	28,81
Acquisti. MWh	1.906.159	(-7,7%)	1.410.526	495.633
<i>RdB</i>	342.319	(-59,4%)	342.319	342.319
<i>Operatori</i>	1.563.840	(+28,0%)	1.410.526	153.314
Vendite. MWh	1.906.159	(-7,7%)	1.410.526	495.633
<i>RdB</i>	1.114.604	(+28,2%)	1.114.604	1.114.604
<i>Operatori</i>	791.556	(-33,8%)	295.923	495.633

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	42	32	28



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di maggio non registra alcuna variazione significativa nelle dinamiche seguite dalle principali quotazioni energetiche europee, evidenziando di fatto sulle medesime una generale conferma dell'andamento ribassista in atto sia su base congiunturale, sia a livello tendenziale.

Sul fronte dei combustibili, le uniche parziali eccezioni

emergono, rispetto ad aprile, sui prezzi del Brent e dei suoi derivati, sostanzialmente allineati al valore del mese precedente e, rispetto al 2012, sulle quotazioni del gas, al quinto incremento annuo consecutivo.

D'altro canto, sul versante dell'energia elettrica, il consolidamento della fase decrescente dei prezzi spinge questi ultimi sui livelli più bassi dell'ultimo quadriennio in Italia, Francia e Germania.

A maggio le quotazioni del Brent si mantengono stabili sui livelli più bassi dell'anno (102,5 \$/bbl), e in fase di convergenza verso il riferimento statunitense, rispetto al quale lo spread scende sui valori minimi da febbraio 2011. Su base tendenziale l'ulteriore calo osservato rispetto al 2012 conferma le dinamiche ribassiste in atto da febbraio (-7,0%), deprimendo peraltro le aspettative dei mercati sui prezzi a termine, orientate sui 98,5 \$/bbl sul prodotto annuale relativo al 2014.

Modeste oscillazioni attorno ai valori di aprile si registrano, invece, sui prodotti di raffinazione del petrolio, le cui quotazioni, attestatesi a 602,2 \$/MT per l'olio combustibile (+1,9% congiunturale) e a 861,5 \$/MT per il gasolio (-1,7%), mostrano, d'altro canto, un rafforzamento delle propensioni ribassiste in atto da novembre sulla prima commodity (-11,0%) e da febbraio sulla seconda (-7,8%).

In ulteriore diminuzione anche il prezzo del carbone che, confutando le attese rialziste manifestate dagli operatori ad aprile, scende in Europa al livello minimo dell'ultimo triennio (81,7 \$/MT; -1,5% rispetto ad aprile, -6,0% su base annua) e in Cina su valori mai così bassi da novembre 2011. Al contrario di quanto osservato un mese fa, questa perdurante dinamica rilevata sui listini spot sembra essere recepita anche dai mercati futures, caratterizzati da quotazioni in flessione tanto nel breve quanto nel lungo termine.

In questo contesto, l'applicazione alle quotazioni dei combustibili del tasso di cambio dollaro/euro (1,30 \$/€), stabile su aprile e in ripresa sul 2012 (+1,5%), non produce modifiche di rilievo nelle variazioni congiunturali delle commodity, favorendo invece un'intensificazione delle contrazioni registrate a livello tendenziale.

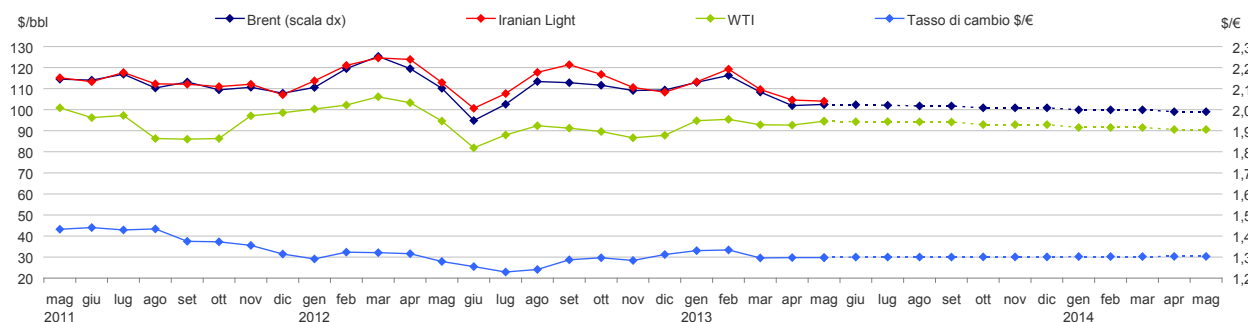
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Mag 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 13	Lug 13	Ago 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,30	-0,0%	+1,5%	1,32	1,30 ▼	1,30 ▼	1,30 -	1,31 ▼
Brent	\$/bbl	102,5	+0,6%	-7,0%	103,0	102,3 ▼	102,1 ▼	101,8 -	98,5 ▼
FOB	€/bbl	79,0	+0,6%	-8,4%	78,2	78,7 ▲	78,6 ▲	78,3 -	75,5 ▲
Fuel Oil	\$/MT	602,2	+1,9%	-11,0%	595,8	599,0 -	602,5 ▼	600,8 -	598,5 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	464,0	+2,0%	-12,3%	452,4	460,9 ▲	463,5 ▲	462,0 -	458,4 ▲
Gasoil	\$/MT	861,5	-1,7%	-7,8%	861,4	850,6 ▼	850,6 ▼	855,8 -	853,7 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	663,9	-1,7%	-9,1%	654,2	654,5 ▲	654,4 ▼	658,2 -	653,8 ▲
Coal	\$/MT	81,7	-1,5%	-6,0%	85,6	81,1 ▼	82,3 ▼	82,9 -	91,1 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	62,9	-1,5%	-7,3%	65,0	62,4 ▼	63,3 ▼	63,8 -	69,8 ▼

Fonte: Thomson-Reuters

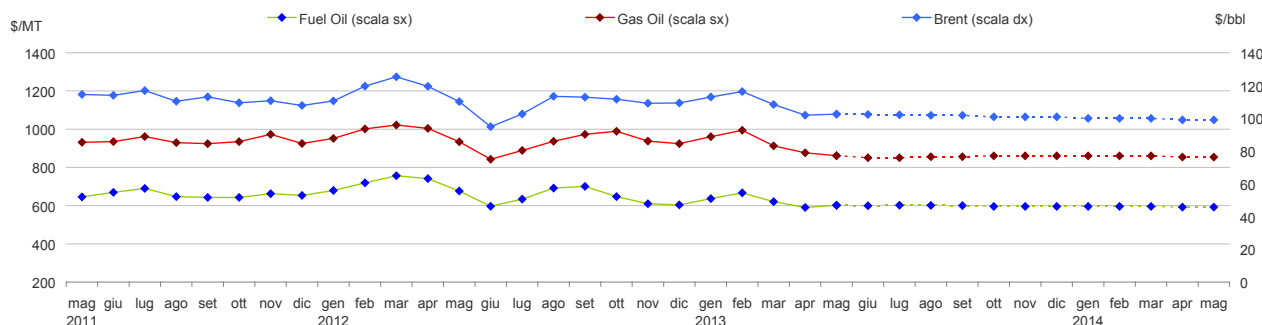
(continua)

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



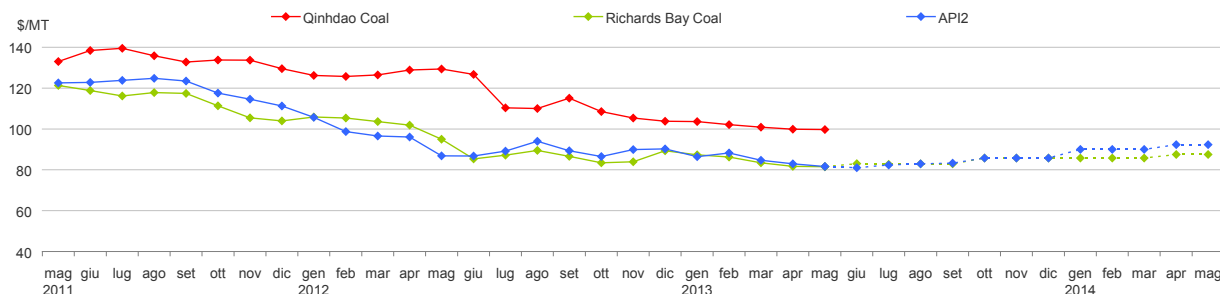
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

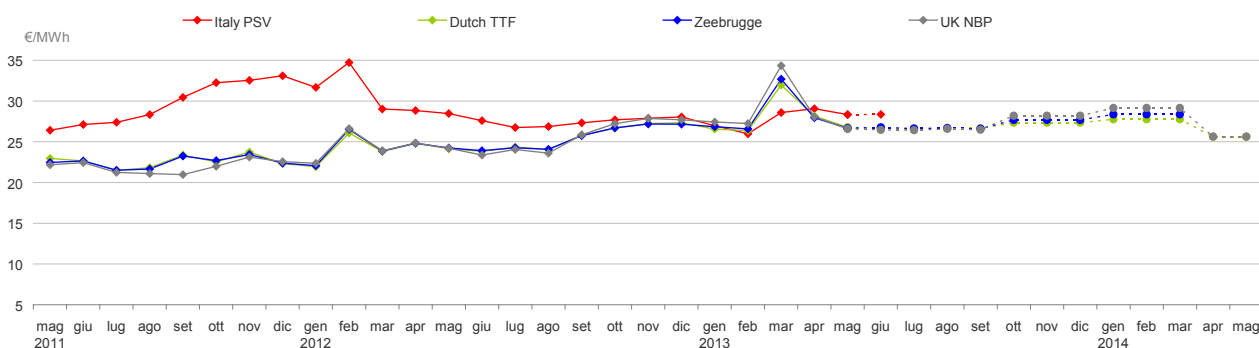
In merito al gas, la flessione registrata su base congiunturale riporta le quotazioni sui principali hub centro-nord europei a ridosso dei minimi annui (26,5 €/MWh circa, -4/-5%), favorendo, inoltre, una lieve ripresa dello spread col PSV italiano, risultato in calo meno sostenuto (28,34 €/MWh, -2,5%) e su valori più elevati rispetto a quanto prospettato dai mercati a termine nel precedente mese di aprile. Su base tendenziale, come

rilevato ormai da marzo 2012, il livello dei prezzi continentali evidenzia una crescita rispetto all'anno precedente (+10/11%), con l'unica eccezione del nostro riferimento nazionale, stabile sui valori del maggio scorso. In ottica futura, il rialzo delle aspettative degli operatori riallinea su tutte le scadenze le quotazioni attorno ai 26/27 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)							
GAS	Area	Mag 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 13	Lug 13	Ago 13	Gas Year 13				
PSV DA	Italia	28,34	-2,5%	-0,4%	27,90	28,35	-	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,77	-4,9%	+10,9%	26,40	26,70	▲	26,60	-	-	26,55	-	-
Zeebrugge	Belgio	26,67	-4,6%	+10,0%	26,31	26,77	▲	26,63	▲	26,69	-	26,87	▲
UK NBP	Regno Unito	26,58	-5,3%	+9,8%	26,19	26,45	▲	26,41	▲	26,57	▲	27,11	▼



Il settore dell'energia elettrica, infine, è quello in cui l'andamento ribassista seguito dai prezzi evidenzia gli effetti più vistosi, misurati dalla flessione al minimo degli ultimi quattro anni dei riferimenti spot italiano (54,89 €/MWh), tedesco (32,06 €/MWh) e francese (31,18 €/MWh), con quest'ultimo nuovamente inferiore alla quotazione relativa alla Germania dopo quasi due anni. Il calo su queste borse, compreso tra il

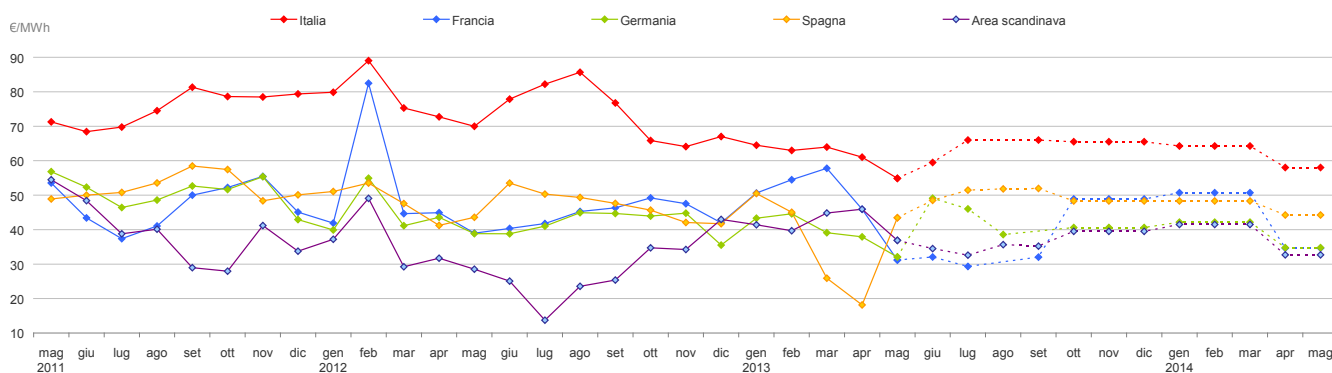
10% e il 32% rispetto ad aprile, si attesta al 17/22% in termini tendenziali, favorendo una ulteriore lieve revisione al ribasso delle aspettative di prezzo espresse dai mercati a termine. In contrapposizione ad una dinamica generalizzata, si segnala esclusivamente la quotazione spagnola a pronti, in forte ripresa rispetto ai bassi valori rilevati il mese precedente, ma comunque in linea con il livello del 2012 (43,45 €/MWh).

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Mag 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 13	Lug 13	Ago 13	Calendar
Italia	54,89	-10,1%	-21,5%	59,25	59,50 ▼	66,00 -	- -	62,10 ▲
Francia	31,18	-32,1%	-20,0%	55,75	32,08 ▼	29,33 -	- -	42,10 ▼
Germania	32,06	-15,4%	-17,5%	44,34	49,11 -	46,00 ▲	38,55 -	38,69 ▼
Svizzera	32,34	-28,7%	-15,4%	-	- -	- -	- -	- -
Austria	31,34	-15,5%	-19,3%	-	- -	- -	- -	- -
Spagna	43,45	+139,2%	-0,3%	39,45	48,50 ▼	51,45 ▼	51,83 -	49,65 ▼
Area scandinava	36,87	-19,7%	+29,4%	36,15	34,50 ▼	32,60 ▼	35,63 -	35,67 ▼



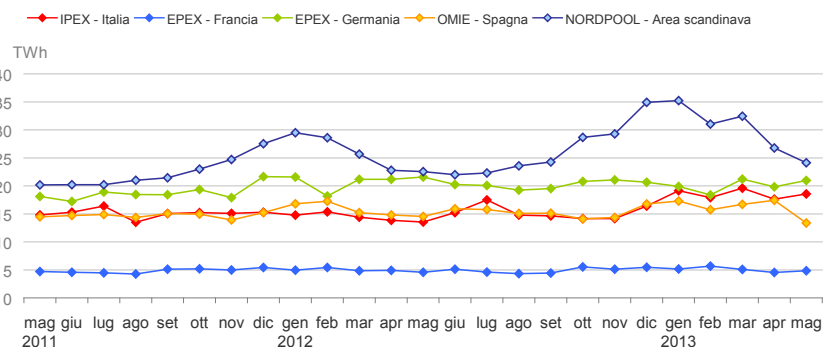
Quanto ai volumi scambiati sulle borse spot, Epex, rappresentativa dei mercati tedesco e francese (25,9 TWh complessivamente, -1% tendenziale), torna a superare Nordpool (24,1 TWh, +7,1%), come frequentemente rilevato anche negli anni scorsi in corrispondenza dei mesi centrali

dell'anno. Si conferma la crescita dei volumi scambiati sul listino italiano, saliti a 18,5 TWh (+37,1%), a fronte di un calo significativo delle contrattazioni registrate sull'exchange iberico (13,4 TWh, -8,2%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Mag 13	Diff M-12(%)
Italia	18,5	+37,1%
Francia	4,9	+6,0%
Germania	21,0	-3,0%
Svizzera	1,8	+11,0%
Austria	0,7	-15,1%
Spagna	13,4	-8,2%
Area scandinava	24,1	+7,1%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di maggio sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 596.218 TEE, in aumento rispetto ai 303.465 TEE scambiati ad aprile.

Dei 596.218 TEE sono stati scambiati 203.396 TEE di Tipo I, 199.931 TEE di Tipo II, 19.544 TEE di Tipo II CAR e 173.347 TEE di Tipo III.

Nel mese di maggio, a ridosso del termine della scadenza dell'obbligo per i distributori, si registra, sul mercato, un forte aumento dei prezzi medi rispetto al mese precedente. In percentuale, infatti, l'aumento è stato pari a 4,04 % per la Tipologia I, 4,35 % per la Tipologia II, 2,53 % per la Tipologia II_CAR e 5,94 % per la Tipologia III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 113,55 € (rispetto a 109,14 € di aprile), i titoli di Tipo II ad una media di 113,45 € (rispetto a € 108,72 di aprile), i titoli di Tipo II_CAR ad una media di 112,86 € (rispetto a €110,07 di aprile) e, infine, i titoli di Tipo III ad una media di 113,16 € (rispetto a 106,81 € di aprile).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.456.821 (837.432 di Tipo I, 1.343.835 di Tipo II, 374.134 di Tipo II CAR e 901.420 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 20.686.563.

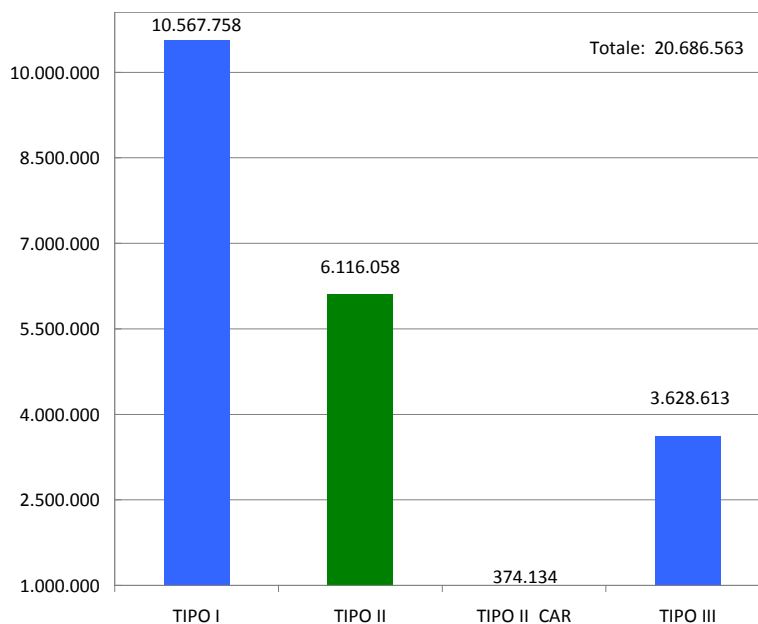
TEE, risultati del mercato del GME - maggio 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	203.396	199.931	19.544	173.347
Valore Totale (€)	23.095.854,94	22.682.733,75	2.205.665,41	19.615.375,10
Prezzo minimo (€/TEE)	105,00	100,00	111,50	102,00
Prezzo massimo (€/TEE)	116,00	115,00	113,90	115,50
Prezzo medio (€/TEE)	113,55	113,45	112,86	113,16

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

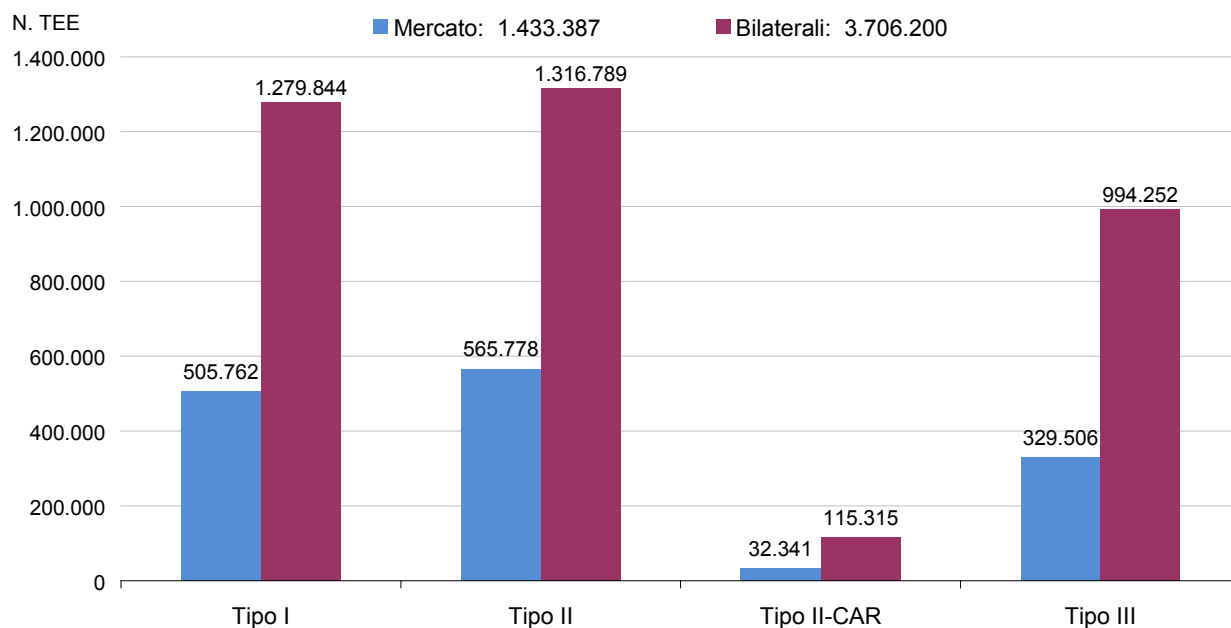
Fonte: GME



(continua)

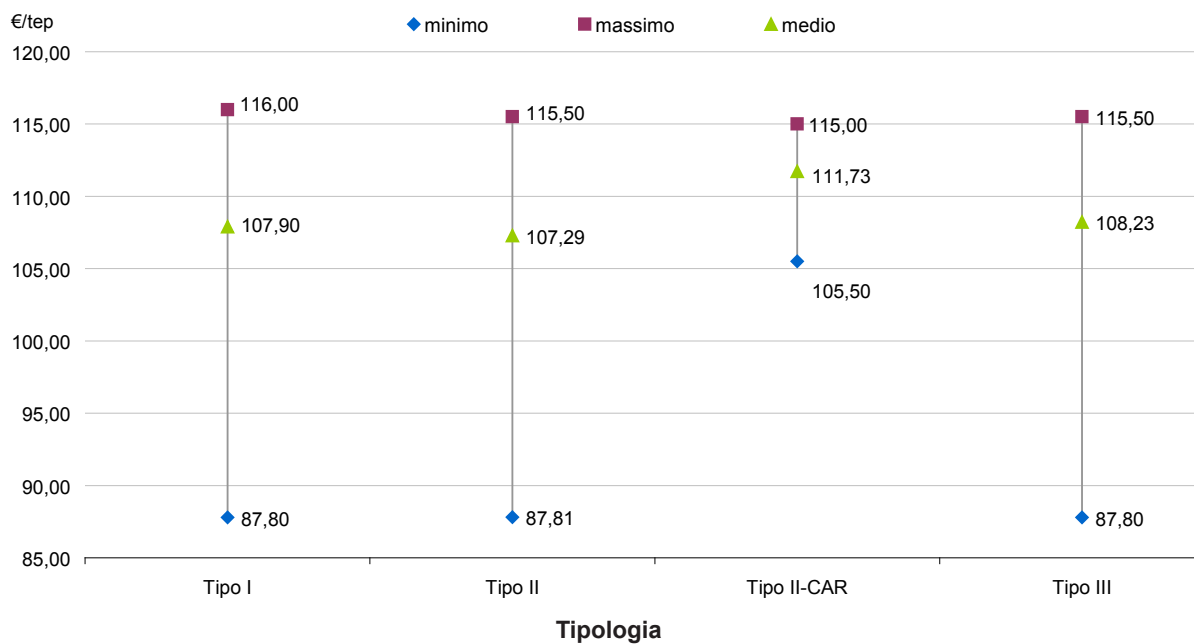
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



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

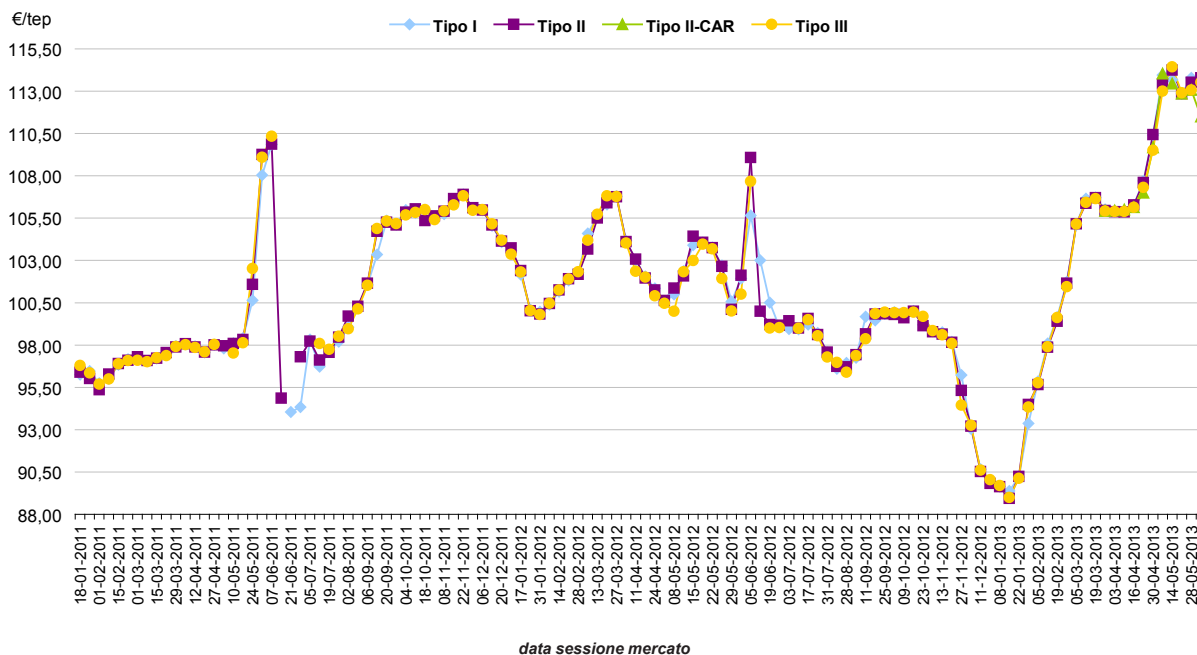
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

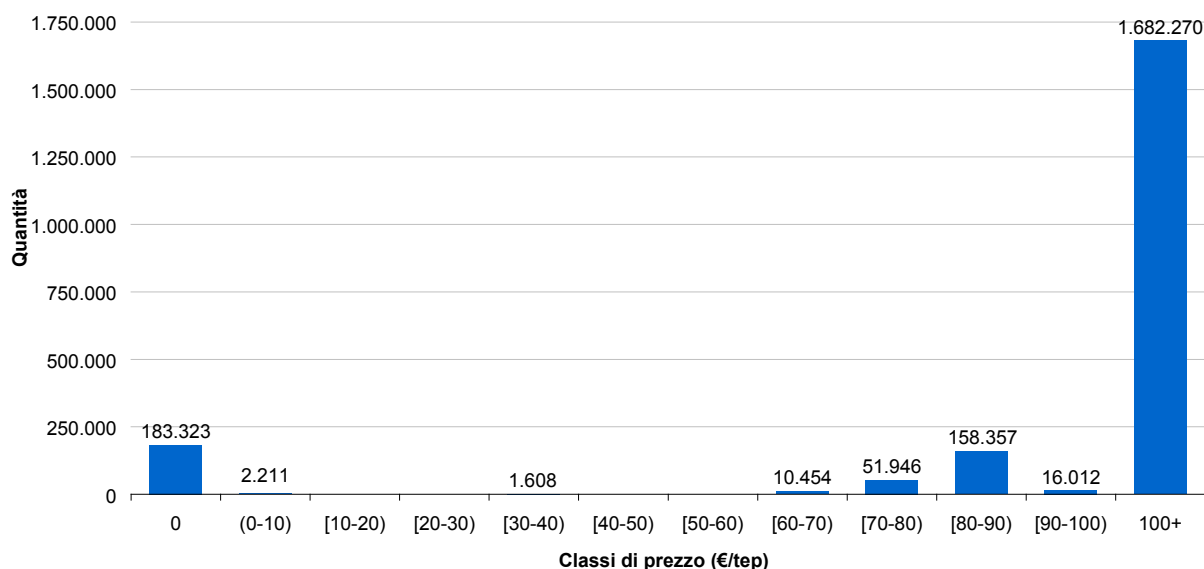


Nel corso del mese di maggio 2013 sono stati scambiati 2.106.181 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali

è stata pari a 98,08 €/tep, minore di 15,3 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 113,38 €/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - maggio 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di maggio 2013, sono stati scambiati 484.869 CV, in aumento rispetto ai 264.800 CV negoziati nel mese di aprile.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere della tipologia di CV con anno di riferimento 2012, che ha registrato il maggior numero di scambi, con un volume pari a 450.695 (262.621 CV_2012 il mese scorso), segue la tipologia di CV con anno di riferimento 2012_TRL, assente dalla piattaforma il mese scorso, con una numerosità sul mercato, pari a 24.193, ed infine, la tipologia di CV relativa all'anno di produzione 2011 con un numero di scambi sul mercato, pari a 9.981 (2.179 CV_2011 nel mese a confronto).

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi rispetto al mese precedente, i CV_2012 hanno registrato un aumento pari a 0,22 €/MWh, mentre i CV_2011 hanno registrato una diminuzione del prezzo medio pari a 1,09 €/MWh.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV_2012_TRL è stato pari a 82,93 €/MWh, il prezzo medio dei CV_2011 è stato pari a 80,70 €/MWh e il prezzo medio dei CV_2012 è stato pari a 80,53 €/MWh.

(1) Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

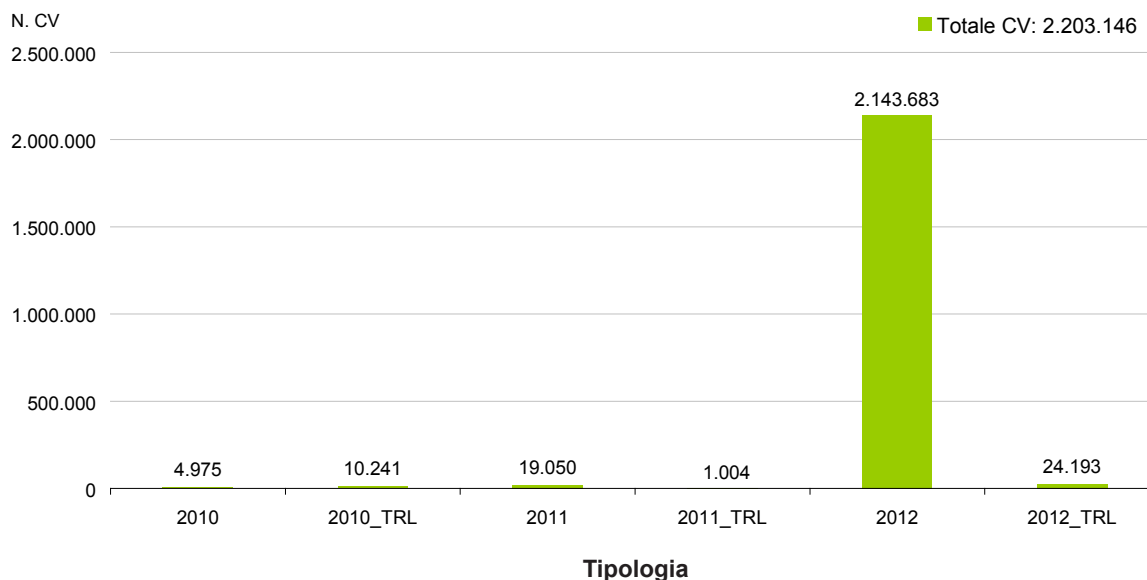
CV, risultato del mercato GME - maggio 2013

Fonte: GME

	Anno di riferimento		
	2011	2012	2012_TRL
Volumi scambiati (n.CV)	9.981	450.695	24.193
Valore Totale (€)	805.501,20	36.295.436,46	24.193,00
Prezzo minimo (€/CV)	80,30	80,34	82,85
Prezzo massimo (€/CV)	80,75	81,10	83,35
Prezzo medio (€/CV)	80,70	80,53	82,93

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

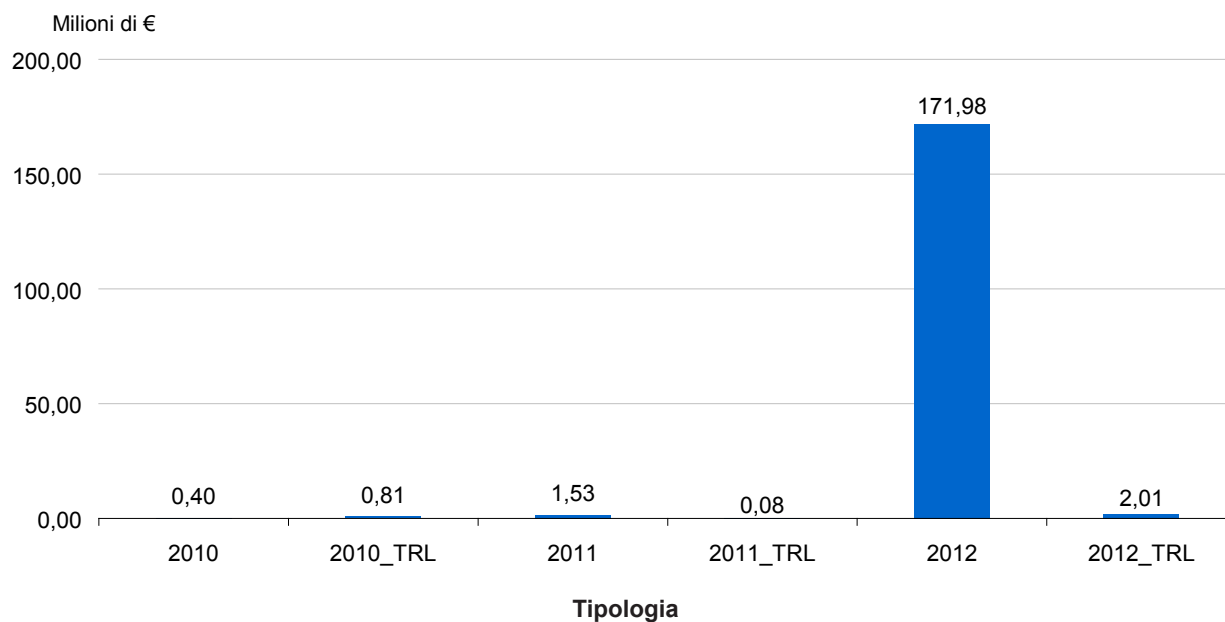
Fonte: GME



(continua)

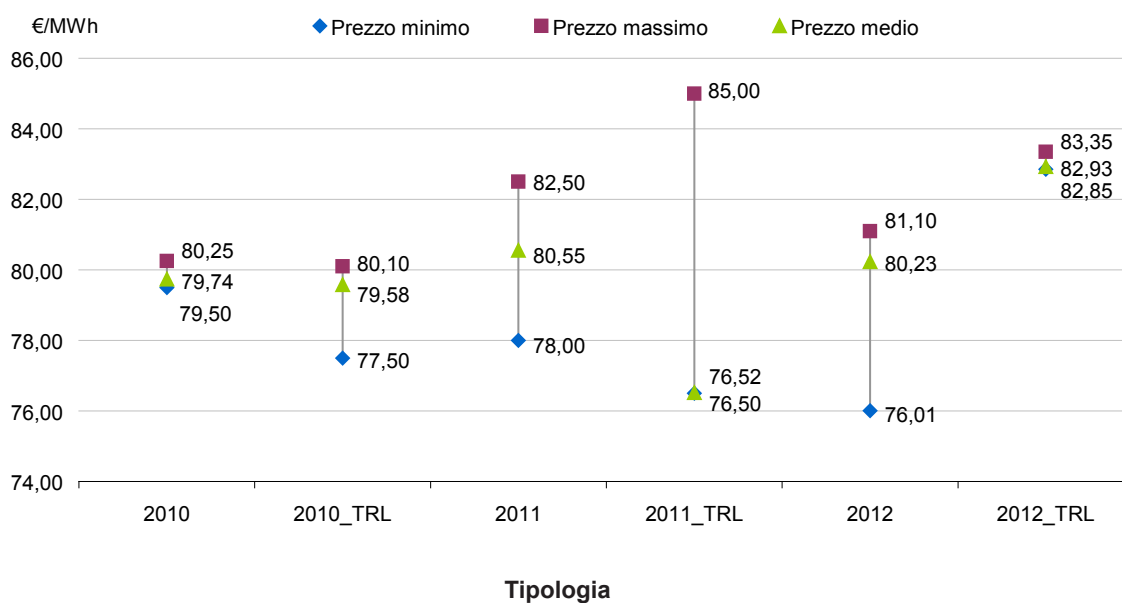
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



(continua)

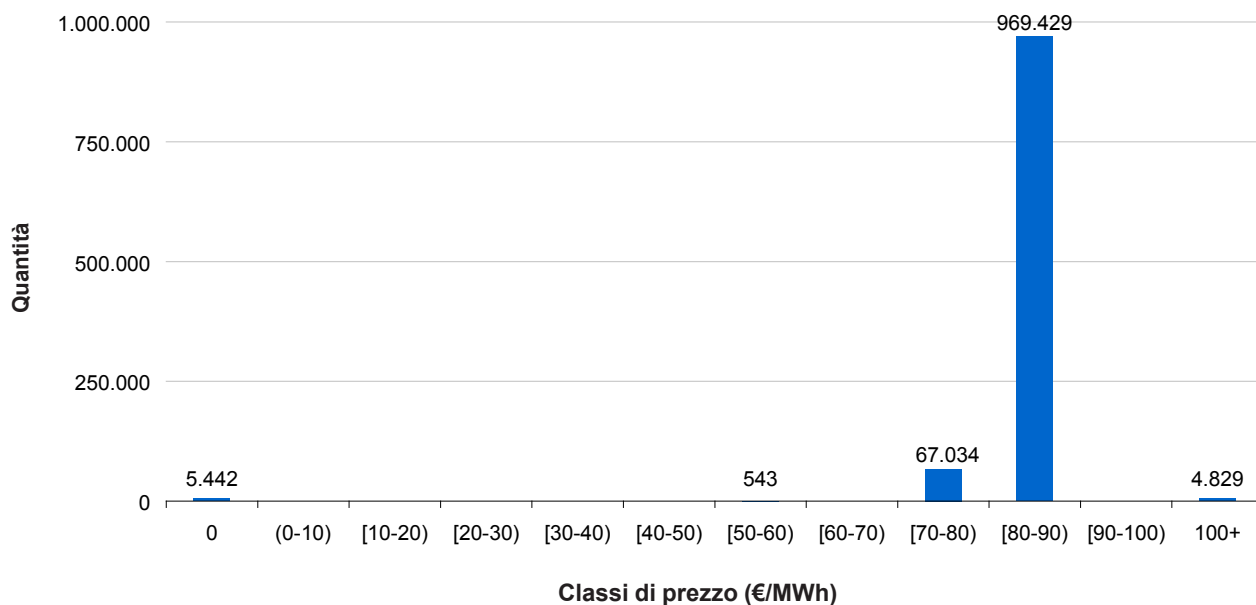
Nel corso del mese di maggio 2013 sono stati scambiati 1.047.277 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. (2.702.614 CV il mese scorso)

La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel

corso del mese di maggio, è stata pari a 80,17 €/MWh in diminuzione di 0,49 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (80,66 €/MWh).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - maggio 2013

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

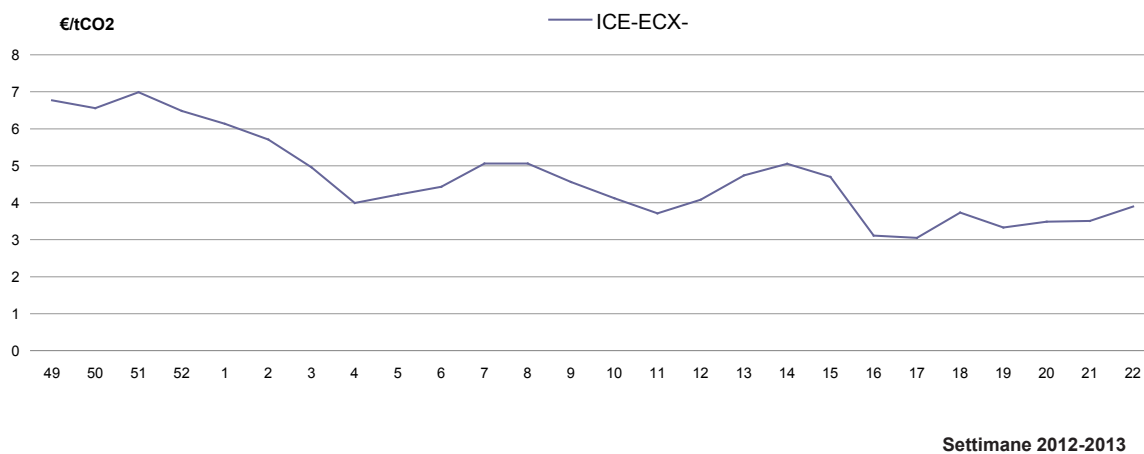
A cura del GME

■ Nel mese di maggio 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 560 milioni di EUAs, in diminuzione del -41,36% rispetto al mese precedente (955 milioni di EUA ad aprile - fonte Point Carbon). Inoltre, sono stati resi noti i dati definitivi relativi alle emissioni di CO2 nell'Unione europea per il 2012 riguardo i settori compresi nel sistema Emission Trading. In Italia, le emissioni da impianti aderenti al sistema, e verificate, sono state pari a 182,5 milioni

di tonnellate, in calo del 3,8% rispetto al 2011. Infine, in relazione alla III fase del sistema ET, i parlamentari europei, fino al 27 maggio, hanno avuto la possibilità di proporre modifiche al piano di back loading prima che il Parlamento voterà la nuova proposta, nella settimana del 01-04 luglio. Riguardo le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, effettuate sul mercato ICE-ECX, le quotazioni mostrano un andamento da 3,73 €/tonn a inizio mese, a 3,9 €/tonn alla fine.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2012 - 2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



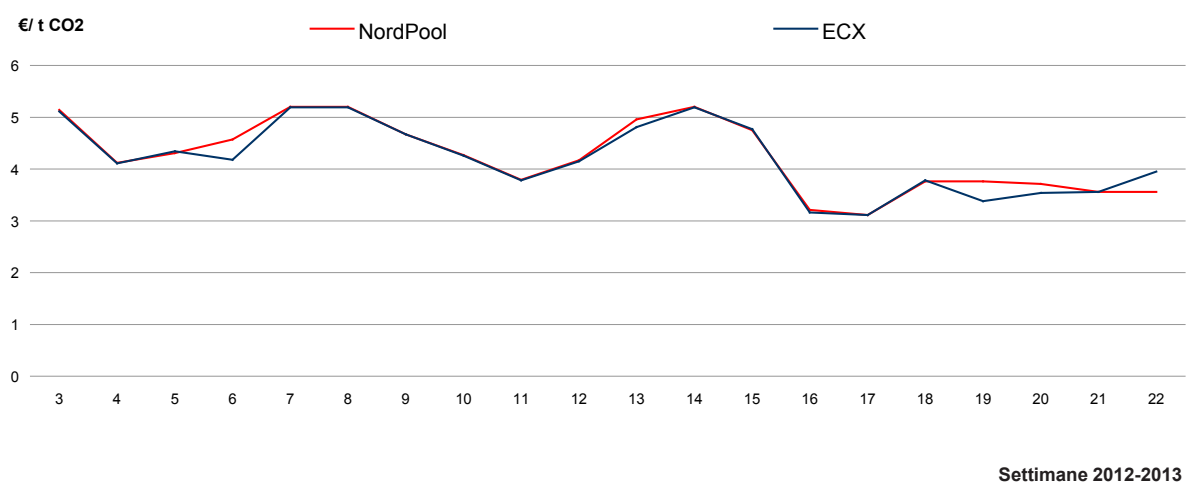
In relazione, invece, all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price a 3,78 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere

a fine mese, con settlement price pari a 3,95 €/tonn. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2013 sui maggiori mercati europei.

(continua)

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



DOMANDA DI GAS NATURALE E MERCATO GNL: NUOVE PROSPETTIVE DAL SETTORE DEI TRASPORTI

di Claudia Checchi – REF-E

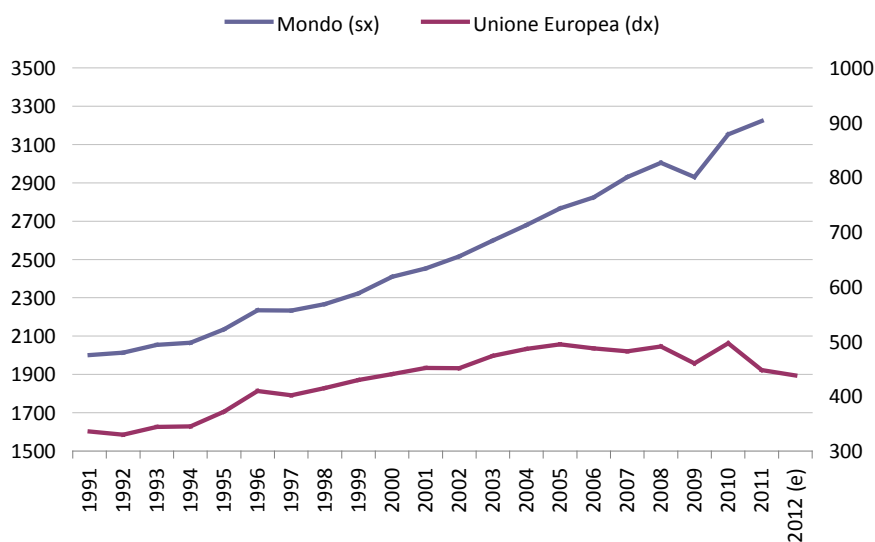
(continua dalla prima)

In questo quadro la domanda di gas per trasporti potrebbe rappresentare un elemento in controtendenza: le spinte ambientali e le innovazioni tecnologiche hanno recentemente

aperto nuove prospettive per la diffusione dell'utilizzo di GNL nel settore dei trasporti.

Figura 1. Domanda di gas naturale (Gmc)

Fonte: Elaborazione REF-E su dati BP e Eurogas



Come e quando: le tecnologie

Il GNL può essere utilizzato, in base alle tecnologie esistenti, per alimentare il trasporto marittimo (sia commerciale che di servizio ai passeggeri), nonché per il trasporto su strada. Le tecnologie disponibili riguardano sia il trasporto pesante che leggero, i cui impieghi sono ad oggi limitati a percorsi predefiniti, che consentono una maggiore prevedibilità delle esigenze di rifornimento e possono funzionare anche in assenza di reti di rifornimento ben sviluppate. Per il trasporto pesante i motori alimentati a GNL possono avere serbatoi più capienti in modo da garantire già ad oggi una certa autosufficienza, anche se

questa va valutata in relazione allo spazio sottratto alle merci, sia per il trasporto navale che per quello su strada. Un'ulteriore applicazione del GNL per il trasporto leggero su strada riguarda la crescita di punti di distribuzione di gas compresso per auto. Il GNL può infatti essere trasportato e stoccato in maniera più agevole rispetto al tradizionale trasporto via pipeline del gas, e già oggi sono disponibili mini impianti di rigassificazione compatibili con gli spazi delle normali stazioni di rifornimento per auto.

DOMANDA DI GAS NATURALE E MERCATO GNL: NUOVE PROSPETTIVE DAL SETTORE DEI TRASPORTI

(continua)

Perché

L'utilizzo di GNL nei trasporti risponde innanzitutto a esigenze ambientali. Come già per la produzione di energia elettrica l'utilizzo di gas, al posto dei derivati del petrolio, consente di ridurre drasticamente le emissioni di CO2 e di altri gas climalteranti, nonché delle polveri sottili. Nel Nord Europa l'utilizzo del GNL è stato incentivato dalla regolazione dell'International Maritime Organization (IMO), l'agenzia ONU per la sicurezza e la sostenibilità del trasporto marittimo. L'IMO ha definito le cosiddette aree ECA (Emission Control Area) in cui le emissioni solforose sono controllate attraverso rigide limitazioni al quantitativo di zolfo presente nel carburante bunker utilizzato dalle navi (1% che scenderà a 0.1% dal 2015). La prima area ECA è stata introdotta appunto nel Mare del Nord, già dal 2005, poi estesa al Mar Baltico, mentre altre aree ECA sono state attivate negli Stati Uniti (figura 2). La

riduzione prevista dal 2015 si stima comporterà una revisione del 50% circa della flotta attualmente impegnata in Europa e composta da circa 10,000 navi. Il conseguente aumento di domanda di GNL nell'area baltica è stato stimato in circa 7 Mt per il 2030, a fronte di una domanda dell'intera Unione Europea di 47 Mt nel 2012¹.

Il Mediterraneo, insieme alle zone caraibiche e alle coste del Giappone, è una delle aree candidate per una prossima estensione delle aree ECA, e in ogni caso, anche al di fuori delle suddette aree è prevista una riduzione delle emissioni solforose dal 3,5% attuale a 0,5% entro il 2020. L'utilizzo del GNL è da ritenersi, quindi, uno dei modi migliori per rispettare tali limitazioni, considerate le minori opportunità offerte dai combustibili tradizionali.

Figura 2. Zone ECA

Fonte: atti della Prima Conferenza Nazionale GNL per i trasporti



¹ Danish Maritime Authority, North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations.

DOMANDA DI GAS NATURALE E MERCATO GNL: NUOVE PROSPETTIVE DAL SETTORE DEI TRASPORTI

(continua)

Alle motivazioni ambientali se ne possono poi aggiungere altre, che sono, in generale, in linea con la promozione dell'utilizzo del gas in altri settori, come l'esigenza di maggior diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico per l'Europa a favore della sicurezza dell'offerta. Più interne invece al settore dei trasporti sono la necessità di decongestionare i corridoi attuali e creare nuove e più sostenibili forme di mobilità, oltre che di rilanciare gli investimenti in un settore in cui l'Europa ha un tradizionale vantaggio tecnologico che si sta tuttavia erodendo. Dal punto di vista economico i prezzi relativi annuali implicano

nella maggior parte dei casi un vantaggio nell'utilizzo del gas naturale o del GNL rispetto ai combustibili tradizionali. Tale convenienza va tuttavia valutata anche in relazione agli ingenti investimenti necessari per costruire le stazioni di rifornimento e di stoccaggio del GNL. Diverse tipologie di investimento possono avere differenti tempi di ritorno, in rapporto al luogo in cui vengono realizzate (ad esempio nei porti), alla scala del progetto, al traffico atteso, all'evoluzione dei prezzi. Il GNL rimane comunque uno dei combustibili più versatili tra quelli alternativi per l'ampiezza degli utilizzi possibili (Figura 3).

Figura 3. Potenzialità nell'utilizzo dei combustibili alternativi

Fonte: Commissione Europea

Combustibile	Modalità	Passeggeri su strada			Merci su strada			Aereo	Ferroviario	Navale		
	Raggio	Corto	Medio	Lungo	Corto	Medio	Lungo			Corto	Medio	Lungo
GPL												
Gas Naturale	GNL											
	GNC											
Elettrico												
Biocombustibili												
Idrogeno												

Le problematiche

L'ingente richiesta di investimenti non è l'unica limitazione allo sviluppo di questo settore. La mancanza di standard tecnologici comuni, di un quadro normativo chiaro per i procedimenti autorizzativi, la presenza di dubbi sulla accettabilità sociale del GNL sono ad oggi considerati freni decisivi. La mancanza di standard tecnologici, soprattutto in riferimento alle stazioni di rifornimento, potrebbe portare alla creazione di mercati locali legati a specifiche esigenze prevenendo la diffusione su larga scala, mentre la mancanza di un quadro normativo e autorizzativo certo, oltre alla mancata promozione del settore a scapito dell'accettabilità, potrebbero aumentare considerevolmente i costi dei nuovi investimenti.

La spinta normativa

Proprio sotto questi impulsi è nata la strategia europea per la mobilità sostenibile, che punta ampiamente sull'utilizzo di GNL e gas compresso (GNC), pur in un contesto in cui viene riconosciuta l'importanza di tutti i combustibili alternativi. La strategia è finora sfociata in una comunicazione della Commissione al Parlamento e in una proposta di Direttiva, ma gruppi di studio sono al lavoro per definire ulteriori azioni. La proposta di direttiva è comunque già ampiamente innovativa, in quanto, oltre ad imporre l'individuazione di standard tecnologici comuni, prevede l'installazione di punti di rifornimento di GNL e gas compresso in tutti i porti e lungo tutti i corridoi di comunicazione ritenuti strategici nel piano decennale dei trasporti TEN-T, creando così una rete europea di rifornimento per veicoli alimentati a GNL e gas compresso.

DOMANDA DI GAS NATURALE E MERCATO GNL: NUOVE PROSPETTIVE DAL SETTORE DEI TRASPORTI

(continua)

Figura 4. TEN-T: corridoi prioritari

Fonte: Commissione Europea



Il Mercato del GNL

L'utilizzo del gas nel trasporto, sia navale che su strada, potrebbe dunque dare nuovo impulso al mercato europeo del gas, in particolare a quello del GNL. Questo sviluppo non avverrà nel brevissimo periodo e richiederà diversi anni, tuttavia non è detto che il mercato del GNL sia pronto per questa sfida, per diversi motivi.

A livello mondiale, il 2012 è stato il primo anno nella storia della "giovane" industria del GNL, in cui si è registrata una contrazione degli scambi, con importazioni totali ferme a 236,3 Mt (-1,9% sul 2011). La contrazione non è legata alla mancanza della domanda, che anzi è in continua crescita soprattutto verso l'area asiatica, ma piuttosto alle restrizioni dal lato offerta e trasporto che hanno causato la seppur leggera contrazione del mercato: interruzioni programmate e non degli impianti esistenti si sono affiancate ad una crescita inferiore rispetto alle attese della capacità di liquefazione, con l'ingresso nel corso dell'anno di un solo terminale (Pluto, in Australia). In effetti, negli ultimi anni, la crisi economica, insieme alla rivoluzione dello shale gas e al crollo della domanda statunitense, hanno rallentato gli investimenti in liquefazione.

Nell'area mediterranea la capacità di liquefazione presente

nei paesi del Nord Africa, pari a quasi 60 Gmc, è stata particolarmente sottoutilizzata, sia per la vetustà degli impianti, sia per la crescente difficoltà di questi paesi a esportare gas. Nonostante le ingenti riserve nella zona infatti, l'instabilità geopolitica ha frenato gli investimenti nei campi di estrazione e contribuito a danneggiare molte delle infrastrutture di collegamento con la costa, ma non ha rallentato la domanda interna, in rapida espansione, soprattutto per la crescente richiesta delle centrali di produzione di energia elettrica. Sintomatico è che Israele sia recentemente divenuto importatore di GNL.

Secondo l'associazione internazionale degli importatori di GNL (GIIGNL), due sono le notizie rilevanti per l'analisi della futura evoluzione del mercato: l'aumento del mercato spot e delle azioni di reload dei carichi, e la decisione finale di investimento per due terminali di liquefazione destinati all'esportazione di GNL dagli Stati Uniti. Il primo elemento è un ulteriore segnale di un mercato in cui la capacità non è cresciuta esattamente in linea con la domanda: il mercato, infatti, è ancora prevalentemente legato a contratti di lungo periodo, spesso con clausole di prelievo minimo e altri vincoli, e con flussi commerciali legati alle rotte tradizionali ormai superate.

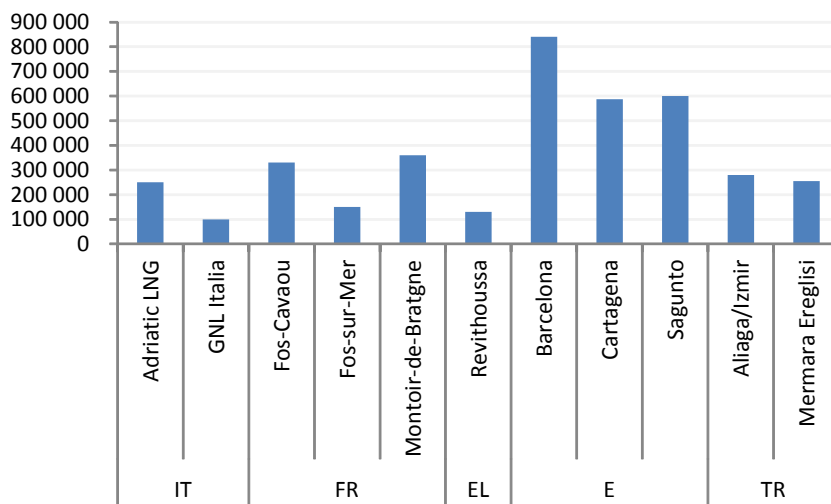
DOMANDA DI GAS NATURALE E MERCATO GNL: NUOVE PROSPETTIVE DAL SETTORE DEI TRASPORTI

(continua)

Un riallineamento è in corso, e molti sono gli investimenti avviati o programmati, tuttavia la situazione attuale non è previsto si risolverà in breve tempo, anche perché l'incognita dello shale gas, con la possibilità di nuove estrazioni in altre parti del pianeta, continua ad incombere come possibile elemento di nuova destabilizzazione delle dinamiche di domanda di GNL. In particolare la crescente domanda asiatica potrebbe essere soddisfatta da gas estratto nella zona, mentre le esportazioni degli Stati Uniti potrebbero non essere attrattive per l'Europa. L'espansione della produzione dei gas convenzionali tuttavia è tutt'altro che certa.

Un ulteriore elemento da tenere in considerazione riguarda lo sviluppo degli impianti di rigassificazione. Gli impianti più adatti per l'utilizzo nel trasporto sono quelli on-shore con elevata possibilità di stoccaggio di GNL. Solo lo stoccaggio infatti rende possibile il coordinamento con le esigenze di rifornimento, che può essere diretto alle navi o indiretto a più piccole stazioni di stoccaggio. In questo senso anche gli investimenti in rigassificazione dovrebbero essere probabilmente riorientati in funzione di impianti più adatti alla nuova industria.

Fig. 5. Capacità di stoccaggio dei terminali di rigassificazione nel Mediterraneo (mc liquidi per Gmc di capacità di rigassificazione)



Fonte: elaborazione REF-E su dati GIIGNL

Il settore del trasporto ha, dunque, un'elevata potenzialità e potrebbe essere in grado di dare sbocco ad un mercato gas europeo stagnante. Le sfide e le difficoltà da superare sono

però molte; per questo il mercato stesso del GNL dovrebbe essere in parte riadattato, sia in termini di infrastrutture esistenti che in termini di organizzazioni commerciali.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 22 maggio 2013 216/2013/R/eel** | “Riconoscimento, ai produttori Cip 6, degli oneri derivanti dall’obbligo di acquisto dei certificati verdi per l’anno 2011” | pubblicato il 24 maggio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/216-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto l’Autorità ha determinato il valore unitario V_m da riconoscere ai produttori Cip 6 per ogni certificato verde dai medesimi utilizzato per l’assolvimento dell’obbligo di cui all’art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 relativamente all’anno 2011 (riferito alle produzioni da fonti non rinnovabili dell’anno 2010). Tale valore unitario è riconosciuto limitatamente all’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili - non rientranti pertanto nella definizione di cogenerazione di cui alla delibera dell’Autorità 42/02 del 19 marzo 2002 - che è ceduta al GSE nell’ambito delle convenzioni di cessione destinata Cip 6.

Il valore unitario V_m , riconosciuto ai produttori titolari di convenzione Cip 6 a titolo di indennizzo, viene annualmente determinato ex post dal Regolatore applicando, come previsto dalla Deliberazione n. 113/06 del 16 giugno 2006, la seguente formula:

$$V_m = QGSE \cdot PGSE + QIAFR \cdot PIAFR$$

dove:

- QGSE è la quota di certificati verdi nella titolarità del GSE;
- PGSE è il prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi nella titolarità dei produttori da impianti IAFR;
- QIAFR è la quota di certificati verdi relativi alla produzione di impianti qualificati dal GSE come impianti IAFR;
- PIAFR è il prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

Sulla base dell’analisi quantitativa effettuata dal Regolatore e pubblicata in dettaglio nell’Allegato A alla presente delibera, per il riconoscimento degli oneri di cui all’obbligo 2011, risulta che:

- la quota QGSE è pari al 0,1% del totale;
- il prezzo PGSE, posto pari al prezzo medio di negoziazione dei certificati verdi, al netto dell’Iva, registrato in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del GME nel periodo compreso tra l’1 aprile 2011 e il 31 marzo 2012, risulta uguale a 80,63 €/MWh;
- la quota QIAFR, è pari al 99,9% del totale (reciproco di cui al punto 1.);
- il prezzo PIAFR risulta pari a 43,96 €/MWh, tenendo conto della produzione effettiva di energia elettrica degli impianti IAFR, differenziata per fonte e per anno di entrata in esercizio dell’impianto.

A fronte della definizione puntuale dei singoli elementi della formula sopra richiamata, il valore unitario V_m per l’anno 2011 risulta essere pari a 44,00 €/MWh (con riferimento all’obbligo per il precedente esercizio 2010 tale valore di indennizzo si attestava a 52,14 €/MWh).

Con medesimo provvedimento l’AEEG ha inoltre deliberato che l’ammontare derivante dal rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del presente provvedimento, sarà impuntato a valere sul *Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate*, di cui all’articolo 49, del Testo Integrato Trasporto.

■ **Delibera 16 maggio 2013 207/2013/R/efr** | “Approvazione del contratto-tipo predisposto dal Gse ai fini dell’erogazione degli incentivi previsti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare” | pubblicato il 17 maggio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/207-13.htm>

L’Art. 21, comma 8, del Decreto Interministeriale 6 luglio 2012 (nel seguito: Decreto) - relativo ai “*nuovi strumenti incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare fotovoltaica*” - prevede che, ai fini del conseguimento degli incentivi, previsti dal medesimo Decreto, per ogni singolo impianto alimentato da fonte rinnovabile diversa dalla fonte solare, il soggetto responsabile dell’impianto, a valle dell’effettivo conseguimento del diritto di accesso ai meccanismi di incentivazione, sia tenuto a stipulare un contratto di diritto privato con il GSE e che il GSE stesso fornisca all’AEEG tutti gli elementi necessari per la definizione, da parte di quest’ultima, del contratto-tipo.

Il successivo Art. 23, comma 1, del Decreto specifica inoltre che l’accesso al meccanismo di incentivazione dello Scambio sul posto (attualmente regolato con la delibera AEEG 570/2012/R/efr) risulta alternativo ai meccanismi di incentivazione previsti dal medesimo Decreto e pertanto non è soggetto alla sottoscrizione del contratto-tipo.

Ciò premesso, in attuazione delle disposizioni richiamate, il GSE ha trasmesso all’AEEG, in data 8 maggio 2013, una proposta di schema del contratto-tipo ai fini:

- dell’erogazione degli incentivi e della commercializzazione dell’energia elettrica immessa, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse dalla fonte solare, di potenza fino a 1 MW ammessi a beneficiare del ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva di cui al Decreto;
- dell’erogazione dei soli incentivi, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse dalla fonte solare, di potenza superiore a 1 MW ammessi a beneficiare delle tariffe incentivanti, non onnicomprensive, di cui al Decreto (segnatamente, per questi ultimi impianti, il GSE non commercializza direttamente l’energia elettrica immessa in rete ma, fatta salva l’erogazione dell’incentivo spettante, l’energia prodotta resta nell’esclusiva disponibilità del produttore).

Novità normative di settore (continua)

A seguito delle relative valutazioni, con il provvedimento in oggetto, l'Autorità ha approvato lo schema di contratto-tipo come predisposto dal GSE ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal Decreto.

Nel deliberarne l'approvazione, l'AEEG ha previsto inoltre che il contratto-tipo da utilizzare come riferimento potrà, in ogni caso, essere oggetto di modifica da parte della medesima a seguito di eventuali aggiornamenti normativi e regolatori che dovessero intervenire in materia e che gli eventuali aggiornamenti che si rendessero necessari, saranno implementati dal GSE previa verifica positiva da parte del Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità.

■ **Delibera 16 maggio 2013 201/2013/R/efr e relativo DCO 201/2013/R/efr** | “Avvio di procedimento in materia di adozione del contratto tipo per il conto energia termica. Direttive al Gse” e “Schema del contratto-tipo, di cui all'articolo 28, comma 1, lettera e), del Decreto Legislativo n. 28/2011” | pubblicato il 20 maggio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/201-13.htm> <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/13/201-13.jsp>

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità ha avviato un procedimento ai fini dell'adozione *i)* del contratto-tipo previsto dall'Art. 28, comma 1, lettera e), del Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28 (nel seguito: D.Lgs. 28/11); nonché *ii)* delle misure in materia di copertura delle risorse economiche per l'erogazione degli incentivi per l'efficienza energetica, previste dall'Art. 11, comma 1, del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012.

Con riferimento al primo punto, l'Art. 28, comma 1, del D.Lgs. 28/11 nel prevedere misure volte ad incentivare interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per l'efficienza energetica di piccole dimensioni, dispone che l'assegnazione dei relativi incentivi venga effettuata tramite contratti di diritto privato fra il GSE e il soggetto responsabile dell'impianto, sulla base di un contratto-tipo definito dall'Autorità.

Segnatamente, il GSE ha trasmesso all'AEEG gli elementi alla stessa necessari per la definizione dello schema di contratto-tipo unitamente ad uno schema di procedura di accesso agli incentivi previsti dalla normativa vigente. Tali elementi sono stati, peraltro, oggetto di un processo di consultazione svolto dal GSE, in esito al quale, come comunicato dal GSE stesso all'AEEG, non sono emerse particolari osservazioni da parte degli operatori.

Ciò premesso, con il provvedimento de quo, l'AEEG ai fini di quanto previsto dall'art. 28, comma 1, lettera e), del D.Lgs 28/11, ha dato avvio ad un procedimento in materia di adozione del contratto-tipo per il cosiddetto “*conto energia termica*”, pubblicando, in allegato alla delibera de qua, il DCO 201/2013/R/efr contenente la proposta di contratto-tipo redatta dal Regolatore.

Con riferimento a tale DCO, si segnala che gli operatori

interessati potranno far pervenire all'AEEG le proprie osservazioni entro il termine indicato del 9 giugno 2013.

Per quanto attiene al secondo punto - relativo alla disponibilità delle informazioni necessarie per lo svolgimento da parte del Regolatore delle funzioni in materia di efficienza energetica di cui all'Art. 11 del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 - con il provvedimento de quo l'AEEG delibera che il GSE:

a) trasmetta alla medesima informazioni in merito all'onere previsto per l'erogazione degli incentivi di cui al DM 28 dicembre 2012 con riferimento all'anno 2013 e la relazione, di cui all'articolo 13, comma 2, del medesimo DM 28 dicembre 2012, sul funzionamento del sistema incentivante dei TEE, nonché ogni altra informazione dovesse in futuro rendersi necessaria per l'esercizio da parte dell'Autorità delle relative funzioni;

b) garantisca alla stessa la continuità di accesso a tutti i dati e le informazioni strumentali all'esercizio delle funzioni di sua competenza nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, in particolare assicurando il rispetto di quanto disposto dalla Delibera 1/2013/R/efr ed in attuazione di quanto successivamente sottoscritto nell'ambito dell'Accordo Operativo tra la Direzione Consumatori e Utenti dell'AEEG ed il GSE.

GAS

■ **Delibera del 9 maggio 2013 196/2013/R/GAS** | “Seconda fase della riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela nel mercato del gas naturale a partire dall'1 ottobre 2013. Modifiche al TIVG” | pubblicato il 13 maggio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/196-13.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha completato il processo di revisione delle condizioni economiche di riferimento applicabili ai clienti tutelati nel settore del gas naturale nell'ambito del quale sono stati pubblicati i precedenti documenti per la consultazione 471/2012/R/gas, 58/2013/R/gas e 106/2013/R/Gas.

Coerentemente agli orientamenti descritti nell'ambito del processo consultivo, in cui sono stati illustrati le fasi graduali di modifica, le nuove condizioni economiche di riferimento e, segnatamente, i nuovi criteri di determinazione delle stesse troveranno applicazione a partire dall'1 ottobre 2013.

In particolare, con riferimento alla determinazione della componente relativa alle condizioni di approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale è stato previsto che a partire dall'1 ottobre:

- l'attuale componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso del gas naturale (CCI) sia sostituita dalla componente CMEM-t indicizzata unicamente alle quotazioni dei prodotti negoziati sul mercato a termine organizzato e gestito dal GME;

Novità normative di settore (continua)

- in deroga a quanto rappresentato nel precedente punto, per il prossimo anno termico 2013/2014, la componente CMEM-t sarà determinata utilizzando le quotazioni dei prodotti trimestrali negoziati sull'hub TTF;

- con successivo provvedimento l'AEEG, indicherà quali quotazioni dei prodotti negoziati sul mercato a termine organizzato e gestito dal GME dovranno essere utilizzate per la determinazione della componente CMEM-t;

- a copertura dei costi connessi alle attività funzionali all'approvvigionamento all'ingrosso sia garantita mediante un apposito corrispettivo CCR, determinato annualmente dall'AEEG e differenziato tra mesi estivi e mesi invernali.

Inoltre, al fine di rendere agevole il passaggio alle nuove condizioni economiche di fornitura, per gli esercenti l'attività di vendita il cui portafoglio di approvvigionamento è ancora caratterizzato da contratti di lungo termine, l'AEEG, conformemente a quanto prospettato nel documento di consultazione 58/2013/R/Gas, ha previsto, l'introduzione a partire dal prossimo anno termico di appositi meccanismi di gradualità, di durata transitoria, a beneficio dei venditori volti a mitigare gli effetti derivanti dalle modifiche apportate alle condizioni economiche di tutela ed, in particolare, alla componente di approvvigionamento all'ingrosso, nonché a promuovere la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo.

Con successivo provvedimento, l'AEEG intende prevedere l'istituzione, a carico dei venditori che si avvalgono del meccanismo di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, di un obbligo di offerta in vendita sul mercato a termine del GME per volumi di gas almeno pari a quelli per i quali tali soggetti hanno usufruito della suddetta agevolazione. L'obbligo di offerta diverrà efficace solo una volta che la componente CMEM-t sarà determinata in funzione delle quotazioni dei prodotti negoziati sul mercato a termine del GME.

■ **Documento di consultazione del 22 maggio 2013 218/2013/R/GAS** | **"Consultazione in merito a disposizioni in tema di bilanciamento di merito economico nel settore del gas naturale"** | **pubblicata il 27 maggio 2013** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/218-13.pdf>

In esecuzione di quanto previsto alla precedente delibera 538/2012/R/GAS, nel documento di consultazione in oggetto, l'AEEG ha formulato, al fine di completare il disegno di funzionamento della sessione di mercato G-1, alcune proposte in ordine ai seguenti aspetti:

- determinazione del prezzo di sbilanciamento a seguito dell'entrata in vigore della sessione di mercato G-1;
- criteri e modalità di partecipazione di Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, alla sessione di mercato G-1;
- definizione dei criteri di neutralità del Responsabile del bilanciamento in relazione all'attività di bilanciamento nonché

remunerazione della capacità di iniezione/erogazione non utilizzata dagli utenti.

Inoltre, nell'ambito del predetto documento, l'AEEG sottopone alla valutazione degli stakeholder anche l'opportunità di modificare l'attuale meccanismo di determinazione del prezzo di sbilanciamento sulla PB-GAS disciplinato nell'art. 7, comma 7.4 della delibera ARG/gas 45/11, adottando, in sostituzione del criterio vigente, quello del minimo costo già applicato sul mercato elettrico. Nel rappresentare le motivazioni sottese a tale intervento, l'Autorità rinvia direttamente alla consultazione del GME in argomento.

Con specifico riferimento alle proposte relative alla sessione G-1, l'AEEG rappresenta che, sebbene il meccanismo di funzionamento di tale sessione, debba, ove possibile, quanto più avvicinarsi al modello di bilanciamento descritto nel relativo network code europeo, l'attuale configurazione dei mercati del gas, ed in particolare i vincoli operativi che caratterizzano il sistema di trasporto e bilanciamento, non consentono di dare piena ed immediata attuazione alle disposizioni ivi contenute. Sulla base di tale assunto, le principali proposte del regolatore prevedono che:

- nella prima fase di attuazione della sessione G-1, sia adottato un unico prezzo di sbilanciamento che tenga conto dei prezzi che si determinano in esito alla sessione G e nella sessione G-1 a cui, a seconda dei casi, va aggiunta o sottratta la componente denominata di small adjustment volta ad incentivare gli utenti a bilanciare la propria posizione;

- l'entità dell'intervento di Snam Rete Gas nella sessione G-1 sia riconducibile a circostanze specifiche in cui la capacità di iniezione/erogazione programmata da stoccaggio risulti non coerente con i limiti tecnici degli impianti o alle capacità di stoccaggio nella disponibilità degli utenti;

- al fine di assicurare che la partecipazione di Snam Rete Gas alla sessione G-1 sia improntata a principi di efficienza, sia introdotto a carico della medesima un apposito meccanismo incentivante la cui puntuale definizione sarà oggetto di approvazione da parte dell'AEEG;

- qualora percorribile dal punto di vista tecnico, sia anticipato il termine ultimo entro cui gli utenti del trasporto sono tenuti a ad effettuare la presentazione dei programmi di trasporto (ad oggi fissato per le ore 19,00 del giorno G-1);

- al fine di evitare che gli interventi del TSO nella sessione G-1 siano condizionate da logiche di opportunità economica, gli eventuali proventi e oneri derivanti da tali attività siano imputati al fondo già istituito presso CCSE volto a consentire la copertura degli oneri connessi al sistema di bilanciamento del gas.

I soggetti interessati potranno far pervenire le proprie osservazioni all'AEEG relativamente al DCO de quo, entro il termine del 1 luglio 2013.

Novità normative di settore (continua)

OIL

■ **Decreto direttoriale n. 17371 del 30 maggio 2013 avente ad oggetto l'approvazione del modello di rilevazione annuale ai sensi dell'art. 21, comma 21.2 del d.lgs. 249/2012** | [Download](#)
http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/downloads/logistica/dm_articolo_21.pdf

In ottemperanza di quanto previsto all'art. 21, comma 21.2 del d.lgs. 249/2013, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato, con il provvedimento de quo il modello di rilevazione annuale mediante il quale i soggetti che a qualunque titolo detengono sul territorio nazionale capacità di stoccaggio di oli minerali anche non utilizzata, relativa a depositi di capacità superiore a 3.000 metri cubi dovranno far pervenire al GME i dati e le informazione in proprio possesso riguardanti le suddette capacità. Nell'approvare tale modello, il MiSE dispone che, fatti salvi i casi in cui l'obbligo di comunicazione derivi da leggi, regolamenti o altri provvedimenti delle autorità, il GME dovrà mantenere riserbo sulle informazioni e sui dati trasmessi dai soggetti sopra indicati ai sensi dell'art. 21, comma d.lgs. 249/2012.

Agenda GME



■ 18 giugno

Incontro operatori su MT-Gas

Milano, Italia

Organizzatore: Gestore dei Mercati Energetici

www.mercatoelettrico.org

Gli appuntamenti

17 giugno

Nuova politica per nuova energia

Roma, Italia

Organizzatore: AIGET

www.aiget.com

18 giugno

Rinnovare l'innovazione energetica

Roma, Italia

Organizzatore: I-Com

www.i-com.org

19 giugno

L'innovazione nella gestione delle reti e dello stoccaggio in una prospettiva di generazione rinnovabile, efficiente e distribuita

Roma, Italia

Organizzatore: Legambiente

www.legambiente.it

19 giugno

I vantaggi del mercato libero dell'elettricità e del gas

Roma, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

www.nomismaenergia.it

19 giugno

L'energia come Business: quali opportunità per le imprese manifatturiere e di servizi

Sesto San Giovanni, Italia

Organizzatore: Comitato promotore distretto energia nord

Milano

www.assolombarda.it

18-19 giugno

5th Wind Energy NRW Industry Day

Dusseldorf, Germania

Organizzatore: Lorenz Kommunikation

www.nrw-windenergie.de

19-20 giugno

World National Oil Companies Congress

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

www.terrapinn.com

21-22 giugno

Summit Italia- Turchia per le Energie Rinnovabili

Organizzatore: WEC

www.wec-italia.it

24-26 giugno

Energy Volatility Summit

Houston, TX, Usa

Organizzatore: The Conferences Board

www.conferenceboard.org

24-27 giugno

2013 ACT Expo

Washington, DC, Usa

Organizzatore: ACT

www.actexpo.com

25-26 giugno

Green Energy 2013

Roma, Italia

Organizzatore: Associazione Bancaria Italiana

www.abi.it

25-26 giugno

Shale Gas World UK

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapinn

www.terrapinn.com

25-26 giugno

REFF Wall Street

New York, NY, Usa

Organizzatore: REFF

www.refwallstreet.com

25-28 giugno

2nd International Conference Energy & Meteorology (ICEM) 2013

Toulouse, Francia

Organizzatore: ICEM

www.icem2013.org

27 giugno

The UK Energy Summit

Londra, Regno Unito

Organizzatore: The Economist

www.energysummituk.com

28 giugno

Smart City e smart Energy: Italia centro di competenza nel cuore del Mediterraneo

Bari, Italia

Organizzatore: Industriaenergia

www.industriaenergia.it

4-7 luglio

ECSEE 2013 - The European Conference on Sustainability, Energy & the Environment

Brighton, Regno Unito

Organizzatore: IAFOR

www.ecsee.iafor.org

8-9 luglio

M2M for the Oil and Gas Industry

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

www.smi-online.co.uk

20-21 luglio

The 2nd SCIEI International Conference on High Energy Physics (ICHEP 2013)

Mosca, Russia

Organizzatore: SCIEI

www.ichep.org

20-21 luglio

2nd International Conference on Smart Grid Systems (ICSGS 2013)

Chengdu, Cina

Organizzatore: IACSIT

www.icsgs.org

22-28 luglio

2nd International Conference Catalysis for Renewable sources: fuel, energy, chemicals

Lund, Svezia

Organizzatore: Boreskov Institute of Catalysis SB RAS

www.conf.nsc.ru

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.