

APPROFONDIMENTI

MERCATO EUROPEO DEL GAS: MONDO REALE E VIRTUALE

di Alberto Clò - Rie

A leggere i numerosi rapporti e comunicazioni di Bruxelles, i sistemi energetici europei godrebbero di ottima salute, così da poter completare entro il 2014 il “mercato interno dell’energia” e realizzare entro il 2015 le “interconnessioni” necessarie ad “eliminare ogni isolamento dei paesi membri dall’Europa dell’elettricità e del metano”¹. Si conseguirebbero così – come ha concluso il Consiglio Europeo del 22 maggio scorso – gli obiettivi portanti della politica energetica europea: competitività, sicurezza, sostenibilità. Le cose non stanno così. Per rendersene conto basta scorrere i quotidiani internazionali che riportano le grandi difficoltà in cui si dibattono i maggiori *players* energetici; l’insufficienza delle risorse finanziarie per realizzare gli investimenti necessari; l’enorme *spread* nei prezzi energetici tra Europa e Stati Uniti (50% nell’elettricità, 300%-400% nel metano), con effetti di spiazzamento della competitività dell’industria manifatturiera del Vecchio Continente; i sempre più forti rischi di blackout elettrico in Gran Bretagna². Su tutto, il fatto che anche nell’energia ogni paese va per conto suo, guardando ai propri interessi e non certo verso un comune agire. “Raramente – ha recentemente scritto l’*Economist* – l’abusato slogan «più Europa» avrebbe più senso e risolverebbe più problemi che in campo energetico”³. Ma così non è. Guardare in faccia alla realtà delle cose, costituisce (costituirebbe) la prima esigenza per uscire da una “crisi energetica” che va colpendo l’Europa. Causata, diversamente dal passato, non da *shock* esogeni ma dall’insipienza, o se si preferisce, dai “fallimenti delle politiche pubbliche”. Quel che non è possibile

continuando a plasmarle su falsi miti o su scenari disegnati su sabbie mobili. Si guardi al metano. In un quinquennio si sono succedute ben quattro ondate di scenari: euforia sino alla Grande Crisi del 2008; successivo scoramento per la caduta dei consumi; ancora euforia per l’“età dell’oro” profetizzata dall’Agenzia di Parigi dopo Fukushima; attuale “tempesta perfetta”, a dire della stessa Agenzia. Molte delle assunzioni su cui essi erano disegnati non hanno retto alla prova dei fatti. L’unico straordinario evento, la “rivoluzione americana” - che ha riportato gli idrocarburi al centro dell’equazione energetica mondiale, smentendo ancora una volta i profeti di sventura del ‘*peak oil*’ - non era stato previsto. Non v’è motivo di ritenere che per gli attuali scenari di consenso le cose vadano meglio: perché nulla è certo su tempi e modi di uscita dalla crisi; perché la dinamica dei mercati è divenuta altamente instabile e imprevedibile; perché la velocità dei cambiamenti e del loro propagarsi non consente di adottare misure che scontentino l’invariabilità del contesto esterno. L’incertezza è lo spettro con cui confrontarsi. Quel che spiega le previsioni diametralmente opposte sul futuro dei prezzi del petrolio: comprese tra un loro crollo, stabilizzazione, forte aumento. Disegnare scenari o *roadmap*, prescindendo dalle mutate condizioni dei mercati o talvolta scontando preconcetti di chi li formula, non è garanzia del loro avverarsi. E’ questo, invece, che sembra guidare gli eurocrati di Bruxelles, interessati testardamente a dipingere una realtà del tutto virtuale, ma funzionale ai loro desiderata politici. Quel che va accadendo, ad esempio, con lo spiazzamento del

► continua a pagina 31

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ SETTEMBRE 2013

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 10
 Mercati energetici Europa
 pag 16
 Mercati per l’ambiente
 pag 20

■ APPROFONDIMENTI

Mercato europeo del gas: mondo reale e virtuale
 di Alberto Clò - Rie
 pagina 31

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

■ APPUNTAMENTI

pagina 38

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre, i volumi di energia elettrica scambiati nel Mercato del Giorno Prima, registrano l'ennesima flessione su base annua (-3,1%) anche se più contenuta rispetto a quella osservata nei precedenti mesi estivi (-6% circa) ed al cumulato dei primi nove mesi dell'anno (-3,5%). Ancora riduzioni percentuali in doppia cifra per le vendite da unità di produzione a gas naturale (cicli combinati) ed a carbone, mentre gli impianti a fonte rinnovabile, ed in particolare l'eolico ed il fotovoltaico, mettono a segno una

crescita tendenziale superiore al 20%. La liquidità del mercato, dopo la flessione di agosto, guadagna due punti percentuali attestandosi a 65,6%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), in ribasso tendenziale ormai da più di un anno, si è attestato a 64,72 €/MWh (-15,7%). Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), il prodotto *Anno 2014 baseload* ha chiuso in rialzo rispetto ad agosto a 61,65 €/MWh (+1,8%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo di soli 29 centesimi di euro/MWh rispetto ad agosto (-0,5%), ma di 12,04 €/MWh (-15,7%) su settembre 2012, si è portato a 64,72 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela ribassi tendenziali in doppia cifra sia nelle *ore di picco* (-16,81 €/MWh; -19,7%) che nelle

ore fuori picco (9,80 €/MWh; -13,5%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 68,41 e 62,73 €/MWh. Il rapporto *picco/baseload* scende pertanto a 1,06 superiore solo al minimo storico (1,02) registrato nel mese di agosto degli anni 2012 e 2013 (Grafico 1 e Tabella 1).

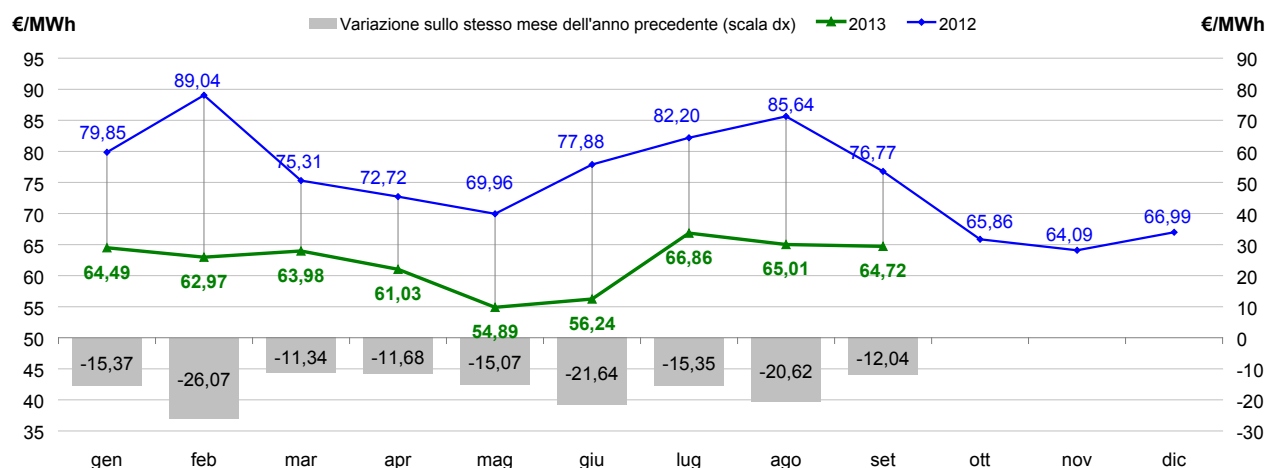
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	64,72	76,77	-12,04	-15,7%	21.448	+5,8%	32.690	-3,1%	65,6%	60,1%
<i>Picco</i>	68,41	85,23	-16,81	-19,7%	26.575	+5,8%	39.711	-3,0%	66,9%	61,3%
<i>Fuori picco</i>	62,73	72,53	-9,80	-13,5%	18.688	+4,7%	28.910	-4,1%	64,6%	59,2%
<i>Minimo orario</i>	26,01	30,54			12.854		21.918		56,2%	47,6%
<i>Massimo orario</i>	137,98	132,75			31.286		42.727		80,0%	69,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



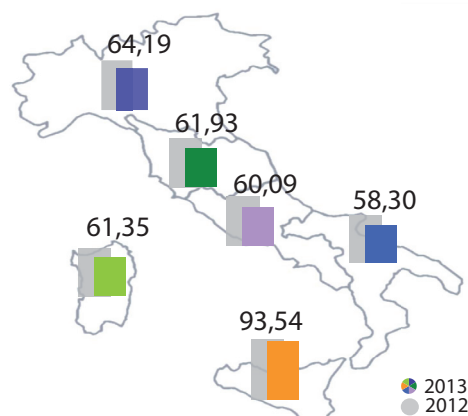
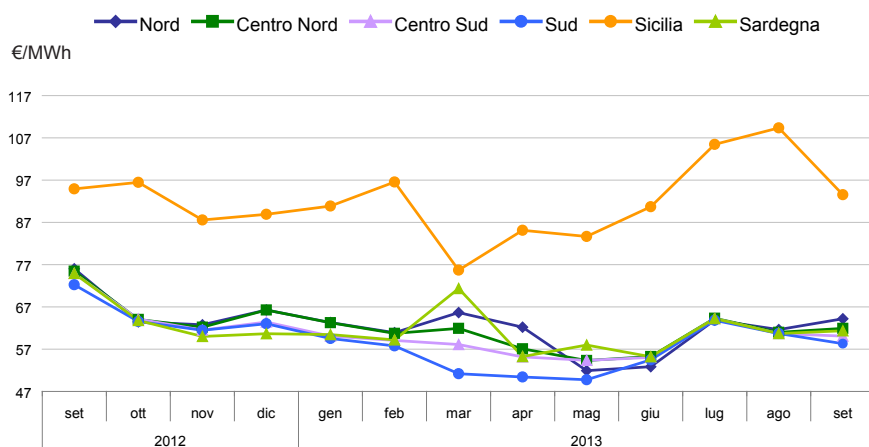
(continua)

I prezzi medi di vendita zonali hanno registrato contenute variazioni congiunturali e consistenti flessioni tendenziali. Unica zona in controtendenza ancora la *Sicilia*, dove invece il prezzo, nonostante la flessione del 14,5% rispetto al picco di agosto, ha

segnato un modesto -1,4% su base annua attestandosi a 93,54 €/MWh. Nelle altre zone il prezzo è variato tra 58,30 €/MWh della *Sud* ed i 64,19 €/MWh del *Nord* (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, in ribasso tendenziale da oltre un anno, con la sola eccezione di aprile, si sono attestati a 23,5 milioni di MWh (-3,1%). L'energia scambiata nella borsa elettrica, grazie alla ripresa degli sbilanciamenti a programma dei venditori bilateralisti (+131,6%), è tornata a crescere portandosi a 15,4 milioni di

MWh (+5,8%). Gli scambi *over the counter* registrati sulla PCE e nominati su MGP sono invece scesi a 8,1 milioni di MWh (-16,6%), segnando tuttavia il massimo, in media oraria, da inizio anno (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, guadagna 2,0 punti percentuali su agosto e 5,5 su settembre 2012 attestandosi a 65,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

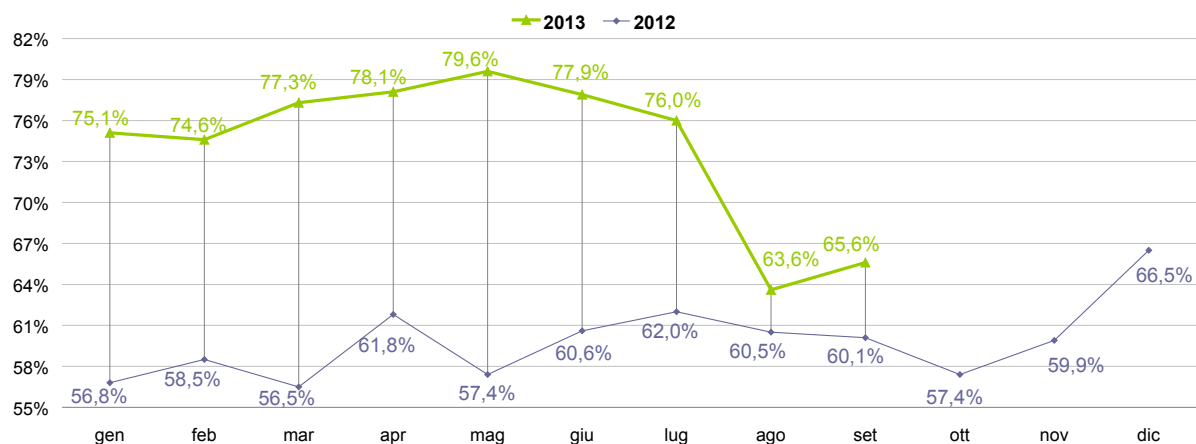
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.442.800	+5,8%	65,6%
Operatori	9.013.062	+8,0%	38,3%
GSE	4.281.738	+4,3%	18,2%
Zone estere	2.148.001	+0,2%	9,1%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	8.094.162	-16,6%	34,4%
Zone estere	816.251	-27,7%	3,5%
Zone nazionali	7.277.911	-15,2%	30,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.536.963	-3,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.766.848	-11,0%	
OFFERTA TOTALE	42.303.810	-6,8%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.442.800	+5,8%	65,6%
Acquirente Unico	1.459.597	-47,8%	6,2%
Altri operatori	8.836.207	-6,4%	37,5%
Pompaggi	3.600	-95,9%	0,0%
Zone estere	122.204	+21,9%	0,5%
Saldo programmi PCE	5.021.193	+131,6%	21,3%
PCE (incluso MTE)	8.094.162	-16,6%	34,4%
Zone estere	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali AU	3.648.849	+17,4%	15,5%
Zone nazionali altri operatori	9.466.506	+8,4%	40,2%
Saldo programmi PCE	-5.021.193	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.536.963	-3,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.289.226	+14,7%	
DOMANDA TOTALE	26.826.188	-1,3%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, ormai in calo da tredici mesi, si sono portati a 23,4 milioni di MWh (-3,1%). Nella zona *Nord*, dove più alta è la concentrazione dei consumi industriali, la flessione degli acquisti (-0,6%) è stata molto più contenuta rispetto alle altre zone. In ribasso anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 122 mila MWh (-10,2%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, in flessione tendenziale del 2,2%, la quinta consecutiva, scendono a 20,6 milioni di MWh. A livello zonale, in controtendenza solo il *Sud* che cresce del 17,8%. In calo le importazioni, pari a 3,0 milioni di MWh (-9,5%), che si confermano su livelli piuttosto bassi (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.280.730	26.779	-9,6%	10.020.014	13.917	-1,9%	12.928.137	17.956	-0,6%
Centro Nord	2.824.445	3.923	-9,5%	1.462.383	2.031	-14,5%	2.345.513	3.258	-5,9%
Centro Sud	5.961.433	8.280	-9,9%	2.338.709	3.248	-16,0%	3.615.481	5.022	-6,6%
Sud	7.234.153	10.047	+7,3%	4.535.389	6.299	+17,8%	2.157.176	2.996	-3,9%
Sicilia	2.711.708	3.766	-2,6%	1.422.612	1.976	-8,3%	1.531.935	2.128	-7,2%
Sardegna	1.254.287	1.742	-11,7%	793.603	1.102	-13,1%	836.516	1.162	-7,0%
Totale nazionale	39.266.756	54.537	-6,5%	20.572.711	28.573	-2,2%	23.414.759	32.520	-3,1%
Estero	3.037.054	4.218	-10,5%	2.964.252	4.117	-9,5%	122.204	170	-10,2%
Sistema Italia	42.303.810	58.755	-6,8%	23.536.963	32.690	-3,1%	23.536.963	32.690	-3,1%

A settembre le vendite da impianti a fonte rinnovabile hanno ancora registrato una sensibile crescita su base annua (+16,1%), tuttavia la più bassa da maggio 2012, sostenuta soprattutto dalla fonte eolica (+20,1%) e solare (+26,2%). Si confermano in flessione, invece, le vendite da impianti a gas (-14,2%) ed a carbone (-10,2%) (Tabella

5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile si è attestata al 33,4% (28,2% a settembre 2012), a scapito delle fonti tradizionali ed in particolare degli impianti a gas, la cui quota è scesa al 41,3% (47,1% un anno fa) (Grafico 4).

(continua)

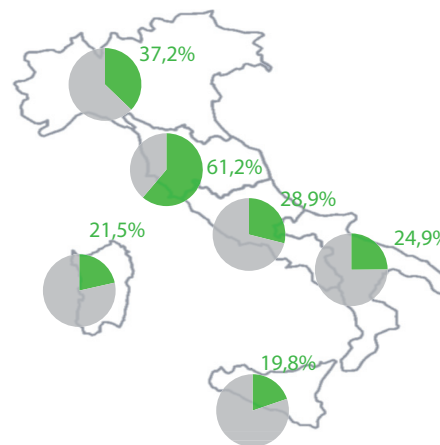
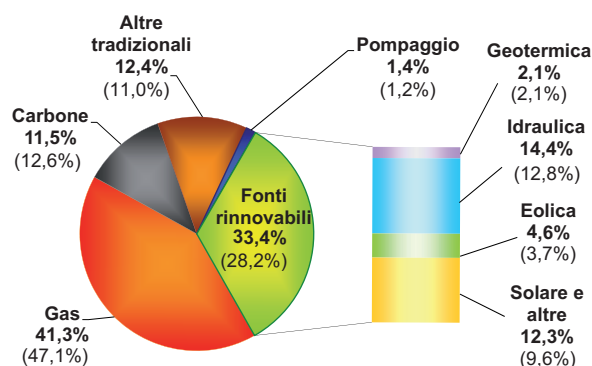
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	8.401	-9,9%	787	-40,2%	2.272	-26,8%	4.732	+12,9%	1.585	-4,4%	857	-18,2%	18.634	-9,7%
Gas	6.362	-10,6%	639	-49,6%	598	-55,8%	2.296	+10,2%	1.451	-4,0%	449	+5,5%	11.794	-14,2%
Carbone	1.347	-2,6%	102	+494,4%	1.449	-5,8%	-	-100,0%	-	-	395	-27,8%	3.294	-10,2%
Altre	691	-16,6%	46	+56,7%	226	+4,6%	2.436	+26,5%	135	-8,9%	13	-82,7%	3.546	+10,1%
Fonti rinnovabili	5.173	+13,2%	1.243	+19,5%	939	+25,1%	1.567	+35,4%	390	-20,0%	237	+7,1%	9.549	+16,1%
Idraulica	3.322	+2,7%	235	+84,2%	268	+44,6%	224	+46,4%	39	+86,9%	17	+54,5%	4.105	+10,0%
Geotermica	-	-	606	-0,2%	-	-	1	-4,0%	-	-	-	-	607	-0,2%
Eolica	9	-36,6%	9	+103,5%	231	+19,3%	752	+64,8%	170	-42,1%	141	+8,1%	1.312	+20,1%
Solare e altre	1.842	+39,6%	392	+30,4%	440	+18,3%	590	+7,9%	181	+4,4%	79	-1,0%	3.525	+26,2%
Pompaggio	343	+16,1%	2	-92,8%	37	+199,7%	-	-	-	-100,0%	8	-	390	+15,7%
Totale	13.917	-1,9%	2.031	-14,5%	3.248	-16,0%	6.299	+17,8%	1.976	-8,3%	1.102	-13,1%	28.573	-2,2%

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 settembre il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente, ogni ora, una capacità di 365 MWh (423 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato per il 98,6% delle ore in import (100,0% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 16,13 €/MWh, è sceso di circa 10 €/MWh rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (-38,7%); quasi dimezzata la rendita

generata, pari a 4,16 milioni di € (-48,4%) (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC), inferiore del 14,6% rispetto a settembre 2012, è stata allocata per il 95,2% dal market coupling (94,8% a settembre 2012) e per lo 0,9% con asta esplicita e nominata (4,5% l'anno precedente). Pertanto il 3,9% dell'NTC non è stata utilizzata (contro lo 0,7% di 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
64,19	48,06	16,13	4,16	378	368	98,6%	88,9%	135	114	1,3%	0,8%
(76,03)	(49,70)	(26,33)	(8,06)	(426)	(423)	(100,0%)	(95,4%)	(151)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

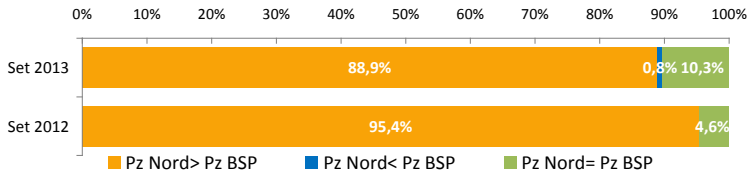
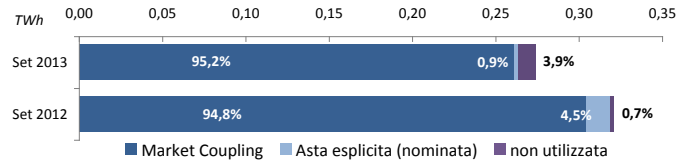


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto si confermano in netta flessione tendenziale in tutte le sessioni di mercato, attestandosi tra 62,92 €/MWh di MI2 e 70,43 €/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 perfettamente allineati per MI1 e progressivamente più bassi nelle altre sessioni (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 1,7 milioni di MWh. In flessione MI1, con 978 mila MWh (-25,2%), MI2, con 394 mila MWh (-26,0%) ed MI3, con 146 mila MWh (-10,4%). Aumentano, invece, i volumi scambiati su MI4, pari a 206 mila MWh (+63,8%), che conferma il deciso trend di crescita e raddoppia il suo peso sulle quattro sessioni (12,0% contro il 5,9% di settembre 2012) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	64,72	76,77	-15,7%	32.690	33.753	-3,1%
MI1 (1-24 h)	64,72 (-0,0%)	74,19 (-3,4%)	-12,8%	1.359	1.818	-25,2%
MI2 (1-24 h)	62,92 (-2,8%)	70,63 (-8,0%)	-10,9%	548	740	-26,0%
MI3 (13-24 h)	64,10 (-4,9%)	75,64 (-6,0%)	-15,3%	406	453	-10,4%
MI4 (17-24 h)	70,43 (-5,6%)	76,60 (-12,5%)	-8,0%	860	525	+63,8%

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

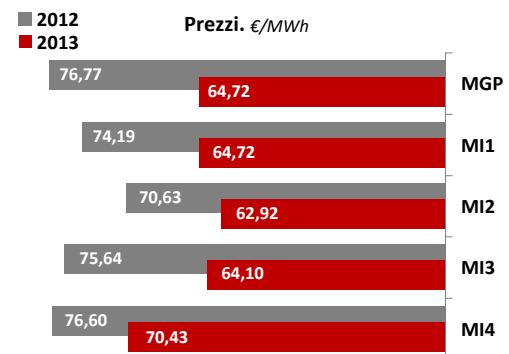
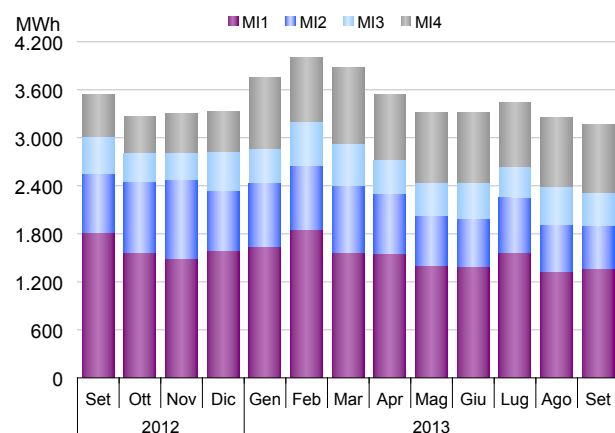
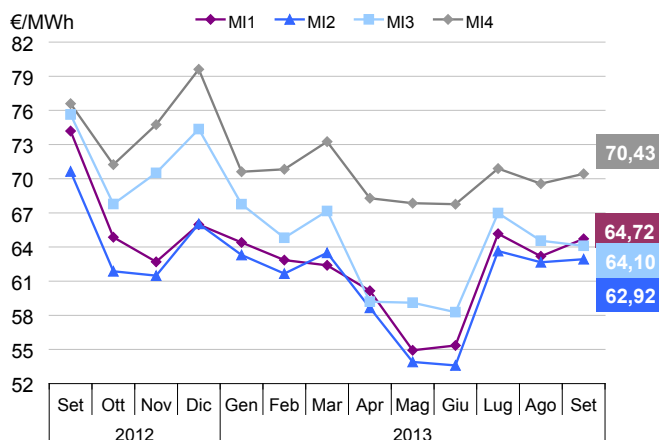


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



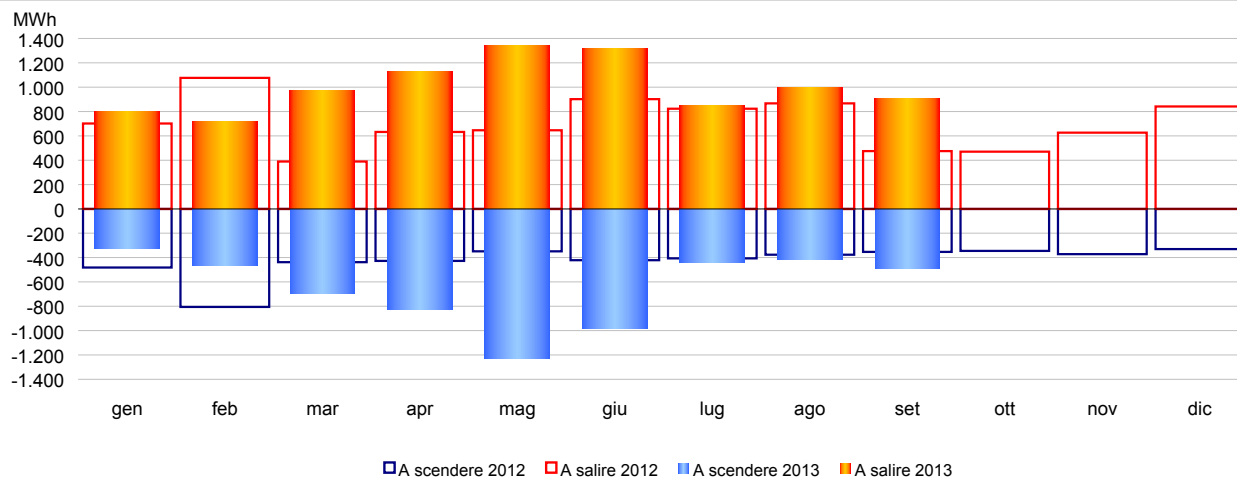
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A settembre, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 653 mila MWh, hanno segnato il settimo aumento tendenziale consecutivo

(+91,3%). Stessa dinamica per le vendite di Terna sul mercato a scendere, che con un +37,9% salgono a quota 351 mila MWh (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a settembre, si sono registrate 31 negoziazioni in cui si sono scambiati 155 contratti, pari a 719 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 10 contratti O.T.C., pari a 7.440 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 46,6 milioni di MWh.

Pressoché stabili o in aumento i prezzi dei prodotti baseload

in negoziazione nel mese; in generale calo, invece, i prezzi dei prodotti peakload (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Ottobre 2013* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 64,85 €/MWh sul *baseload* e 71,84 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.871 e 849 MW, per complessivi 3,9 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

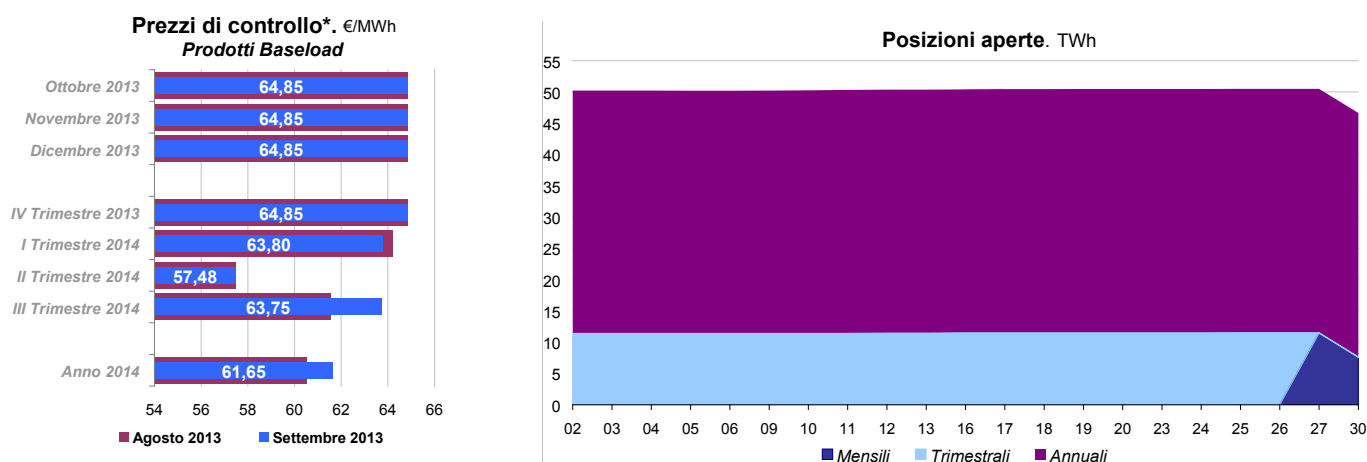
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Ottobre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	4.871	3.628.895
Novembre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	4.871	3.507.120
Dicembre 2013	64,85	+0,0%	1	-	10	10	4.881	3.631.464
Gennaio 2014	63,80	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2013	64,85	+0,0%	1	5	-	5	4.871	10.760.039
I Trimestre 2014	63,80	-0,6%	8	40	-	40	40	86.360
II Trimestre 2014	57,48	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	63,75	+3,5%	1	5	-	5	5	11.040
IV Trimestre 2014	61,57	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	61,65	+1,8%	10	50	-	50	3.968	34.759.680
Totale			21	100	10	110		41.995.664
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Ottobre 2013	71,84	-2,4%	-	-	-	-	849	234.324
Novembre 2013	75,45	-2,4%	-	-	-	-	849	213.948
Dicembre 2013	74,21	-2,3%	-	-	-	-	849	224.136
Gennaio 2014	72,38	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2013	73,78	-2,4%	-	-	-	-	849	672.408
I Trimestre 2014	71,43	-3,1%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	61,96	-2,4%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	65,57	+1,2%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	70,02	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	67,23	-1,4%	10	55	-	55	1.341	4.200.012
Totale			10	55	-	55		4.638.096
TOTALE			31	155	10	165		46.633.760

* 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 settembre 2013 sono state pari a 31,9 milioni di MWh, con un aumento del 14,0% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,1 milioni di MWh, sono cresciute dell'11,2% sostenute dai contratti *baseload* (+13,7%), *peak* (+9,6%) e dai *non standard* (+11,4%). Si confermano in aumento anche le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,8 milioni di MWh (+39,2%), che pertanto rappresentano il 12,0% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (era il 9,8% nel 2012) (Tabella 9).

Le transazioni registrate sulla PCE hanno determinato una

posizione netta di 16,2 milioni di MWh, più alta del 5,5% rispetto a quella del settembre 2012.

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,1 milioni di MWh, sono diminuiti del 16,6% rispetto ad un anno fa, con lo sbilanciamento a programma (8,2 milioni di MWh) in forte crescita (+43,4%). Nei conti in prelievo, invece, i programmi registrati, pari a 13,1 milioni di MWh, sono aumentati del 10,4% mentre il più contenuto sbilanciamento a programma (3,1 milioni di MWh) è diminuito dell'11,0%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è attestato a 1,96, massimo da inizio anno ed in aumento di 0,14 rispetto ad un anno fa (Grafico 11).

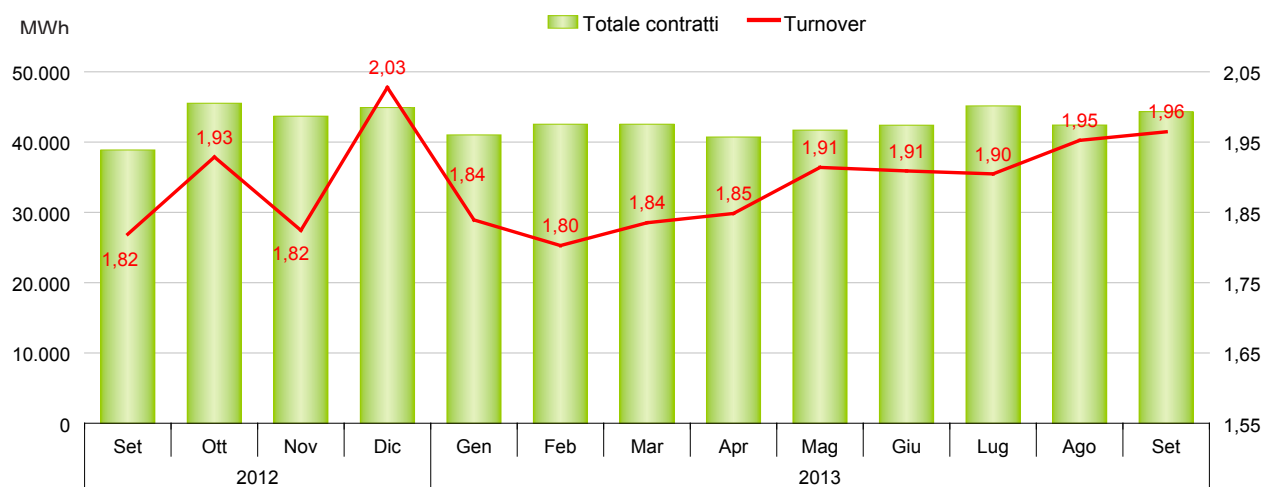
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.902.092	+13,7%	24,8%	Richiesti	10.601.827	-0,3%	100,0%	13.115.355	+10,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	610.896	-15,0%	1,9%	di cui con indicazione di prezzo	5.212.752	+42,9%	49,2%	-	-	-
<i>Peak</i>	737.869	+9,6%	2,3%	Rifiutati	2.507.665	+171,6%	23,7%	-	-100,0%	-
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	2.500.017	+171,6%	23,6%	-	-	-
Totale Standard	9.250.857	+10,9%	29,0%							
Totale Non standard	18.843.086	+11,4%	59,0%	Registrati	8.094.162	-16,6%	76,3%	13.115.355	+10,4%	100,0%
PCE bilaterali	28.093.943	+11,2%	88,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.712.736	-0,5%	25,6%	-	-	-
MTE	3.824.244	+39,2%	12,0%	Sbilanciamenti a programma	8.151.749	+43,4%		3.130.557	-11,0%	
TOTALE PCE	31.918.187	+14,0%	100,0%	Saldo programmi	-	-		5.021.193	+131,6%	
POSIZIONE NETTA	16.245.911	+5,5%	50,9%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel mese di settembre la domanda complessiva di gas naturale ha segnato una nuova flessione su base annua (-6,4%), la sesta consecutiva; non è bastata, quindi, la ripresa dei consumi del settore civile (+7,3%) e quella più modesta del settore industriale (+0,9%) a compensare il calo, quasi cronico, dei consumi del settore termoelettrico (-12,9%). Sul lato offerta, ancora in calo sia le importazioni che la produzione nazionale. In aumento le iniezioni negli stoccaggi,

ma le giacenze a fine mese hanno segnato un ribasso su base annua dell'11,8%.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 3,1 milioni di MWh (pari al 7,0% della domanda complessiva di gas naturale), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento, ad un prezzo di 28,19 €/MWh, in linea con le quotazioni registrate sul PSV.

IL CONTESTO

A settembre, i consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 4.168 milioni di mc (44,1 TWh), in calo del 6,4% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Ancora in flessione i consumi del settore termoelettrico, scesi a 1.848 milioni di mc (-12,9%) ai minimi per il mese di settembre. In crescita, invece, i consumi del settore industriale, con 1.109 milioni di mc (+0,9%), e del settore civile, pari a 1.115 milioni di mc (+7,3%). Ancora su valori minimi le esportazioni, pari a 96 milioni di mc (-50,8%). Dal lato offerta, in calo per l'undicesimo mese consecutivo

la produzione nazionale, pari a 608 milioni di mc (-13,4%); si riducono anche le importazioni di gas naturale, pari a 4.546 milioni di mc (-3,5%). Tra i punti in entrata, in netta flessione le importazioni da *Mazara* (-57,5%) e *Cavarzere* (-47,3%) mentre permangono a regime ridotto quelle da *Gorizia* e dal rigassificatore di *Panigaglia*.

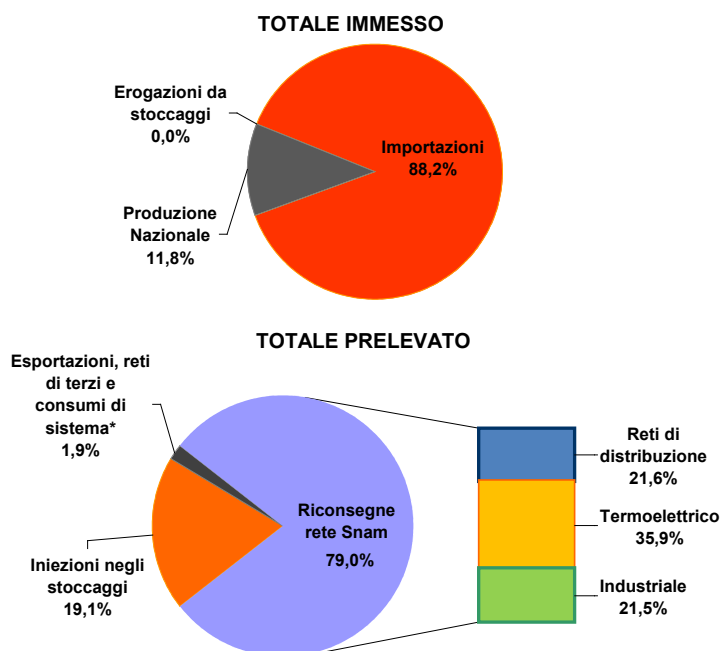
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 985 milioni di mc (+3,0%). Come a settembre 2012, non sono state rilevate erogazioni dagli stoccaggi.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.546	48,1	-3,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	344	3,6	-57,5%
Tarvisio	2.335	24,7	+21,9%
Passo Gries	1.037	11,0	+26,5%
Gela	517	5,5	-1,8%
Gorizia	1	0,0	-88,5%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-97,5%
Cavarzere (GNL)	311	3,3	-47,3%
Produzione Nazionale	608	6,4	-13,4%
<i>Erogazioni da stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.153	54,5	-4,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.109	11,7	+0,9%
Termoelettrico	1.848	19,6	-12,9%
Reti di distribuzione	1.115	11,8	+7,3%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	96	1,0	-50,8%
TOTALE CONSUMATO	4.168	44,1	-6,4%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	985	10	+3,0%
TOTALE PRELEVATO	5.153	54,5	-4,8%

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



(continua)

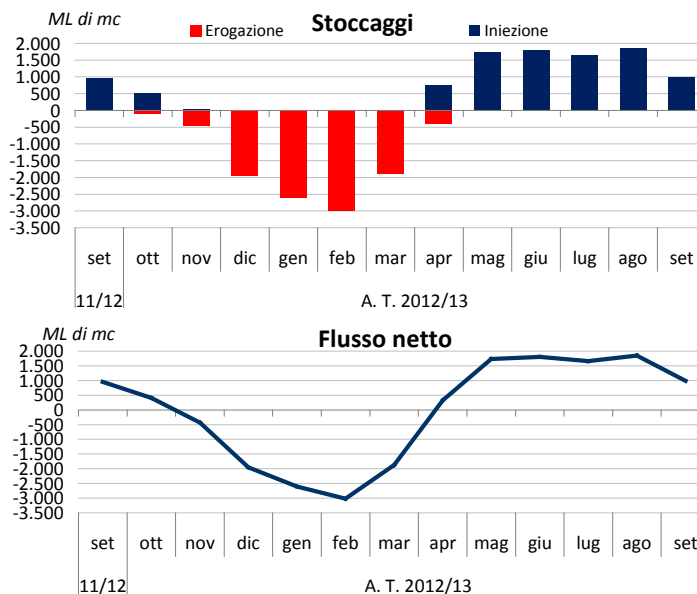
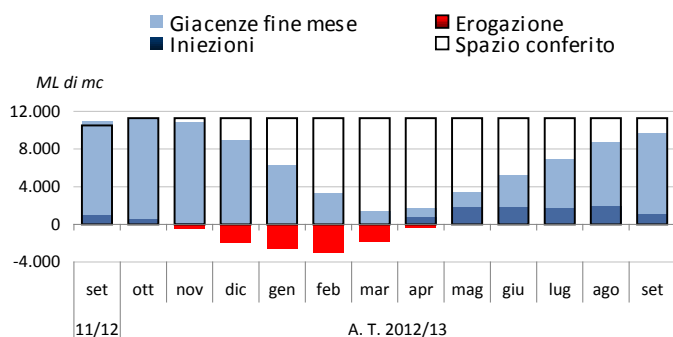
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 9.645 milioni di mc, in calo dell'11,8% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto giacenza/spazio conferito sceso all'85,4% (104,1% nel 2012).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con un aumento tendenziale di 0,70 €/MWh (+2,6%), si è attestata a 28,01 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2013)	9.645	-11,8%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	985	+3,0%
Flusso netto	985	+3,0%
Spazio conferito	11.291	+7,5%
Giacenza/Spazio conferito	85,4%	-18,7 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A settembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,1 milioni di MWh, pari al 7,0% della domanda complessiva di gas naturale (6,0% a settembre 2012).

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato sul MP-GAS

e sul MT-GAS.

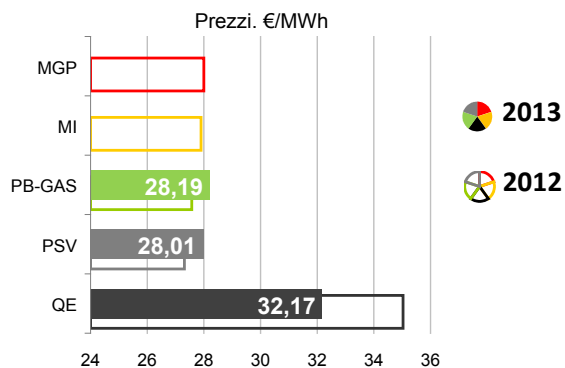
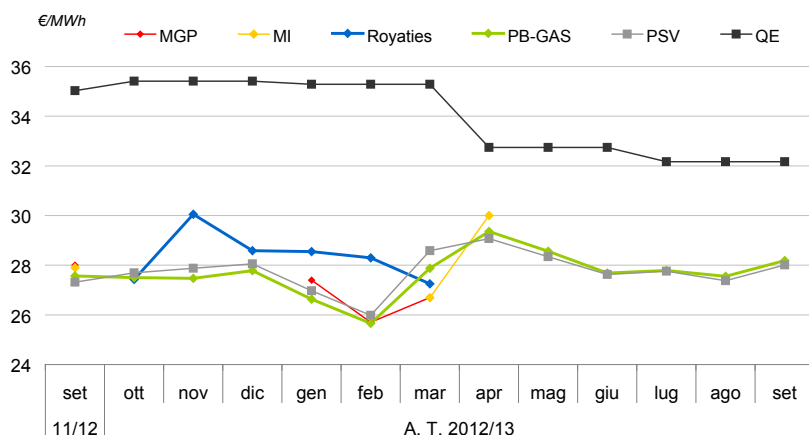
Anche nei comparti Royalties, Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	- (28,00)	-	-	-	(23.760)
MI	- (27,90)	-	-	-	(3.600)
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS	28,19	(27,57)	27,43	29,16	3.085.841 (2.813.294)
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 QE un indice

(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		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2013-09	-	-	27,574	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2013-10	-	-	27,046	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2013-10	-	-	27,063	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2013-11	-	-	27,891	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2013-12	-	-	28,382	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-01	-	-	29,080	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2013-04	-	-	27,777	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-01	-	-	28,402	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-02	-	-	26,972	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	26,328	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	27,804	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2013/2014	-	-	28,086	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	28,775	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2014	-	-	26,648	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2013/2014	-	-	27,365	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,560	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2014	-	-	27,372	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati tutti i 3,1 milioni di MWh, in aumento del 9,7% su base annua, ad un prezzo medio di 28,19 €/MWh (+2,3%).

Nei 20 giorni, sui 30 di settembre, in cui il sistema è risultato corto [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)<0], sono stati scambiati 2,2 milioni MWh, di cui l'87,6% acquistati dal Responsabile del Bilanciamento

(RdB), ad un prezzo medio di 28,25 €/MWh. Nei restanti 10 giorni con il sistema lungo (SCS>0), sono stati scambiati 926 mila MWh, di cui l'89,6% venduti da RdB, ad un prezzo medio di 28,06 €/MWh.

Complessivamente l'88,2% dei volumi scambiati (2,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 11,8% (363 mila MWh) da scambi tra operatori.

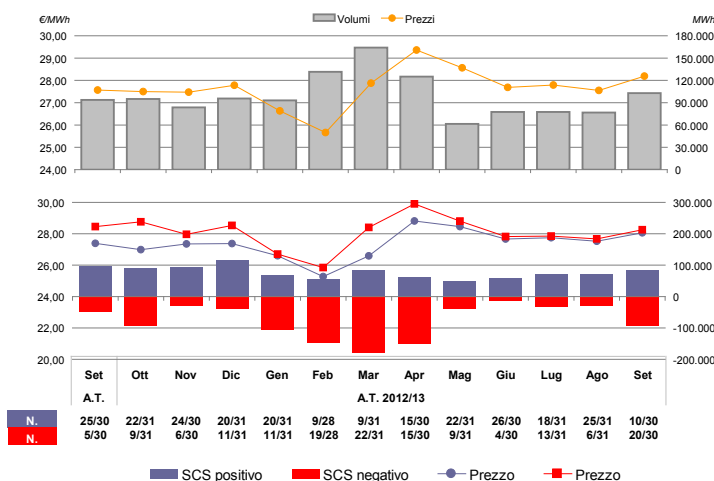
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo. €/MWh		positivo n.giorni 10/30	negativo n.giorni 20/30
Prezzo. €/MWh	28,19	(+2,3%)	28,06	28,25
Acquisti. MWh	3.085.841	(+9,7%)	925.972	2.159.868
RdB	1.892.881	(+676,4%)		1.892.881
Operatori	1.192.960	(-53,6%)	925.972	266.987
Vendite. MWh	3.085.841	(+9,7%)	925.973	2.159.869
RdB	830.128	(-66,1%)	830.128	
Operatori	2.255.713	(+524,6%)	95.845	2.159.869

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	43	37	31



AVVIO DEL NUOVO MERCATO DEL GAS

INTRODUZIONE DEL MERCATO A TERMINE DEL GAS NATURALE (MTGAS)

Con Decreto del 6 marzo 2013, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, n. 74 del 28 marzo 2013 (nel seguito: D.M. 6 marzo 2013), il Ministero dello Sviluppo Economico nell'approvare, ai sensi dell'articolo 30, comma 1, della legge n. 99/09, la Disciplina del mercato del gas naturale (nel seguito: Disciplina) - che raccoglie in un unico corpo normativo le regole di funzionamento del mercato a termine fisico del gas naturale, di cui all'articolo 32, comma 2, del decreto legislativo n. 93 del 1 giugno 2011, e quelle relative al mercato a pronti del gas naturale, operativo dal 10 dicembre 2010 e disciplinato dal Regolamento del mercato del gas, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 26 novembre 2010 e ss.mm.ii. (nel seguito: Regolamento Gas) - ha previsto che la data di avvio del Mercato a termine del gas naturale è determinata con successivo decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, su proposta del GME, decorso un adeguato periodo di sperimentazione. Conseguentemente, in ragione delle sinergie esistenti tra il meccanismo di funzionamento del mercato a termine e quello del mercato a pronti del gas naturale, nonché della contiguità e del coordinamento tecnico-operativo sussistente tra i medesimi mercati, anche l'efficacia delle regole relative al mercato a pronti, contenute nella Disciplina, è stata differita alla data di avvio del Mercato a termine del gas naturale, continuandosi ad applicare fino a tale data le disposizioni contenute nel Regolamento Gas.

Con Decreto del 9 agosto 2013 (nel seguito: Decreto 9 agosto 2013), il Ministero dello Sviluppo Economico, ha determinato, ai sensi del citato articolo 1, comma 3, del D.M. 6 marzo 2013, la data di avvio del Mercato a termine del gas naturale, fissando la stessa al 2 settembre 2013, prevedendo, altresì, che: i. il GME, al fine di dare prontamente avvio alle negoziazioni del Mercato a termine del gas secondo le tempistiche poste dal Decreto 9 agosto 2013, apporti, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6, della Disciplina, le modifiche e le integrazioni alla medesima Disciplina, che si rendono necessarie conseguentemente allo svolgimento del periodo di sperimentazione, nonché alla definizione delle modalità applicative delle condizioni regolatorie prodromiche all'avvio della nuova configurazione del mercato del gas; ii. a far data dal 2 settembre 2013, il Regolamento Gas è integralmente sostituito dalla Disciplina; iii. al fine di riconoscere ai soggetti interessati un adeguato periodo di apprendimento delle disposizioni di cui alla nuova Disciplina gas, il GME, fermo restando l'entrata in vigore della stessa alla data di avvio del MT-GAS, in deroga a quanto disposto dall'articolo 3, comma 3.6, della Disciplina gas, pubblici sul proprio sito internet la nuova

Disciplina gas sin dalla data di adozione del decreto di determinazione della data di avvio del MT-GAS.

A seguito dell'introduzione del MT-GAS l'operatività della piattaforma dell'attuale mercato a pronti del gas cesserà il proprio esercizio in quanto sostituita dalla piattaforma di mercato del nuovo MGAS, regolato dalla Disciplina gas. La configurazione del mercato del gas risulta, quindi, essere la seguente:

- mercato del gas a pronti (MP-GAS), costituito dal Mercato del Giorno Prima del Gas (MGP-GAS) e dal Mercato Infragiornaliero del Gas (MI-GAS);
- mercato del gas a termine (MT-GAS).

A decorrere dal 2 settembre 2013, l'MGAS, in conformità di quanto disposto dal Decreto 9 agosto 2013 sarà pertanto regolato dalle disposizioni contenute nella Disciplina, nonché dalle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) in vigore dal 2 settembre 2013, che troveranno, quindi, applicazione per la partecipazione sia al MP-GAS che al MT-GAS, salvo naturalmente la facoltà per gli operatori già ammessi al mercato di esercitare il diritto di recesso nei 15 giorni successivi alla data di entrata in vigore della stessa Disciplina, ai sensi dell'art. 2, comma 2, lettera a), del Contratto di adesione sottoscritto al momento della presentazione della domanda di ammissione.

Sul MT-GAS sono automaticamente ammessi ad operare tutti gli operatori attualmente iscritti al mercato del gas senza necessità di presentazione di ulteriore domanda e/o documentazione, salvo quanto previsto nel seguito in tema di garanzie. Pertanto, a fronte degli ulteriori servizi forniti dal GME, tali operatori saranno tenuti a corrispondere al GME stesso solo i corrispettivi per i MWh oggetto delle negoziazioni concluse sul MT-GAS. Per tali operatori, in relazione ai soggetti deputati all'accesso al sistema informatico del MT-GAS, il GME inserisce automaticamente gli utenti indicati al punto 6) della domanda di ammissione al mercato del gas, come successivamente ed eventualmente modificati ed integrati, attualmente abilitati ad operare sul MP-GAS.

Qualora gli operatori vogliano differenziare o integrare i soggetti da abilitare a MP-GAS e/o a MT-GAS dovranno presentare la "richiesta di gestione abilitazioni utenti" ovvero la "richiesta di integrazione di abilitazioni utenti".

I soggetti che non abbiano ancora assunto la qualifica di operatore del MGAS, che intendano partecipare al predetto mercato, dovranno presentare apposita domanda di ammissione. Per il dettaglio si rinvia alla Disciplina.

Tutti gli operatori che concludono transazioni sul MGAS sono tenuti al versamento del contributo di cui all'articolo 8 della Disciplina, applicato ai MWh negoziati.

AVVIO DEL NUOVO MERCATO DEL GAS INTRODUZIONE DEL MERCATO A TERMINE DEL GAS NATURALE (MTGAS)

Prodotti e caratteristiche principali del mercato a termine

Il MT-GAS, è un mercato a termine fisico in negoziazione continua, dove gli operatori acquistano e vendono contratti aventi ad oggetto quantitativi di gas che, al termine del corrispondente periodo di negoziazione, verranno registrati nel sistema PSV dal GME, in qualità di operatore qualificato del PSV, per conto degli operatori stessi, ai sensi della

Deliberazione AEEG 525/2012/R/GAS.

Nel MT-GAS, il GME organizza tanti book di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile. In particolare, le tipologie di prodotti negoziati sono: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, Balance of Month (BoM).

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ La debole crescita osservata nel mese di settembre risulta sufficiente a spingere le quotazioni del Brent e dei suoi prodotti di raffinazione sui livelli più alti dell'ultimo semestre, mantenendole comunque su valori sensibilmente inferiori rispetto a quelli rilevati nell'analogo periodo del 2012. Più intensi gli incrementi dei prezzi del carbone, con l'API 2 che dopo la lunga fase ribassista degli ultimi due anni evidenzia l'aumento congiunturale più consistente del 2013, avvicinandosi ulteriormente ai livelli espressi dal

riferimento cinese.

In rialzo anche il prezzo del gas italiano, che dopo aver toccato ad agosto i minimi degli ultimi sei mesi sperimenta nuovamente una crescita, sebbene meno marcata rispetto a quella degli hub continentali. Divergenze decisamente più significative emergono guardando all'andamento delle quotazioni sulle borse europee, con il Pun stazionario sui livelli di agosto a dispetto delle forti spinte rialziste osservate sui listini franco-tedesco.

Nel mese di settembre le quotazioni del greggio europeo si attestano a 111,9 \$/bbl, evidenziando una leggera ripresa congiunturale (+0,6%), sufficiente a portare il prezzo del Brent sui valori più elevati dallo scorso febbraio. Dinamiche opposte emergono su base tendenziale, con il Brent che registra una lieve flessione (-0,9%), a cui si contrappone la ripresa del greggio statunitense il cui livello peraltro, confermando le dinamiche dell'ultimo trimestre, si mantiene prossimo a quello del listino europeo (106,3 \$/bbl, +16% su base annua). In ottica prospettica, le quotazioni del Brent nel prossimo trimestre sono attese fissarsi su livelli lievemente più bassi rispetto a quelli di settembre (107/109 \$/bbl circa), prospettando un andamento del prezzo del petrolio europeo simile a quello riscontrato nella fase conclusiva del 2012. Andamenti analoghi a quelli della commodity di riferimento si rilevano per il gasolio e l'olio combustibile, che pur sperimentando rialzi inferiori all'1% si portano sui massimi degli ultimi sei mesi (gasolio: 935,7 \$/MT, +0,4%; olio combustibile: 613,6 \$/MT, +0,5%). Anche in questo

caso variazioni di segno opposto si osservano su base tendenziale, con il gasolio che segna un calo prossimo al 4%, pari addirittura al 12% per quanto concerne l'olio combustibile.

Decisamente più intensi i rialzi su base mensile del prezzo del carbone europeo (78,7 \$/MT, +4,2%), che si allontana dai valori registrati dal listino sudafricano, convergendo viceversa verso il più elevato riferimento cinese, in flessione per il dodicesimo mese consecutivo. Tale incremento dell'API2 non appare tuttavia adeguato ad invertire un trend che ha visto tutti i mesi del 2013 sperimentare significativi ribassi tendenziali, pari al 12% nel mese in analisi.

In tale contesto, l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (quotazione certo per incerto a 1,34; +0,3% su base mensile; +3,8% tendenziale) contribuisce ad intensificare le variazioni summenzionate, con particolare riferimento per le contrazioni dei prezzi del petrolio e dei combustibili osservati su base annua.

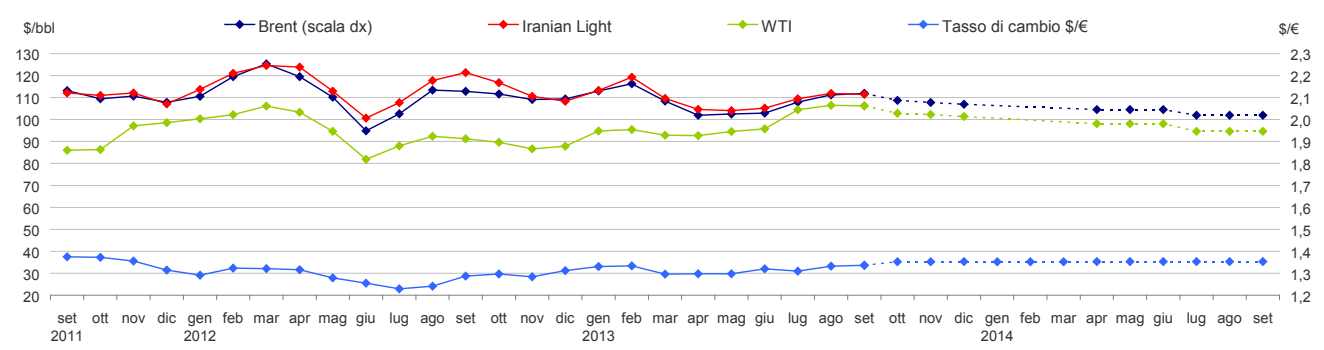
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures							
		Set 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 13	Nov 13	Dic 13	Calendar				
Exch. Rate \$/€	-	1,34	+0,3%	+3,8%	-	1,35	-	1,35	-	1,35	-	1,36	▲
Brent	\$/bbl	111,9	+0,6%	-0,9%	-	108,7	-	107,8	-	107,0	-	102,9	-
FOB	€/bbl	83,8	+0,3%	-4,5%	-	80,4	-	79,7	-	79,1	-	75,9	-
Fuel Oil	\$/MT	613,6	+0,5%	-12,4%	-	605,0	-	607,5	-	610,0	-	607,8	-
1% FOB ARA Barge	€/MT	459,3	+0,2%	-15,6%	-	447,3	-	449,1	-	450,9	-	448,4	-
Gasolio	\$/MT	935,7	+0,4%	-3,9%	-	920,2	-	920,2	-	915,1	-	890,9	-
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	700,3	+0,1%	-7,4%	-	680,3	-	680,3	-	676,5	-	657,3	-
Coal	\$/MT	78,7	+4,2%	-11,9%	-	82,9	-	82,2	-	82,1	-	84,9	-
API2 CIF ARA	€/MT	58,9	+3,8%	-15,2%	-	61,3	-	60,8	-	60,7	-	62,6	-

Fonte: Thomson-Reuters

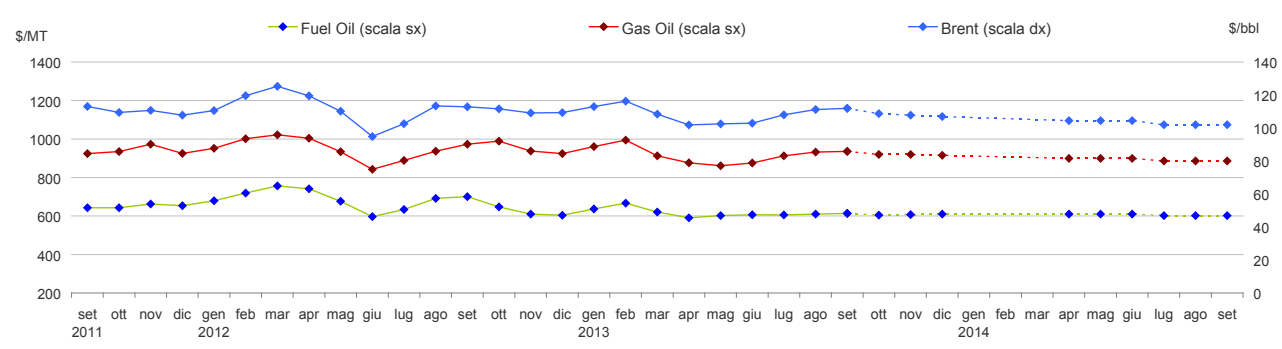
(continua)

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



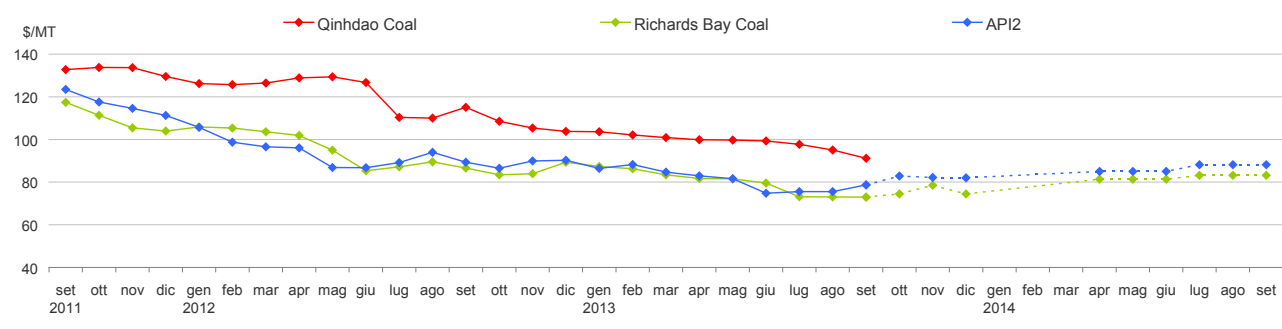
Fonte: Thomson-Reuters

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)

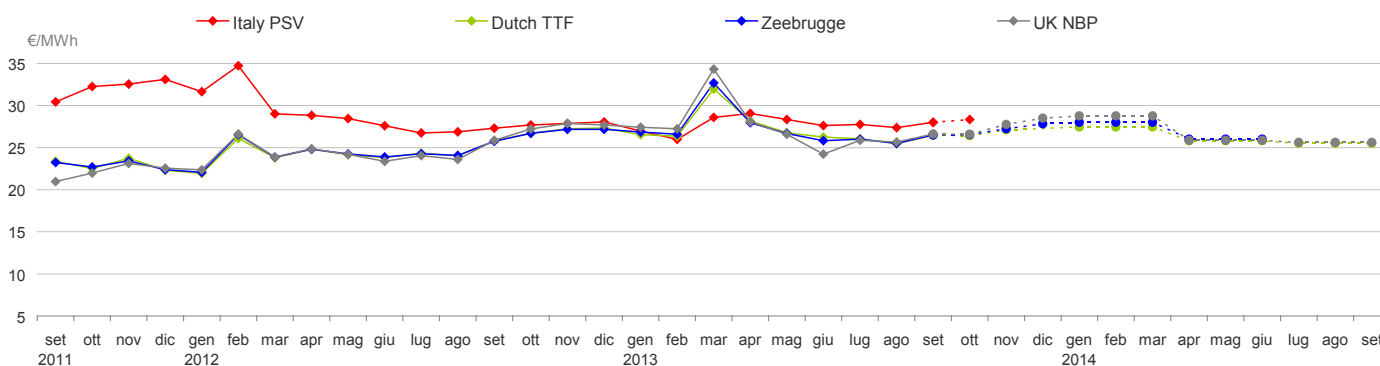
Relativamente al gas, dopo il minimo del semestre toccato ad agosto il prezzo al PSV evidenzia una ripresa congiunturale (28,01 €/MWh, +2,3%), che appare tuttavia meno aspra rispetto a quella osservata nel resto d'Europa. Sui principali hub europei le quotazioni hanno infatti registrato incrementi vicini al 4%, riaccostandosi così parzialmente ai valori espressi

dal gas italiano, ma continuando comunque a registrare un differenziale superiore a 1 €/MWh (TTF, Zeebrugge e NBP attorno ai 26,5 €/MWh). Sui mercati a termine, rispetto al livello spot del prezzo di settembre, emergono aspettative di breve periodo moderatamente rialziste in Italia, con il future mensile di ottobre negoziato a 28,35 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)				
		Set 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 13	Nov 13	Dic 13	Gas Year 13	
PSV DA	Italia	28,01	+2,3%	+2,6%	27,25	28,35	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,47	+4,0%	+2,6%	25,45	26,40	▲	27,10	-	26,45
Zeebrugge	Belgio	26,50	+3,9%	+2,9%	25,55	26,54	▲	27,25	▲	26,76
UK NBP	Regno Unito	26,62	+3,7%	+2,9%	25,41	26,60	▲	27,76	▲	26,99



Sulle borse elettriche si segnalano dinamiche profondamente differenti, con il prezzo italiano che si conferma sui livelli di agosto (64,72 €/MWh) e le quotazioni tedesca e francese che, dopo i minimi di giugno, registrano un nuovo deciso rialzo, portandosi rispettivamente a 43,3 €/MWh e 41,7 €/MWh, (rispettivamente + 9%/+23%).

A dispetto delle divergenze emerse in termini congiunturali, i prezzi rimangono quasi ovunque inferiori a dodici mesi fa,

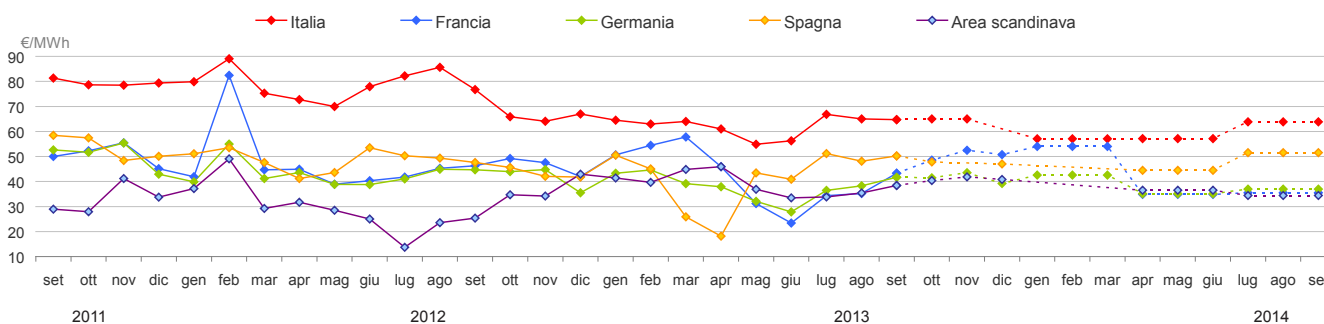
consolidando una tendenza ribassista osservata nel corso di quasi tutto il 2013, particolarmente significativa per il riferimento italiano, in flessione del 16% rispetto a settembre 2012. In ottica prospettica, ad ottobre il prezzo italiano è atteso su livelli analoghi a quelli rilevati negli ultimi due mesi (65 €/MWh), mentre la quotazione transalpina è attesa in ulteriore crescita (48,6 €/MWh), in linea con l'andamento osservato negli ultimi due anni sui mercati a pronti.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Set 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 13	Nov 13	Dic 13	Calendar
Italia	64,72	-0,5%	-15,7%	-	65,00 ▲	65,00 ▲	- -	61,63 ▲
Francia	43,30	+23,1%	-6,5%	37,63	48,55 ▲	52,47 ▲	50,75 -	43,38 ▲
Germania	41,71	+9,1%	-6,6%	36,20	41,44 -	43,50 ▲	39,21 -	39,01 ▲
Svizzera	44,07	+18,3%	-7,2%	-	- -	- -	- -	- -
Austria	42,55	+13,6%	-7,0%	-	- -	- -	- -	- -
Spagna	50,20	+4,4%	+5,5%	49,60	47,80 ▲	- -	47,00 -	47,90 ▲
Area scandinava	38,42	+8,5%	+51,4%	36,10	40,40 ▲	41,85 ▲	40,85 -	38,20 ▲



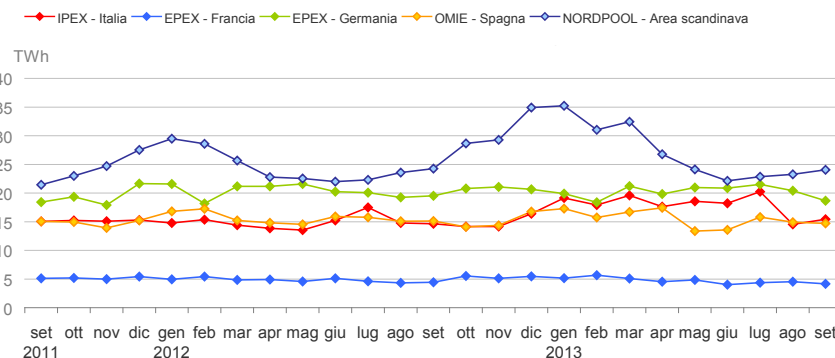
Quanto ai volumi scambiati sulle borse spot, invertendo la dinamica stagionale riscontrata nell'ultimo quadrimestre, NordPool torna la borsa più capiente (24 TWh), davanti ad

Epex, scesa complessivamente sui 23 TWh. Su livelli più bassi l'Italia e la Spagna (15 TWh circa), con la prima che registra un aumento su base annua prossimo al 6%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Set 13	Diff M-12(%)
Italia	15,4	+5,6%
Francia	4,2	-6,0%
Germania	18,6	-4,4%
Svizzera	1,4	+14,2%
Austria	0,7	-9,0%
Spagna	14,7	-2,9%
Area scandinava	24,0	-0,9%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di settembre sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 281.757 TEE, in aumento rispetto ai 73.054 TEE scambiati ad agosto.

Dei 281.757 TEE sono stati scambiati 88.399 TEE di Tipo I, 164.396 TEE di Tipo II, 1.433 di Tipo II CAR, 27.395 di Tipo III e 134 TEE di Tipo V, quest'ultimo per la prima volta sul mercato.

Rispetto al mese di agosto, si registra un aumento dei prezzi medi pari a 0,95 % per la Tipologia I, 1,02 % per la Tipologia II, 0,39% per la Tipologia II CAR, 1,13 % 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 99,27 € (rispetto a 98,34 € di agosto), i titoli di Tipo II ad una media di 99,29 € (rispetto a 98,29 € di agosto) i titoli di Tipo II CAR a 98,39 € (98,00 € ad agosto), i titoli di Tipo III ad una media di 99,27€ (98,16€ nel mese a confronto), e infine i titoli di Tipo V sono stati scambiati ad una media di 99,59 €.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.237.873 (1.319.768 di Tipo I, 2.243.528 di Tipo II, 579.199 di Tipo II CAR e 1.095.138 di Tipo III, 240 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 22.467.593.

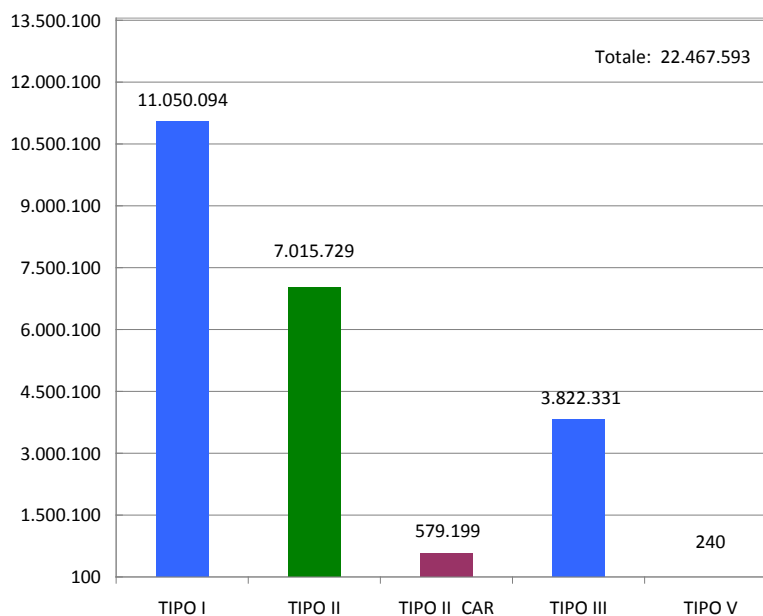
TEE, risultati del mercato del GME - settembre 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati (n.TEE)	88.399	164.396	1.433	27.395	134
Valore Totale (€)	8.775.441,94	16.323.668,76	140.987,05	2.719.419,51	13.344,00
Prezzo minimo (€/TEE)	98,00	98,00	98,35	98,00	98,00
Prezzo massimo (€/TEE)	100,50	101,00	99,85	100,50	100,00
Prezzo medio (€/TEE)	99,27	99,29	98,39	99,27	99,58

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

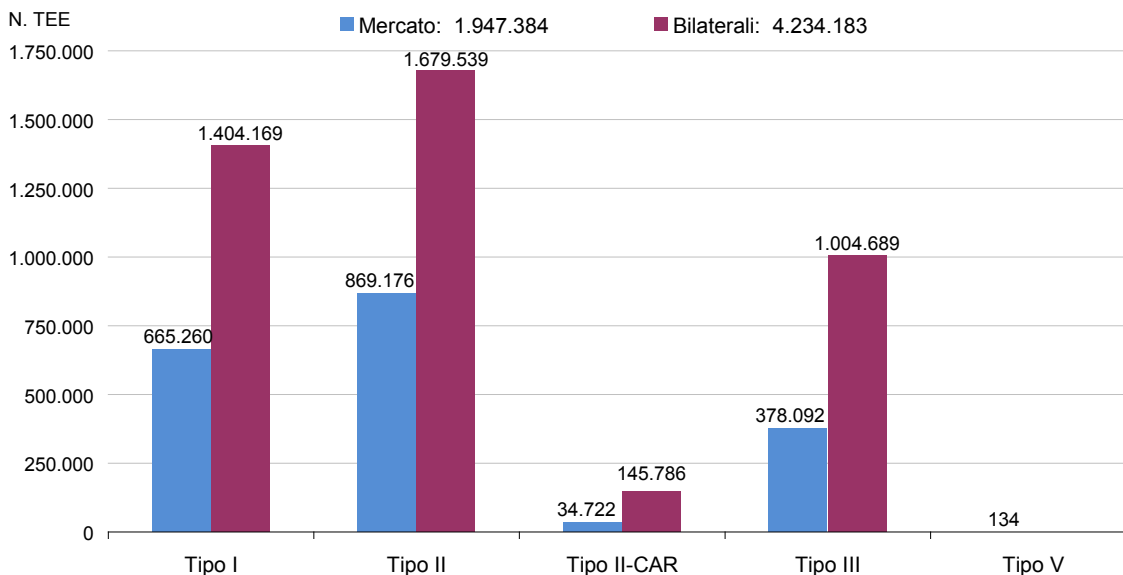
Fonte: GME



(continua)

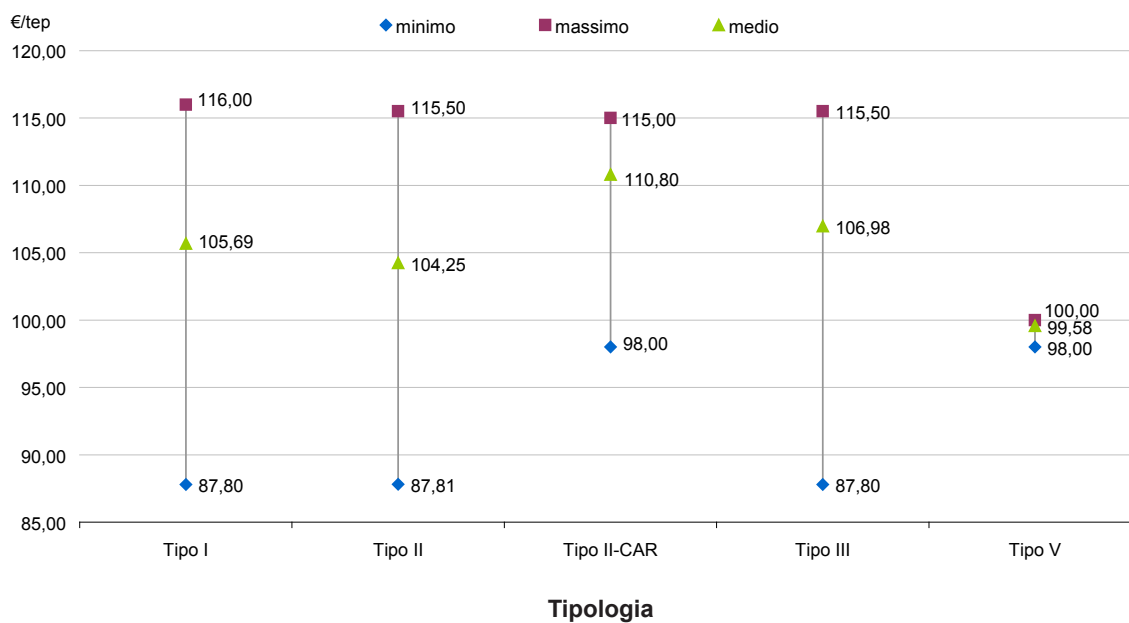
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



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

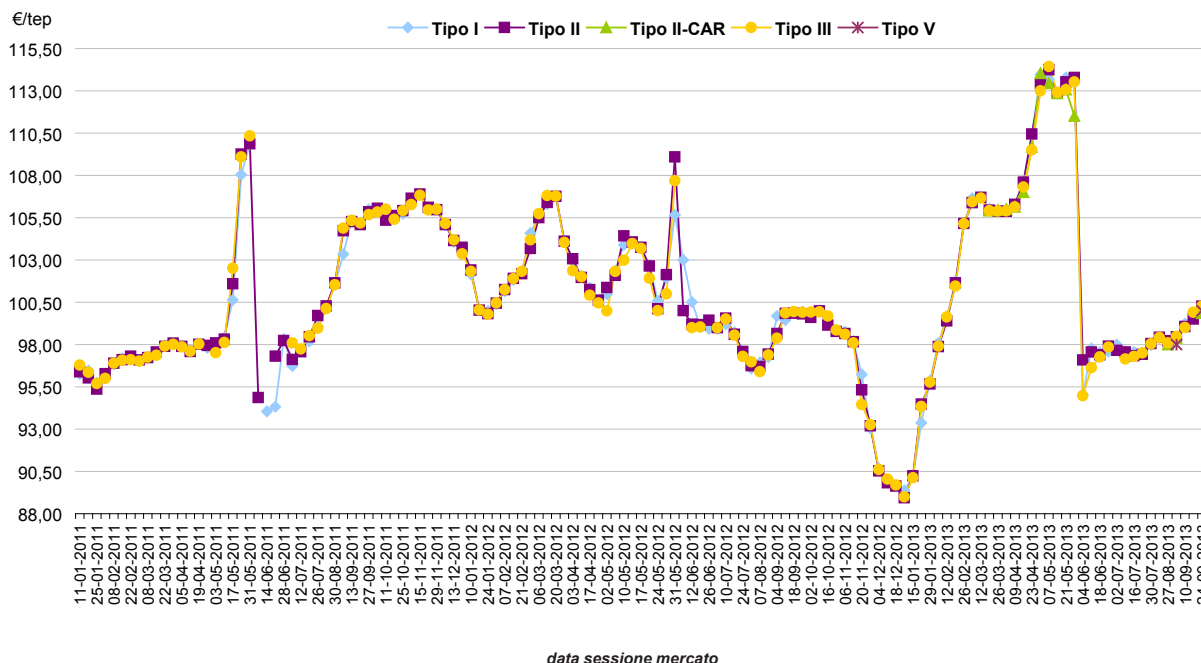
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



Nel corso del mese di settembre 2013 sono stati scambiati 309.234 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

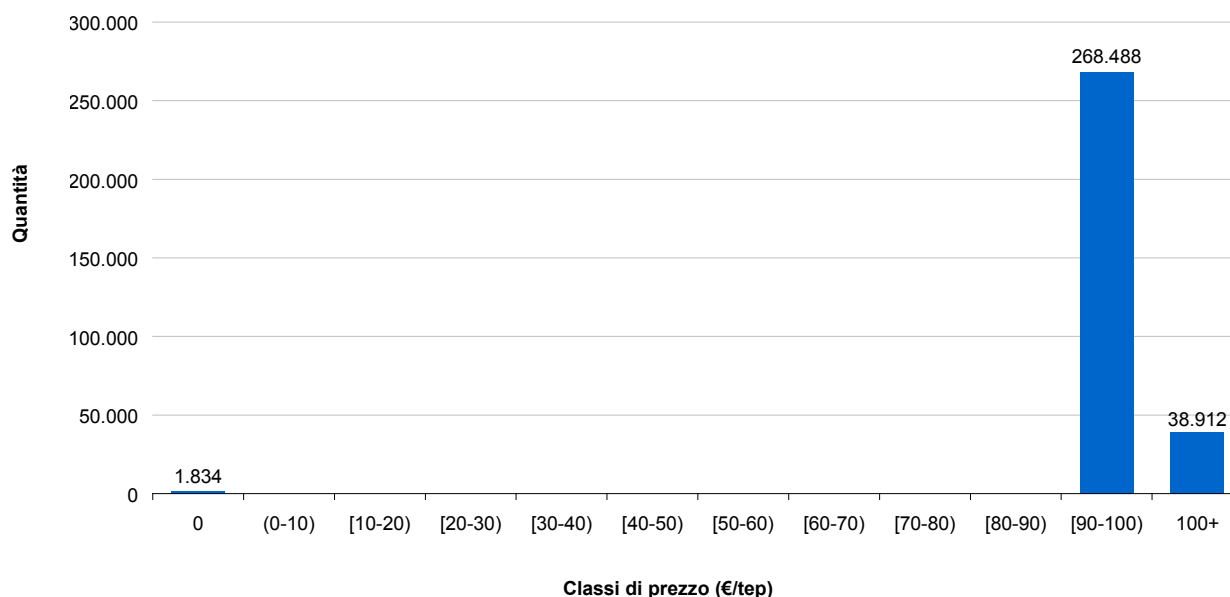
è stata pari a 97,50 €/tep, minore di 1,78 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 99,28€/tep.

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali

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

TEE scambiati per classi di prezzo - settembre 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di settembre 2013, sono stati scambiati 693.664 CV, in aumento, rispetto ai 205.806 CV, negoziati nel mese di agosto.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere della tipologia di CV con anno di riferimento 2012, con un volume pari a 263.960 (43.413 CV 2012 il mese scorso) e della tipologia di CV con anno di riferimento 2013 II Trim, con una numerosità pari a 220.281 (108.121 CV 2013 Trim II ad agosto).

Segue la tipologia CV 2013 I Trim, con un volume pari a 143.953 titoli scambiati (38.497 CV 2013 I Trim nel mese di agosto), la tipologia 2013 III Trim, con 54.088 titoli quotati per la prima volta sul mercato, la tipologia di CV relativa all'anno di produzione 2011, che ha conseguito un volume di scambi pari a 6.043 (939 CV 2011 nel mese a confronto) e infine la tipologia di CV TRL con anno di riferimento 2012, con un volume di titoli pari a 5.339 (14.836 CV 2012 TRL il mese scorso).

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi, i CV 2011, i

CV 2012 e i CV 2013 I Trim hanno registrato un aumento rispetto al mese precedente pari a 1,01 €/MWh, i CV 2012 TRL e i CV 2013 II Trim hanno registrato un aumento più contenuto del prezzo medio, pari a 1,00 €/MWh.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV 2013 I Trim è stato pari a 85,80 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2013 II Trim è stato pari a 83,66 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2012 TRL è stato pari a 83,36 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2013 III Trim è stato pari a 82,06 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2012 è stato pari a 81,70 €/MWh e infine il prezzo medio dei CV 2011 è stato pari a 81,50 €/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.

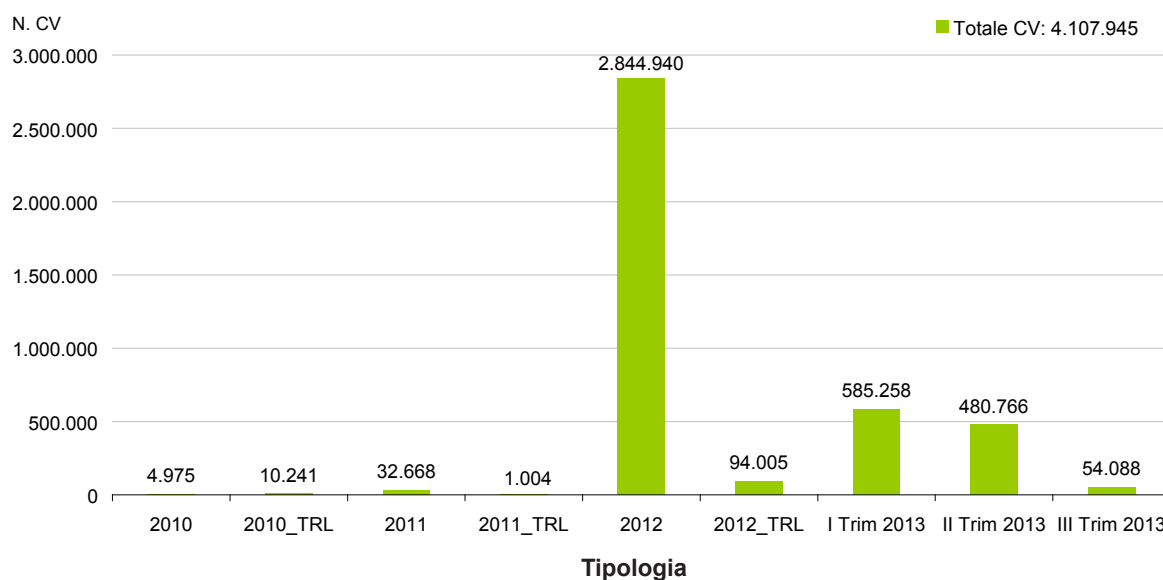
CV, risultato del mercato GME - settembre 2013

Fonte: GME

	Periodo di riferimento					
	2011	2012	2012_TRL	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013
Volumi scambiati (n.CV)	6.043	263.960	5.339	143.953	220.281	54.088
Valore Totale (€)	492.503,50	21.564.727,73	445.049,15	12.351.883,28	18.428.572,63	4.438.590,00
Prezzo minimo (€/CV)	79,00	80,90	82,50	84,50	83,00	81,50
Prezzo massimo (€/CV)	83,00	82,90	84,10	87,00	84,30	85,99
Prezzo medio (€/CV)	81,50	81,70	83,36	85,80	83,66	82,06

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

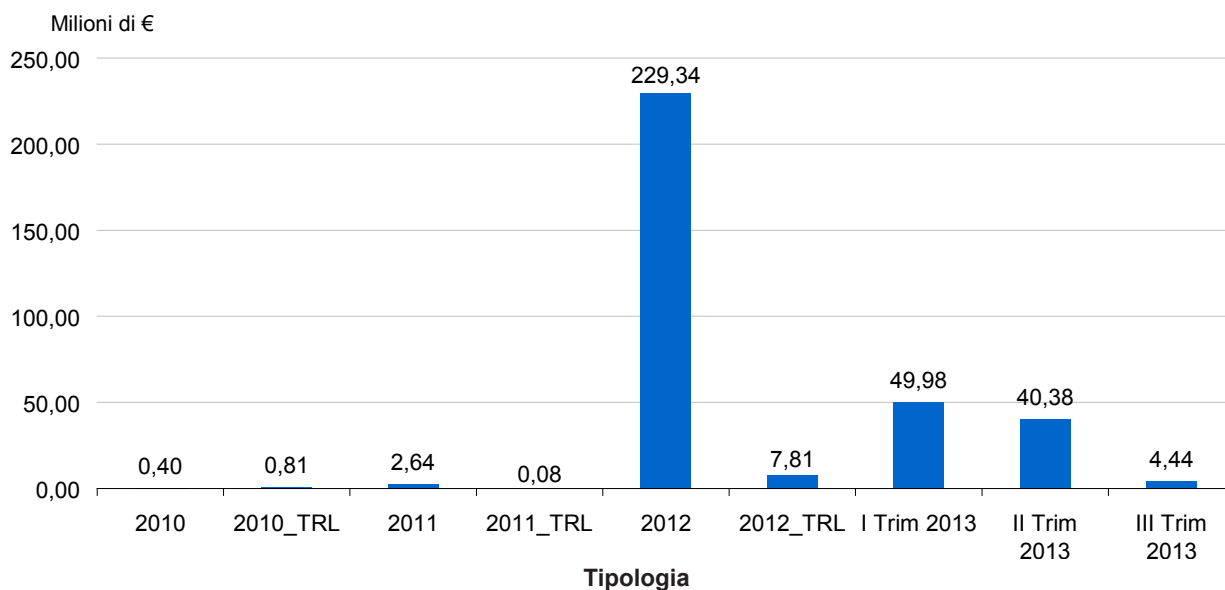
Fonte: GME



(continua)

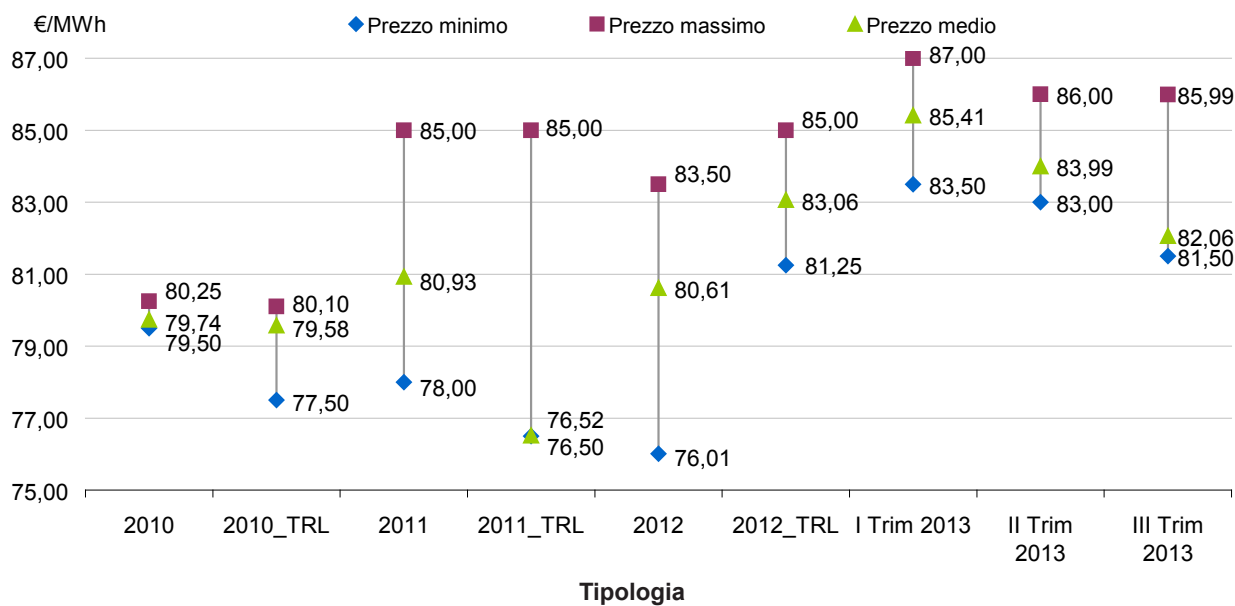
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



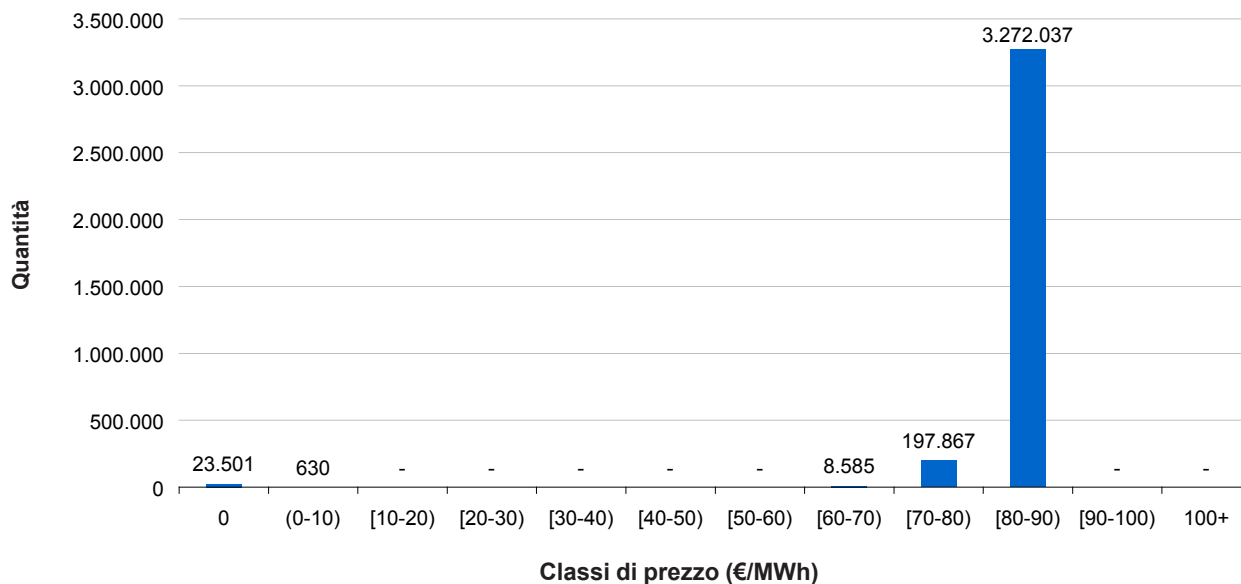
(continua)

Nel corso del mese di settembre 2013 sono stati scambiati 3.502.620 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali, (831.274 CV il mese scorso) delle varie tipologie. La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso

del mese di settembre, è risultata pari a 81,46 €/MWh, minore di 1,75 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (83,21 €/MWh).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - settembre 2013

Fonte: GME



Mercato delle Garanzie d'Origine

A cura del GME

■ COFER

Nei primi tre mesi del 2013 sono state effettuate quattro sessioni di mercato COFER (1.160.402 COFER scambiati in totale) e due sessioni d'asta da parte del GSE (1.000 COFER assegnate su 43.726.627 in totale), l'ultima delle quali, svolta il 20 marzo, non ha registrato operatori partecipanti.

Il 29 marzo, con riferimento al passaggio dal sistema di certificazione COFER al sistema delle Garanzie di Origine (GO), il Gme ha reso nota la sospensione dal 31 marzo di tutte le

negoziazioni dei titoli COFER sulle piattaforme da esso gestite, al fine di consentire al Gestore dei Servizi Energetici (Gse) lo svolgimento delle attività necessarie al compimento della modifica, in attuazione delle previsioni di cui all'art. 31 comma 1 del DM 6 luglio 2012.

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato COFER:

	Altro	Eolico	Geotermoelettrico	Idroelettrico	Solare
Volumi scambiati (MWh)	340.527	488.514	1	181.581	149.779
Valore Totale (€)	14.087	22.830	0	6.923	6.081
Prezzo minimo (€/MWh)	0,02	0,02	0,08	0,02	0,02
Prezzo massimo (€/MWh)	0,09	0,10	0,08	0,08	0,09
Prezzo medio (€/MWh)	0,04	0,05	0,08	0,04	0,04

I contratti bilaterali stipulati nel primo trimestre 2013 hanno movimentato 35.976.998 COFER delle varie tipologie.

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,09 €/MWh, maggiore di 0,05 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,04 €/MWh).

GO

Il 9 settembre 2013, in attuazione delle previsioni di cui all'articolo 31, comma 1 del DM 6 luglio 2012, il GME ha reso operative le piattaforme di scambio GO (Garanzie di Origine).

A seguito, infatti, dell'aggiornamento della normativa vigente e della pubblicazione, da parte del GSE, della "Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ed emissione e gestione delle garanzie di origine", il GME ha apportato modifiche ed integrazioni al Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine nonché alle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF).

Le principali modifiche hanno riguardato il cambiamento della denominazione delle certificazioni e il periodo di produzione.

I titoli COFER, infatti sono ora denominati "Garanzie di Origine" (GO) ed hanno validità annuale.

In riferimento al Mercato delle GO (M-GO) i nuovi book di negoziazione prevedono la distinzione delle GO, oltre che per anno e tipologia, anche per periodo di produzione come di seguito indicato:

- "GO Gennaio" relative al mese di gennaio dell'anno "y" con validità 12 mesi dal periodo di produzione;
- "GO Febbraio" relative al mese di febbraio dell'anno "y" con validità 12 mesi dal periodo di produzione;
- "GO Altri mesi" relative ai restanti mesi dell'anno "y" con validità fino al 31 marzo dell'anno "y+1".

Con riferimento alla piattaforma bilaterale delle GO (PB-GO), all'atto della registrazione delle transazioni sulla piattaforma del GME, è inoltre possibile effettuare la selezione di ulteriori campi oltre a quelli preesistenti quali il Paese di produzione, il periodo di produzione (mese "da"... "a"), l'attributo RECS, l'eventuale sostegno alla produzione ricevuto.

Gli operatori intenzionati a scambiare le GO estere nell'ambito del mercato italiano, devono aprire un conto proprietà presso il Registro GO del GSE. Gli operatori intenzionati a vendere dovranno trasferire sul proprio conto, attraverso il portale informatico "GO" del GSE, il quantitativo di Garanzie d'Origine che intendono offrire sul mercato organizzato del GME.

Una certificazione GO è pari a 1 MWh.

(continua)

Aste GSE

Le prima sessione d'asta GO svolta lo scorso 30 settembre dal GSE ha consentito l'assegnazione di 6.000 GO sul mercato su un totale di 22.435.237 GO offerte.

Di seguito la tabella relativa alle quantità di GO offerte e ai prezzi per tipologia:

GO	q.tà	prezzo (€/MWh)
2013_Altro_Febbraio	640.293	0,19
2013_Eolico_AltriMesi	3.051.902	0,21
2013_Altro_Gennaio	702.822	0,17
2013_Solare_Gennaio	576.092	0,17
2013_Solare_AltriMesi	8.217.797	0,21
2013_Idroelettrico_Gennaio	323.903	0,17
2013_Eolico_Febbraio	744.203	0,19
2013_Idroelettrico_Febbraio	282.743	0,19
2013_Solare_Febbraio	773.506	0,19
2013_Altro_AltriMesi	3.657.528	0,21
2013_Idroelettrico_AltriMesi	2.521.377	0,21
2013_Eolico_Gennaio	943.071	0,17
totale	22.435.237	

Gli esiti dell'asta, che ha comportato l'assegnazione di un numero di Certificati pari a 6.000 GO ad un prezzo medio di 0,23 €/MWh, sono illustrati nella tabella seguente:

Tipologia certificato	2013_Altro_AltriMesi
q.tà	6.000
prezzo medio (€)	0,23
p. minimo (€)	0,22
p. max (€)	0,25

Mercato organizzato GME

Sul Mercato delle GO, nel mese di settembre 2013, si è svolta la prima sessione di mercato con un volume di garanzie scambiate pari a 10.510 GO.

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni.

GO risultati del mercato GME settembre 2013

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo €/MWh		
				minimo	massimo	medio
Eolico	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2013	10.510	2.228,00	0,20	0,24	0,21

(continua)

Transazioni bilaterali

Nel mese di settembre 2013 sono state scambiate bilateralmente 79.232 GO.

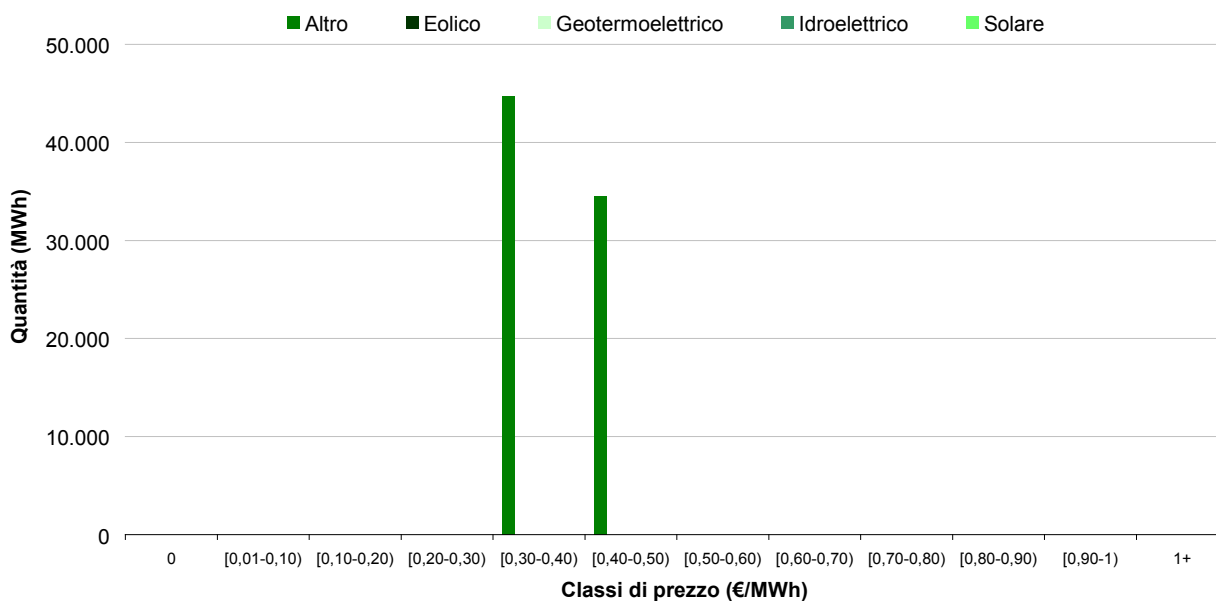
Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,21 €/MWh, in linea

con quello registrato sul mercato.

Di seguito la tabella dei volumi relativi alle transazioni bilaterali suddivise per classi di prezzo.

GO 2013 scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - settembre 2013

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

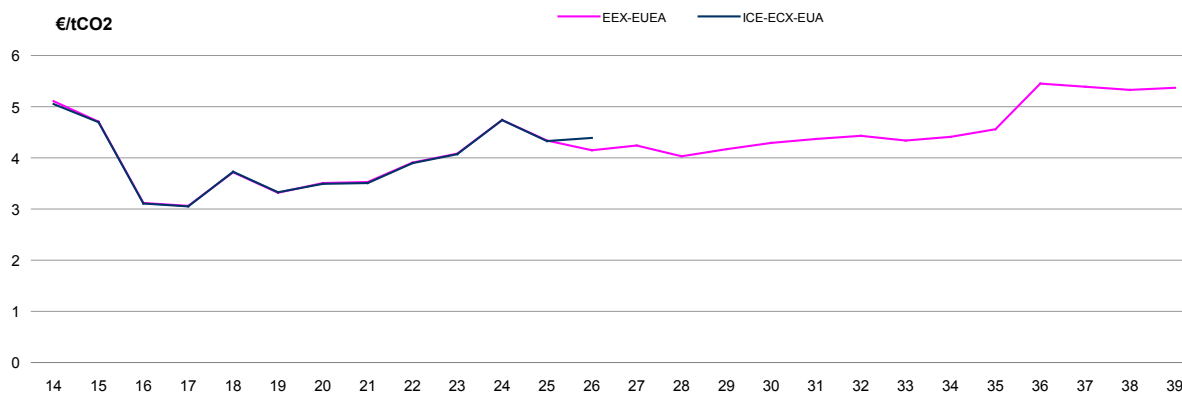
A cura del GME

■ Nel mese di settembre sono state scambiate sulle piattaforme europee 733,5 milioni di EUAs, in aumento del 93,03% rispetto al mese precedente (380 milioni di EUA ad agosto - fonte Point Carbon). Il buon andamento del contratto di riferimento risulta nel mese di settembre abbastanza stabile e in tenuta al di sopra dei 5,00 €/tonn, a causa dell'aumento della domanda e dei timori relativi taglio delle sovvenzioni alle energie rinnovabili della Germania, paese maggiore fra le economie europee.

Infatti, dopo le elezioni tedesche, i traders sono in attesa della formazione del nuovo governo di coalizione che potrebbe non essere garante delle aspettative dei mercati. Riguardo le rilevazioni dei prezzi settimanali del contratto spot (EU Emission Allowances 2013-2020) registrate sul mercato EEX, si registra un andamento pari a 4,56 €/tonn a inizio mese e 5,37 €/tonn a fine mese.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Settimane 2012-2013

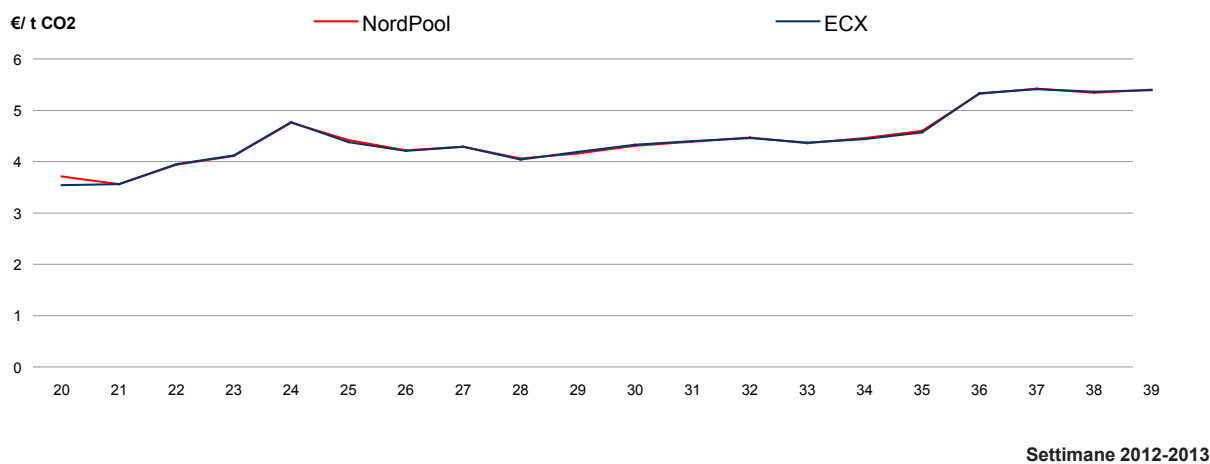
(continua)

In relazione all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly), il titolo ha chiuso con settlement price a 5,33 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 5,39 €/tonn.

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

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



MERCATO EUROPEO DEL GAS: MONDO REALE E VIRTUALE

di Alberto Clò - Rie

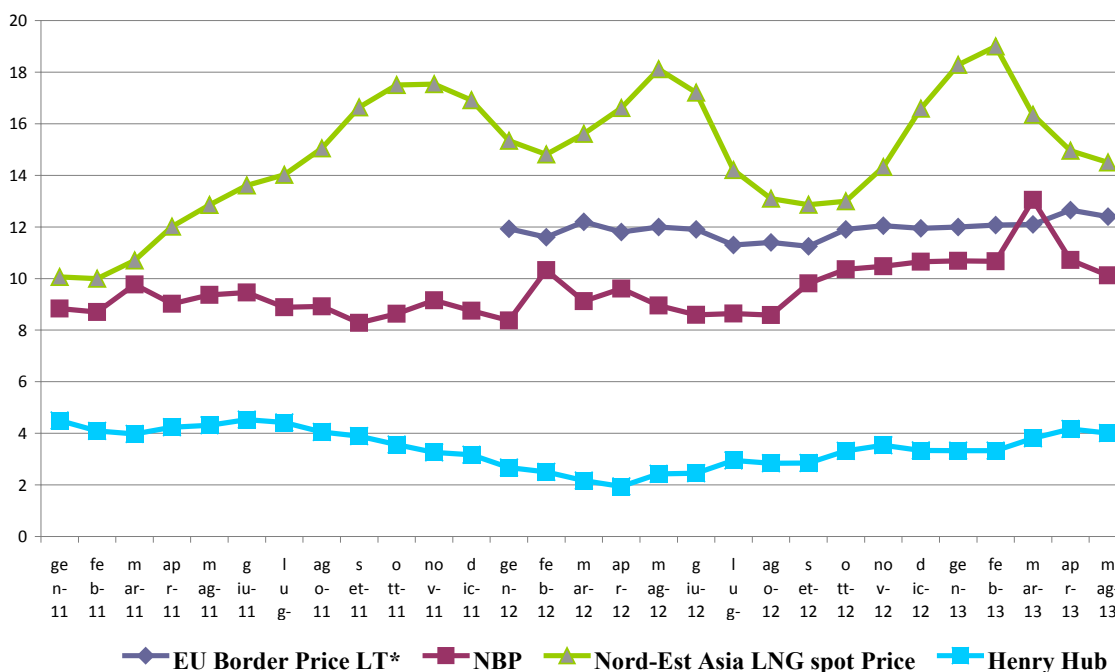
(continua dalla prima)

metano da parte del carbone, cresciuto in Europa negli ultimi quattro anni dell'11% contro il calo dell'11% del metano, con buona pace delle ipocrisie ambientaliste di Bruxelles e di paesi come Austria, Gran Bretagna, Olanda, Germania, più preoccupate, a conti fatti, delle sorti delle loro industrie che dei temuti (e sempre più discussi) cambiamenti climatici. Secondo *Eurelectric* i 27 paesi dell'Unione hanno generato elettricità nel 2010 (ultimo dato disponibile) usando per il 24% carbone e per il 23% metano. Divario oggi ancor più ampio, mentre nei documenti comunitari si continua a enfatizzare l'impiego del metano. Altra idea dominante, è che il mercato del gas metano si stia *globalizzando* grazie all'accresciuta integrazione fisica dei mercati – specie per l'aumento dei flussi di Gas Naturale Liquefatto (GNL) – ed alla maggiore flessibilità degli scambi, che, si sostiene, dovrebbero portare, tra arbitraggi e scambi fisici, ad una piena convergenza dei prezzi schiacciando le attuali forti differenze: 3-5 doll/Mil.Btu in Nord America, 10-13 in Europa, 15-18 in Asia. Nonostante l'aumento degli scambi internazionali, essi rimangono sostanzialmente regionali: per le differenze negli equilibri locali domanda/offerta, nei sistemi di pricing, nei costi di trasporto. La speranza di una convergenza dei prezzi, che si ipotizza unilateralmente verso il basso, si è andata alimentando soprattutto nell'Unione

Europea, ove la domanda di metano è retrocessa nel 2012 ai livelli del 2000, mentre un ulteriore pesante calo si profila nell'anno in corso. Le previsioni sono continuamente riviste al ribasso. In otto anni, l'Agenzia di Parigi le ha ridotte su scala mondiale di circa 300 miliardi metri cubi all'orizzonte del 2030, di cui la metà nell'intera Europa. Nel caso italiano, le previsioni al 2020 formulate dal Ministero dello Sviluppo Economico nel documento di *Strategia Energetica Nazionale* (SEN) si collocano poco al di sopra dei 70 miliardi metri cubi: 20% in meno dei livelli pre-crisi e 40% in meno di quel che lo stesso Ministero prevedeva nel 2005. Un taglio drastico dovuto ad un simmetrico abbassamento delle previsioni della domanda primaria di energia di 80-85 mil.tep (da 240 a 155-160). Per invertire la tendenza depressiva della domanda di metano non è sufficiente l'uscita dalla recessione. I razionali vorrebbero che, venuta meno la sua sostituibilità al petrolio e accresciutasi quella al più competitivo carbone, si passasse nell'ancoraggio dei suoi prezzi dall'«oil-linked» al «coal-linked». In alternativa, una piena convergenza dei prezzi dei contratti a lungo e di quelli spot nei valori *assoluti* e non tanto nell'*indicizzazione* dei primi ai secondi. Entrambe le soluzioni paiono, tuttavia, ben poco probabili a causa delle rigidità negoziali dei paesi fornitori.

Prezzi internazionali del gas (\$/Mbtu, medie mensili)

Fonte: elaborazioni su dati Platts, WGI, ENI



* L'EU Border price è da considerarsi una stima

MERCATO EUROPEO DEL GAS: MONDO REALE E VIRTUALE

(continua)

Ad aggravare la situazione del mercato del metano, al di là del crollo della domanda e dell'eccesso di offerta, sta un duplice fallimento. Il primo, è quello del moribondo mercato ETS, che avrebbe dovuto avvantaggiare il metano, per il combinato disposto di una riduzione delle emissioni (minor domanda) e di una sovra-allocazione dei permessi di emissione (maggiore offerta). Il secondo, è l'infelice «matrimonio combinato» tra metano e rinnovabili. Nonostante il generalizzato consenso sulla superiorità del metano nel garantire la più rapida flessibilità per riequilibrare l'intermittenza delle rinnovabili nella generazione elettrica, il mercato va premiando il carbone. Il tasso di utilizzo delle centrali a metano, spesso di recente fabbricazione, è ovunque drammaticamente crollato: a minimi nel primo trimestre di quest'anno del 10% per la tedesca RWE, al di sotto del 30% per E.ON e GDF Suez, ancor peggio per l'Italia. Un impressionante spreco di risorse che col «passaggio al mercato» ci si illudeva non dovesse mai accadere. Una situazione che, a politiche invariate, potrebbe ulteriormente aggravarsi con l'ulteriore forte penetrazione delle rinnovabili prevista da Bruxelles nell'*Energy Roadmap 2050*. Per evitarlo, bisognerebbe premiare e remunerare la capacità di generazione a metano, modificando, però, drasticamente il modello economico dei mercati elettrici. Resta il fatto che l'impatto della crisi sui conti delle imprese si va facendo sempre più critico: per l'enorme eccesso di capacità, margini di contribuzione negativi, enorme debito accumulato, blocco del credito. Effetti che riducono – in un contesto decisionale ove il breve premia sul lungo – la loro possibilità e propensione ad investire. Nell'elettricità come nel gas. Questo è il punto dirimente. Ipotizzare, come candidamente continua a fare Bruxelles, che si possano investire entro fine decennio ben 200 miliardi euro nelle infrastrutture energetiche, di cui 76 nel metano, è fuori dalla realtà delle cose. Né riusciranno a sopperirvi le marginali (2,5%) e di molto ridotte provvidenze comunitarie. Immaginare che possano farsene carico gli operatori o che il mercato garantisca i finanziamenti senza certezze di ritorno è altrettanto privo di senso. Investire per non produrre è irrazionale, in presenza di prospettive ancora per un decennio di oversupply di capacità di trasporto del metano e di *overcontracting* di forniture estere⁴. Plaudire per la progettata (ma tutta da verificare) realizzazione di nuovi gasdotti, si tratti del *South Stream*, del TAP, del Galsi, perché aumenterebbero le disponibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti di metano, cozza contro il fatto che questa maggior offerta non andrebbe a soddisfare una maggior domanda. Ma soprattutto lascia inevaso l'interrogativo: chi paga? Di tutto questo non v'è traccia negli slogan astratti e nei mondi virtuali di Bruxelles. L'intero sistema europeo rischia di essere fuori controllo per l'insipienza delle politiche interne, del tutto incapace di sostenere i mille miliardi di euro di investimenti nelle filiere elettricità e metano necessari, a detta della Commissione, per

mantenere gli attuali livelli di offerta, modernizzare le infrastrutture, consentire l'edificazione di un mercato unico. Nell'impossibilità ad ogni sostegno finanziario da parte degli Stati, non resta che la via della regolazione *ex-ante* che ne scarichi l'onere sui consumatori. Quel che vale per gli investimenti, ma anche per gli approvvigionamenti. Più il loro baricentro si sposterà (come va accadendo) verso le transazioni spot più l'orizzonte decisionale degli investitori si ridurrà: esasperando il *trade-off* tra vantaggi a breve e rischi a lungo. La coperta dei contratti a lungo – e dell'intermediazione commerciale attraverso cui transitavano – si va accorciando in Europa, all'opposto di quel che accade in Asia. L'*hybrid price market* europeo, con la coesistenza dei due mercati spot/ lungo, è insostenibile. Una loro convergenza, sinora solo parzialmente avvenuta nelle rinegoziazioni, è inevitabile. *Come* e *quando* dipenderà dallo sviluppo del commercio internazionale con conseguente rafforzamento della concorrenza; dai processi di rinegoziazione dei contratti a lungo termine; dall'effettiva integrazione fisica di un mercato unico; dagli esiti dell'indagine avviata dalla Direzione Generale della Concorrenza di Bruxelles verso Gazprom per abuso di posizione dominante nei paesi dell'Unione del Centro ed Est Europa. Duplice il possibile esito della rinegoziazione dei contratti: un atterraggio morbido dei loro prezzi verso quelli spot oppure una graduale uscita da questi schemi contrattuali, con l'affermarsi definitivo delle transazioni e dei prezzi di mercato. Pensare di avere contemporaneamente la «botte piena» della sicurezza, che solo i contratti a lungo possono garantire, e la «moglie ubriaca» dei bassi prezzi indotti dall'eccesso di offerta non è più possibile. Una scelta va dunque fatta e, lasciata al mercato, essa non può che essere a svantaggio dei contratti a lungo termine. Tenendo però a mente due cose. Primo: che affidarsi agli hub prices non significa necessariamente beneficiare sempre e comunque di *low prices* inferiori ai prezzi *oil-linked*, come del resto ampiamente accaduto prima della Grande Crisi. Secondo: che è altamente opinabile che i volatili *hub prices* costituiscano i più efficaci segnali di mercato sia di breve che di lungo periodo. I loro livelli non dipendono, infatti, solo dal libero gioco domanda/offerta, ma anche dai prezzi dei contratti a lungo, cui praticano uno sconto in condizioni di «mercato del compratore» o un premio in condizioni opposte. Così come non può disconoscersi il fatto che i prezzi spot sarebbero ben più elevati se l'intera domanda soddisfatta dai contratti a lungo si riversasse su tale mercato. Quel che inevitabilmente accadrà più la 'coperta' del lungo si accorcerà. Ipotizzare che lo sconto sia strutturale o possa aumentare, grazie alle future esportazioni americane, potrebbe essere illusorio, attesa la maggior appetibilità dei mercati asiatici e gli altissimi costi incrementali delle nuove correnti di GNL. Secondo l'Agenzia di Parigi⁵, i prezzi delle tre macro-aree, pur avvicinandosi, non si allineeranno a quelli relativamente inferiori del Nord

MERCATO EUROPEO DEL GAS: MONDO REALE E VIRTUALE

(continua)

America, che pure sono previsti in aumento come conseguenza della maggior domanda (attivata dai bassi prezzi) e dei crescenti costi di produzione. In Europa, lo spostamento verso un sistema di *pricing* basato sugli scambi a breve dovrebbe contribuire a moderare un aumento dei prezzi che comunque si verificherà in conseguenza di una crescente dipendenza dalle importazioni da fonti più lontane e costose. E' probabile che la maggior parte delle future esportazioni americane di GNL si indirizzi verso l'Asia, grazie anche al grande attivismo sia delle sue diplomazie sulle autorità americane per facilitarne l'autorizzazione che degli importatori nel contrattare forniture a prezzi indicizzati all'Henry Hub con l'aggiunta di una parte fissa. Con cargo venduti in Giappone, Corea, India intorno ai 15 doll/Mbtu, questi mercati sono attraenti anche tenendo conto di un costo di trasporto sino a 6 doll/Mbtu. *Cheniere Energy*, ad esempio, ha già sottoscritto contratti per i primi quattro treni dell'impianto *Sabine Pass* in Louisiana (il primo a vincere l'autorizzazione all'export e dal costo di 7,8 miliardi dollari) con la coreana Kogas e l'indiana Gail, mentre per l'impianto di Freeport in Texas (costo: 12 miliardi dollari) si profilano carichi verso le giapponesi Osaka Gas, Chubu Electric, Toshiba e la coreana SK. Più che dalle esportazioni americane, il futuro dei prezzi nel mercato ibrido europeo molto dipenderà, in sostanza, dai rapporti di forza negoziali coi paesi fornitori e, a monte, dall'evoluzione dei fondamentali di mercato. L'idea che il mercato rimarrà strutturalmente nelle "mani dei compratori" non può darsi per scontata. Quando la direzione del vento cambierà – quel che prima o poi dovrà succedere per gli inevitabili cicli energetici – potremmo anzi accorgerci d'averlo messo ancor più nelle "mani dei venditori". Presa dall'euforia sulle virtù del mercato, l'Unione Europea sembra dimenticare, infatti, che in un quindicennio le riserve di metano localizzate nei suoi Stati Membri (ma tutt'altro che 'comunitarie') si sono più che dimezzate mentre la produzione è calata di un terzo. Morale: le importazioni non potranno che accrescersi da fornitori che restano, comunque, in numero esiguo e tale da consentire loro minacce di intese collusive a sostegno dei contratti a lungo termine e dell'indicizzazione al petrolio. Volgendo lo sguardo al nostro Paese le cose non vanno certo meglio che altrove. Anzi. Per più ragioni: i maggiori guasti provocati sulla domanda di energia dalla più pesante recessione e distruzione (in parte irreversibile) della base produttiva; la maggior penetrazione del metano nella

generazione elettrica (2011: 50% vs. 22% EU-27) associata ad una maggior penetrazione delle rinnovabili (2011: 28% vs. 21% EU-27), l'*over-investment* nelle capacità produttive sia elettriche che metanifere, prevedibile ancor prima dell'esplosione della crisi. Risultato: il sistema, tranne pochi eletti, è in forte debito d'ossigeno, schiacciato dal crollo della domanda, restringimento dei margini, caduta verticale del tasso di utilizzo degli impianti, peso di un abnorme debito. Da qui, il tentativo eroico del regolatore di conciliare l'inconciliabile: contenere i costi dei passati errori recuperandoli altrove; fornire sollievo a chi ha investito (spesso imprudentemente) dopo averne goduto dei benefici; garantire redditività ai progetti di investimento effettivamente strategici e non (infausto termine) 'assimilati'. Che dalla somma di questi interventi possa derivare un calo dei nostri prezzi energetici, sino ad allinearli a quelli medi europei – primo obiettivo dei molti elencati nella SEN – a noi pare alquanto improbabile. L'unico sollievo si è avuto per i consumatori tutelati del metano per un insieme di ragioni: il raggiunto allineamento dei nostri prezzi spot a quelli europei, prodotto dall'*oversupply* e dalla conseguente maggior liquidità del mercato; l'accresciuta facilità d'accesso al trasporto per il precedente forte sviluppo degli investimenti; l'applicazione delle regole europee di *Congestion Management*; l'avvio del mercato italiano del bilanciamento. Non ultimo, per la mutata regolazione dei prezzi tutelati, progressivamente agganciati a quelli spot. Quanto questo sollievo possa ritenersi strutturale non è facile a dirsi: per la mutabilità dei mercati ma soprattutto per gli effetti che potrebbero derivarne dai processi di rinegoziazione dei contratti a lungo, prima concentrati sul prezzo, ora allargati alle quantità: con l'abbassamento degli impegni minimi contrattuali. La riduzione dei volumi ritirati, specie dalla porta meridionale (quelli dall'Algeria si sono drasticamente ridotti)⁶, mentre prosciugherà i flussi dell'auspicato *hub* nazionale del Sud Europa, attenuerà la pressione al ribasso delle quantità sui prezzi spot, aumentando i rischi di tensioni d'offerta. Gli spazi di manovra per uscire dallo stato di sofferenza del nostro mercato energetico – e al suo interno del metano – sono fortemente ristretti. Già sarebbe molto averne consapevolezza: rimuovendo l'illusoria idea che il *mantra* della regolazione a tutto possa rimediare e agendo sulle istituzioni europee per una sostanziale revisione delle politiche sin qua seguite e per superare uno sfilacciamento delle politiche nazionali che va a detrimento dell'Europa intera.

¹ Cfr. European Council (2013), *Conclusions European Council 22 may 2013*, EUCO 75/1/13.

² Da ultimo: The Telegraph "Uk risks an energy crisis", 20 settembre 2013.

³ Cfr. The Economist, *When the wind blows*, 7 settembre 2013.

⁴ La capacità infrastrutturale di importazione del metano dell'Unione Europea a 27 manifestava nel 2012 un eccesso rispetto ai fabbisogni di importazione di circa 190 miliardi metri cubi, che pur scontando un aumento di questi ultimi, si manterrebbe anche nel 2020 oltre i 100 miliardi. Non meno evidente è l'*over-contracting* di metano a lungo termine in essere, stimato nell'intera Europa intorno ai 585 miliardi mc contro una domanda di poco superiore ai 500.

⁵ Cfr. IEA, *World Energy Outlook 2012*, scenario centrale.

⁶ Dopo le ultime rinegoziazioni Eni, Edison, Enel potrebbero complessivamente ridurre nel 2013 di 10 miliardi metri cubi le importazioni dall'Algeria: poco meno della metà di quanto importato nel 2012. L'Eni potrebbe ridurle di 7 miliardi su un impegno contrattuale di 16.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 05 settembre 2013 375/2013/R/eel** | “**Verifica finale di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità consultato da Terna**” | **pubblicata il 10 settembre 2013** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/375-13.htm>

Con il presente provvedimento l'Autorità ha verificato positivamente la conformità dello Schema di Disciplina, della Relazione Tecnica e dello Schema di Rapporto Annuale relativo al costituendo mercato della capacità produttiva, predisposti da Terna, rispetto ai criteri e alle condizioni fissate dalla medesima AEEG con la deliberazione ARG/elt 98/11 del 21 luglio 2011.

Brevemente si segnala che con la citata delibera il Regolatore ha dettato criteri e disposizioni finalizzate a riformulare l'attuale meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di generazione elettrica (c.d. Capacity Payment).

Scopo finale della riforma del sistema di Capacity Payment è, da un lato, quello di soddisfare - in sicurezza e con adeguati livelli di qualità - la domanda attesa di energia elettrica con riferimento alle ore e alle zone caratterizzate da maggiore scarsità di offerta, dall'altro, quello di definire un quadro regolatorio adeguato e stabile per il sostegno degli investimenti, anche pluriennali, finalizzati allo sviluppo di nuovi impianti di produzione.

Con la delibera de qua pertanto, l'Autorità, ha approvato integralmente la documentazione inviata da TERNA relativamente allo Relazione Tecnica e allo Schema di Rapporto Annuale, subordinando la positiva verifica finale dello Schema di Disciplina al recepimento delle condizioni elencate in dettaglio nel provvedimento in oggetto.

Segnatamente, con specifico riferimento allo Schema di Disciplina, l'AEEG ha infatti richiesto a TERNA:

- di modificare l'art. 7 in maniera coerente con il principio secondo il quale l'Assegnatario della capacità possa essere un soggetto differente dall'Utente del dispacciamento della medesima capacità;
- di modificare l'art. 12 in maniera tale da definire il valore massimo del premio riconoscibile per la nuova capacità produttiva;
- di modificare il documento al fine di ridurre gli oneri finanziari in capo agli operatori e di mitigare la potenziale penalizzazione della capacità nuova rispetto a quella già esistente nei primi due anni di consegna;
- di rinviare la partecipazione delle unità di taglia minore o uguale a 10 MVA a valle della revisione della disciplina del servizio di dispacciamento;
- di riesaminare la partecipazione attiva della domanda a valle dello svolgimento delle prime due aste madri in programma;
- di riesaminare la proposta di alcuni operatori di quotare prodotti di durata superiore al triennio a valle dello svolgimento

delle prime due aste madri;

- di valutare, con i gestori di rete europei che ne facessero espressa richiesta, le eventuali modalità di partecipazione della capacità produttiva localizzata sulle loro reti al mercato della capacità italiano.

Il Regolatore ha disposto, infine, che TERNA trasmetta, entro il 20 settembre 2013, al Ministro dello Sviluppo Economico, per l'approvazione conclusiva, la Relazione Tecnica e lo Schema di Rapporto Annuale nonché lo Schema di Disciplina modificato nel rispetto di quanto sopra richiamato.

■ **Delibera 19 settembre 2013 391/2013/R/efr** | “**Disposizioni per la determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui al decreto ministeriale 28 dicembre 2012**” | **pubblicata il 24 settembre 2013** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/391-13.htm>

Nell'ambito della regolazione del meccanismo dei TEE, con il provvedimento de quo l'AEEG, ai sensi del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 recante “Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi”, ha avviato la raccolta dei dati funzionali ad effettuare la ripartizione, tra i soggetti obbligati, degli obiettivi nazionali annuali di riferimento.

Segnatamente, il DM 28 dicembre 2012 ha modificato, integrato ed in parte superato quanto precedentemente disposto in materia dai Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 e dal Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007, stabilendo, tra l'altro, che:

- per energia elettrica distribuita da un distributore si intende l'energia elettrica trasportata a tutti i livelli di tensione ai clienti finali connessi alla rete dello stesso distributore, avente diritto ad esercitare l'attività di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 9 del D.lgs 79/99, ivi inclusi gli autoconsumi del distributore medesimo;
- risultano soggetti agli obblighi di cui al medesimo decreto i distributori di energia elettrica e di gas naturale che alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali;
- la quota annuale degli obiettivi assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica o gas naturale, è determinata dal rapporto tra l'energia elettrica o il gas naturale distribuito dal medesimo distributore ai propri clienti finali - e da esso autocertificata - e l'energia elettrica o il gas naturale complessivamente distribuito sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti obbligati; quota che sulla base dei dati comunicati dai singoli distributori viene annualmente determinata dall'AEEG.

Novità normative di settore (continua)

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore ha dato attuazione a quanto disposto dall'art. 4, commi 6 e 7, del citato DM 28 dicembre 2012, peraltro con modalità che risultano analoghe a quelle già utilizzate in passato, in quanto tali specifiche disposizioni risultano sostanzialmente conformi a quanto già disposto in precedenza dai DDMM 20 luglio 2004 e dal DM 21 dicembre 2007.

In particolare, con riferimento alla comunicazione da parte dei singoli distributori obbligati dei dati necessari a consentire, da parte dell'AEEG, la ripartizione dell'obiettivo 2013, l'Autorità stessa ha fissato al 31 ottobre p.v. il termine ultimo entro il quale ogni esercente è tenuto a comunicare i dati richiesti, anche al fine di poter realizzare una progressiva ottimizzazione delle richieste informative rivolte annualmente dall'AEEG ai distributori di energia elettrica e gas, con una conseguente riduzione degli adempimenti a carico di tali esercenti.

Da ultimo, tenuto conto delle modifiche, integrazioni e riformulazioni introdotte dal DM 28 dicembre 2012 rispetto alla disciplina previgente, con il provvedimento in oggetto l'Autorità ha inoltre abrogato la deliberazione 344/07, intendendo quest'ultima sostituita e superata dalle disposizioni contenute nello stesso DM 28 dicembre 2012.

■ **Documento per la consultazione del 7 agosto 2013 368/2013/R/GAS | “Mercato dell'energia elettrica Riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi – Primi orientamenti” | pubblicato il 7 agosto 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/368-13.pdf>**

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha illustrato i propri orientamenti in merito alla riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, volta a conseguire il superamento delle criticità che attualmente caratterizzano il sistema vigente di valorizzazione degli sbilanciamenti.

Al fine di minimizzare il disallineamento esistente tra la valorizzazione degli sbilanciamenti (così come determinata in base alla disciplina attualmente in vigore) e quella dell'energia elettrica acquistata e venduta da Terna in tempo reale, le soluzioni proposte dall'AEEG prevedono alternativamente:

- il calcolo dei prezzi di sbilanciamento sulla base di prezzi marginali nodali calcolati dal TSO: per ciascun periodo rilevante Terna calcola i prezzi marginali nodali in esito all'ultima sessione del mercato del bilanciamento sulla base delle sole curve di offerta per “altri servizi”, escludendo le offerte relative al servizio di riserva secondaria;
- il calcolo dei prezzi di sbilanciamento sulla base di zone dinamiche in sostituzione delle macrozone statiche attualmente adottate per la determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e dei relativi prezzi. Per gli effetti, in ciascun periodo rilevante, una zona dinamica di bilanciamento risulterebbe determinata tenendo conto dei flussi di energia effettivi tra zone confinanti, ovvero, qualora il flusso di energia

tra due zone di mercato non dovesse saturare il limite di transito tra esse esistente, tali zone potrebbero costituire un'unica zona di bilanciamento in caso contrario si configurerebbero due zone di bilanciamento separate. Definite le zone di bilanciamento dinamiche, Terna procede a calcolare i prezzi di sbilanciamento escludendo tutte le movimentazioni di energia effettuate indipendentemente dallo sbilanciamento zonale.

Attesa l'esigenza di rafforzare la disciplina degli sbilanciamenti effettivi, garantendo al contempo la sicurezza del sistema elettrico, l'AEEG ha proposto l'adozione di ulteriori misure, aggiuntive rispetto a ciascuna soluzione di modifica sopra illustrata, che prevedono:

- l'estensione a tutte le unità di produzione e consumo della previsione di cui all'art.14, comma 14.6 dell'Allegato A della deliberazione 111/06, ovvero, dell'obbligo di “definire i programmi di immissione (prelievo) utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza”. Qualora i predetti criteri dovessero essere disattesi, Terna dovrà tempestivamente segnalare tali fattispecie all'AEEG;
- l'introduzione su MGP della possibilità, per gli operatori di mercato, di presentare offerte virtuali, ovvero, non riconducibili ad alcuna unità di produzione di consumo e per le quali non vi sia l'obbligo di iscrizione nel conto di sbilanciamento effettivo di cui all'art. 21 della deliberazione AEEG 111/06. In seguito all'accettazione di un offerta virtuale di acquisto/vendita si configurerebbe in capo all'operatore che ha presentato tale offerta l'obbligo di comprare/vendere l'energia sottostante al prezzo di sbilanciamento che si è registrato nel medesimo periodo rilevante e nella medesima zona di mercato.

GAS

■ **Deliberazione del 7 agosto 2013 365/2013/R/Gas | “Disposizioni in materia di disciplina del mercato del gas” | pubblicato il 9 agosto 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/365-13.pdf>**

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG, facendo seguito a quanto precedentemente disposto con la deliberazione 525/2012/R/GAS ed il parere 4/2013/I/GAS, ha approvato ulteriori disposizioni necessarie al completamento del quadro regolatorio volto a consentire l'avvio operativo del mercato a termine fisico del gas naturale. Segnatamente, l'AEEG ha disposto l'approvazione:

- dello schema di convenzione che dovrà essere adottato dal GME e da Snam Rete Gas ai fini dell'esecuzione delle attività connesse allo svolgimento del mercato a termine del gas naturale;
- della proposta di aggiornamento del Codice di Rete della società Snam Rete Gas nonché di quella relativa Condizioni

Novità normative di settore (continua)

PSV, così come risultanti dalle modifiche indicate dall'Autorità stessa nel provvedimento in oggetto;

- della misura del contributo di cui all'art. 8 della Disciplina del gas naturale che, come proposto dal GME, è posto pari a 0,0025 €/MWh.

Con riferimento agli aspetti gestionali inerenti il fondo di garanzia istituito presso CCSE ed alimentato dai contributi di cui all'art. 8 della Disciplina del gas naturale (Fondo MGAS), l'AEEG, in continuità con quanto disposto nel precedente parere 4/2013/I/GAS, ha confermato ed integrato le previsioni ivi previste, disponendo altresì che:

- la CCSE ed il GME definiscano in apposita convenzione le modalità applicative degli aspetti gestionali del Fondo MGAS;
- il Fondo MGAS sia alimentato oltre che dai contributi di cui all'art. 8 della Disciplina anche delle penali riscosse dal GME ai sensi dell'art. 63, comma 63.5 lettera c) della disciplina medesima;
- il GME sia titolato ad agire processualmente, per proprio conto, per il recupero del credito maturato dallo stesso nei casi di mancato versamento del contributo da parte degli operatori inadempienti;
- i costi connessi alla gestione del Fondo MGAS possano essere imputati da CCSE al fondo medesimo.

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 9 agosto 2013** | “Determinazione della data di avvio del mercato a termine del gas naturale” di cui all'articolo 1, comma 3 del decreto 6 marzo 2013 del Ministero dello Sviluppo Economico | pubblicato nella G.U. n.193 del 19 agosto 2013 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/294-13.pdf>

In ottemperanza di quanto disposto all'art. 1 comma 3 del decreto ministeriale 6 marzo 2013 - avente ad oggetto l'approvazione della Disciplina del gas naturale contenente le regole di funzionamento del mercato a pronti e del mercato a termine del gas naturale - con il provvedimento in oggetto, il Ministero dello Sviluppo Economico ha individuato nel 2 settembre 2012 la data di avvio del mercato a termine del gas naturale. Segnatamente, il MiSE ha disposto altresì:

- l'approvazione delle modifiche apportate dal GME al testo della Disciplina così come approvato dal succitato decreto del 6 marzo, al fine di dare esecuzione alle disposizioni contenute nella deliberazione 365/2013/R/GAS (vedi news precedente);
- che in deroga a quanto previsto all'art. 3, comma 3.6 della medesima Disciplina, l'entrata in vigore della Disciplina del gas naturale, comprensiva delle predette modifiche, decorra dalla data di avvio del mercato a termine;
- con l'entrata in vigore del mercato a termine del gas naturale, l'operatività della piattaforma relativa al mercato a pronti del gas cessi il proprio esercizio in quanto sostituita dalla piattaforma del nuovo mercato del gas (costituito dal

mercato spot e a termine del gas naturale).

OIL

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n.16618 del 9 agosto 2013 di costituzione della Piattaforma di logistica petrolifera** | pubblicato il 9 agosto 2013 | **Download**
http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/downloads/logistica/decreto_costituzione_piattaforma_logistica.pdf

In esecuzione di quanto disposto all'art. 21 comma 1 del d.lgs. 249/2012, il Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato in data 9 agosto 2013 il decreto ministeriale de quo recante i criteri costitutivi nonché le modalità organizzative e gestionali del mercato della logistica petrolifera di oli minerali a cui il GME dovrà attenersi nel predisporre il relativo modello di funzionamento. Tali criteri prevedono essenzialmente che:

- i soggetti interessati possano, mediante la piattaforma, rendere note e negoziare le capacità logistiche disponibili nel breve, medio e nel lungo periodo unitamente alle relative condizioni economiche;
- in una prima fase le capacità logistiche negoziabili sulla piattaforma siano quelle destinate allo stoccaggio o al transito di benzine, gasoli, biocarburanti e jet fuel del tipo cherosene. Successivamente, con apposito decreto ministeriale, potranno essere incluse altre capacità logistiche relative ad ulteriori categorie di oli minerali;
- la partecipazione al mercato sia facoltativa per i soggetti interessati all'acquisizione di capacità di logistica;
- con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, mediante il quale è approvata la disciplina della piattaforma logistica, siano altresì approvati i contenuti dei modelli di comunicazione standardizzati che devono essere adottati dagli operatori ai fini della negoziazione sulla piattaforma;
- la proposta di Disciplina di funzionamento del mercato, adottata dal GME ed inviata dallo stesso al MiSE per la relativa approvazione, sia sottoposta preventivamente ad un apposito procedimento consultivo al fine di recepire le osservazioni degli stakeholder;
- in continuità con quanto previsto all'art. 21, comma 3 del d.lgs. 249/2012, a decorrere dalla data di avvio della piattaforma, i titolari dei depositi di stoccaggio di oli minerali comunichino al GME i dati sulla capacità di stoccaggio e di transito disponibile per uso proprio e per uso di terzi, i dati relativi alla capacità impegnata mediante sottoscrizione dei contratti nonché i servizi negoziati in piattaforma;
- la data di avvio della piattaforma logistica sia determinata dal MiSE, su proposta del GME, decorso un adeguato periodo di sperimentazione (determinato dal GME) durante il quale gli operatori potranno accedere alla piattaforma di mercato senza sostenere alcun onere.

Novità normative di settore (continua)

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n.18817 del 9 agosto 2013 di costituzione della Piattaforma di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione | pubblicato il 9 agosto 2013 | Download**
http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/downloads/logistica/decreto_costituzione_piattaforma_carburanti.pdf

In attuazione delle previsioni di cui all'art. 22, comma del d.lgs. 249/2012, il Ministero dello Sviluppo Economico ha adottato il decreto ministeriale n.18817 del 9 agosto 2013 avente ad oggetto i criteri costitutivi nonché le modalità organizzative e gestionali del mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi per autotrazione. Nel predisporre il modello di funzionamento di tale piattaforma, il GME dovrà quindi conformarsi ai seguenti principi:

- i prodotti che possono essere negoziati sul mercato sono le benzine, i gasoli, i biocarburanti e il GPL;
- la partecipazione al mercato da parte degli operatori del settore è facoltativa;
- la data di avvio del mercato è determinata dal MiSE, su proposta del GME, decorso un adeguato periodo di sperimentazione durante il quale gli operatori potranno accedere alla piattaforma di mercato senza sostenere alcun onere;
- le modalità di svolgimento e la durata del periodo transitorio sono determinati dal GME d'intesa con il MiSE;
- la proposta di Disciplina di funzionamento del mercato, adottata dal GME ed inviata dallo stesso al MiSE per la relativa approvazione, sia sottoposta preventivamente ad un apposito procedimento consultivo al fine di recepire le osservazioni degli stakeholder;
- la disciplina della Piattaforma, predisposta dal GME, è approvata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, sentito il Ministero dell'Economia e delle Finanze e l'Agenzia delle dogane e dei monopoli.

Il medesimo iter di approvazione su indicato dovrà applicarsi anche alla disciplina relativa al mercato a termine dei prodotti petroliferi liquidi per autotrazione il cui avvio, in base a quanto previsto all'art. 22, comma 4 del d.lgs. 249/2012 è previsto decorso 2 anni dall'entrata in vigore del decreto ministeriale in oggetto.

Agenda GME

24 ottobre 2013

Carburanti no logo un modello vincente

Firenze, Italia

Organizzatore: gruppo Italia Energia

www.quotidianoenergia.it

6 novembre

Key Energy

Rimini, Italia

Organizzatore: Rimini Fiera

www.keyenergy.it

26-27 novembre

Fiera Emart Energy

Berlino, Germania

Organizzatore:

<http://www.emart-energy.com/>

Gli appuntamenti

14-15 ottobre

Maryland Clean Energy Summit 2013

Hyattsville, MD, Usa

Organizzatore: Maryland Energy Center

www.mcecs Summit.org

16-17 ottobre

Offshore Wind Economics & Finance: Europe 2013

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Wpl Group

www.wplgroup.com

16-17 ottobre

6th Balkan Energy Finance Forum

Zagabria, Croazia

Organizzatore: EEL Events Ltd

www.eelevents.com

17 ottobre

1° MEETING "Energy Efficiency Campus"

Torino, Italia

Organizzatore: Confindustria Piemonte

www.confindustria.piemonte.it

18 ottobre

La Responsabilità Ambientale. Dai profili giuridici alla gestione d'impresa

Roma, Italia

Organizzatore: Confindustria

www.confindustria.it

22-23 ottobre

Shale Gas Environmental Summit

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

www.smi-online.com

22-23 ottobre

Energy Forum: Managing the Customer Relationship – 2013

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marketforce

www.marketforce.eu

23 ottobre

Come far partecipare le rinnovabili al mercato del dispacciamento

Roma, Italia

Organizzatore: Aiee

www.aiee.it

22-24 ottobre

Workforce Planning in Energy Conference

Calgary, Alberta, Canada

Organizzatore: Marcus Evans

www.marcusevans-conferences-northamerican.com

24-25 ottobre

2013 3rd International Conference on Electrical Engineering and Applications (ICEEA 2013)

Konya, Turchia

Organizzatore: IACSIT

www.iceea.net

30 ottobre

Reti energetiche e innovazione

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

4-7 novembre

Oil and Gas Supply Chain Compliance

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Hanson Wade

www.supplychain-compliance.com

12-14 novembre

GEO-T EXPO - International Geothermal Industrial Fair

Essen, Germania

Organizzatore: Messe Essen

www.geotexpo.com

13-14 novembre

5th Annual Baltic Energy Summit

Helsinki, Finlandia

Organizzatore: EEL Events

www.eelevents.co

18-20 novembre

Exploration, Production, Processing 2013

Mosca, Russia

Organizzatore: DMG Events

www.epp-expo.com

19 novembre

Nuclear New Build Forum 2013

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marketforce

www.marketforce.eu.com

19-21 novembre

EWEA Offshore 2013

Francoforte, Germania

Organizzatore: EWEA

www.ewea.org



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.