

APPROFONDIMENTI

DIPENDENZA E SICUREZZA ENERGETICA IN ITALIA

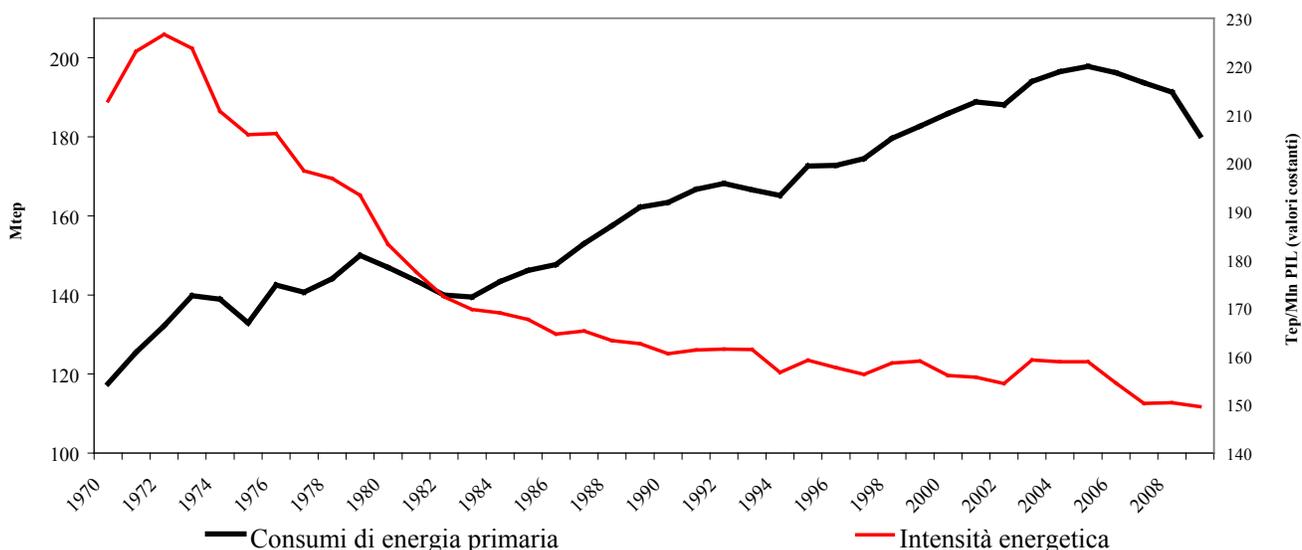
Stefano Clò – RIE e Università degli Studi di Milano

Le dinamiche di lungo periodo indicano una strutturale riduzione dell'intensità energetica, espressa come rapporto tra consumi di energia e PIL (fig. 1), favorita dal continuo efficientamento dei

processi produttivi e dalla progressiva tendenza dell'economia verso settori meno energy-intensive (servizi) ed a maggiore valore aggiunto.

Fig.1 - Andamento intensità energetica e consumi di energia primaria in Italia 1970-2009

Fonte: ISTAT, MSE



▶ continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ FEBBRAIO 2013

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

APPROFONDIMENTI

Dipendenza e sicurezza energetica in Italia
Stefano Clò - RIE e Università degli Studi di Milano
pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio l'energia scambiata nel Mercato del Giorno Prima ha registrato ancora una sensibile contrazione su base annua (-5,4%), anche se va considerato che nel febbraio 2012 l'Italia, come il resto d'Europa, fu investita da un'eccezionale ondata di freddo e da una "crisi gas" (peraltro velocemente superata), che ebbero un significativo impatto sulla domanda elettrica ed ancor più sui prezzi. Le importazioni record di febbraio 2013 (oltre 7.400 MWh medi orari) hanno ulteriormente depresso le vendite nazionali (-12,1%), ma solo quelle da impianti termoelettrici tradizionali (-24,5%). Gli impianti a fonte rinnovabile hanno, invece, ancora esibito una considerevole crescita tendenziale,

trainata soprattutto dagli eolici (+75,8%) e dagli idroelettrici (+53,2%). La liquidità del mercato, confermando il dato di gennaio, si è attestata attorno al 75%, con una crescita su base annua di oltre 16 punti percentuali. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), proseguendo nella fase di lenta decrescita congiunturale, è sceso a 62,97 €/MWh, ai minimi da dicembre 2010. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), i prezzi dei prodotti negoziabili nel mese hanno ancora evidenziato una generalizzata tendenza ribassista, con l'Anno 2014 baseload scambiato poco sopra i 65 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Nel secondo mese del 2013 il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 1,52 €/MWh (-2,4%) su gennaio e di 26,07 €/MWh (-29,3%) su febbraio 2012, si è portato a 62,97 €/MWh, ai minimi da oltre due anni. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 40,57 €/MWh (-35,9%) nelle

ore di picco e di 17,73 €/MWh (-23,5%) nelle ore fuori picco, con il prezzo pari rispettivamente a 72,37 (minimo da giugno 2010) ed a 57,75 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto *picco/baseload* è pertanto sceso a 1,15 (-0,12 rispetto ad un anno fa).

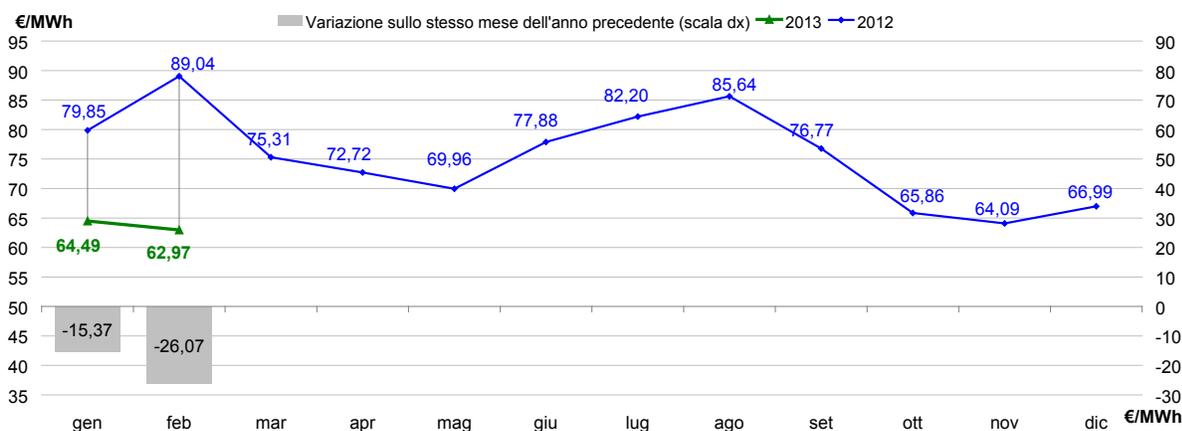
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	62,97	89,04	-26,07	-29,3%	26.640	+20,7%	35.714	-5,4%	74,6%	58,5%
<i>Picco</i>	72,37	112,94	-40,57	-35,9%	31.887	+13,2%	43.552	-4,8%	73,2%	61,6%
<i>Fuori picco</i>	57,75	75,48	-17,73	-23,5%	23.725	+27,4%	31.359	-5,6%	75,7%	56,1%
<i>Minimo orario</i>	26,01	31,71			16.820		23.318		68,7%	45,2%
<i>Massimo orario</i>	121,78	222,25			35.011		46.928		80,7%	68,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



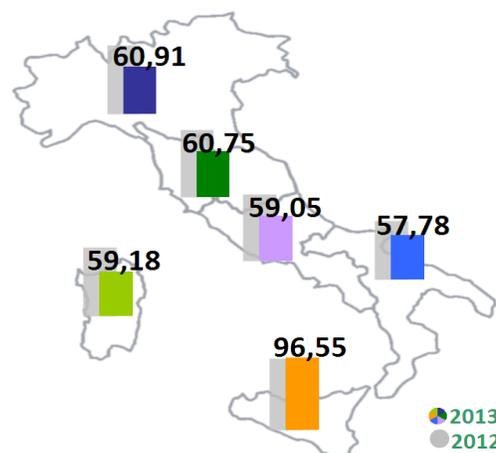
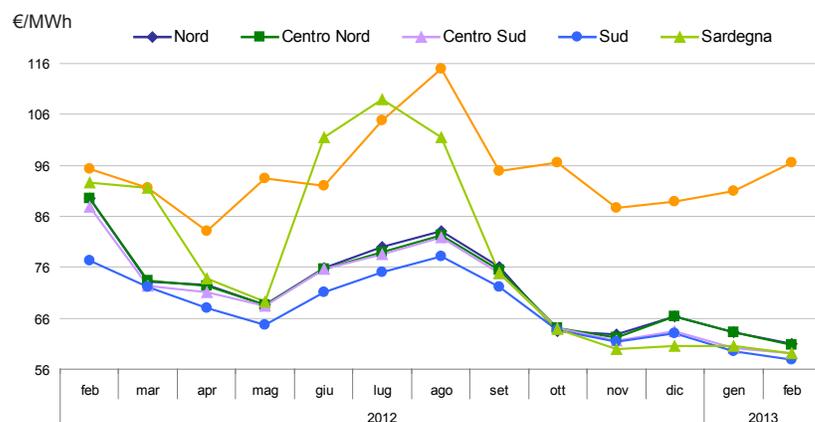
(continua)

I prezzi medi di vendita di tutte le zone, eccetto la Sicilia, con una nuova flessione congiunturale, ed un calo tendenziale – il quinto consecutivo – in doppia cifra, sono scesi sotto i 61 €/MWh (tutti al livello più basso da oltre due anni). Il Sud, con 57,78 €/MWh, ha registrato il prezzo più basso. In controtendenza la

sola *Sicilia* il cui prezzo, in crescita sia su base mensile (+6,2%) che annuale (+1,3%), si è portato a 96,55 €/MWh, con lo spread con il Sud prossimo ai 40 €/MWh (era inferiore ai 20 €/MWh un anno fa) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, in calo tendenziale del 5,4% - il sesto consecutivo – si sono attestati a 24,0 milioni di MWh. Il secondo mese del 2013 conferma la netta crescita tendenziale dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 17,9 milioni di MWh (+20,7%), ai massimi, in media oraria, da dicembre 2008 e trainata ancora dagli sbilanciamenti a programma dei produttori bilateralisti, mai

così elevati in passato. L'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE, si è pertanto ridotta del 42,1% rispetto ad un anno fa portandosi a 6,1 milioni di MWh (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pari a 74,6%, si mantiene pertanto sui livelli molto elevati di gennaio, in aumento di 16,1 punti percentuali rispetto a febbraio 2012 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.901.969	+20,7%	74,6%
Operatori	10.685.974	+15,8%	44,5%
GSE	3.416.638	+7,4%	14,2%
Zone estere	3.799.356	+56,7%	15,8%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
PCE (incluso MTE)	6.097.791	-42,1%	25,4%
Zone estere	1.183.258	-8,8%	4,9%
Zone nazionali	4.914.534	-46,8%	20,5%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	23.999.760	-5,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.335.346	+13,4%	
OFFERTA TOTALE	44.335.106	+2,4%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

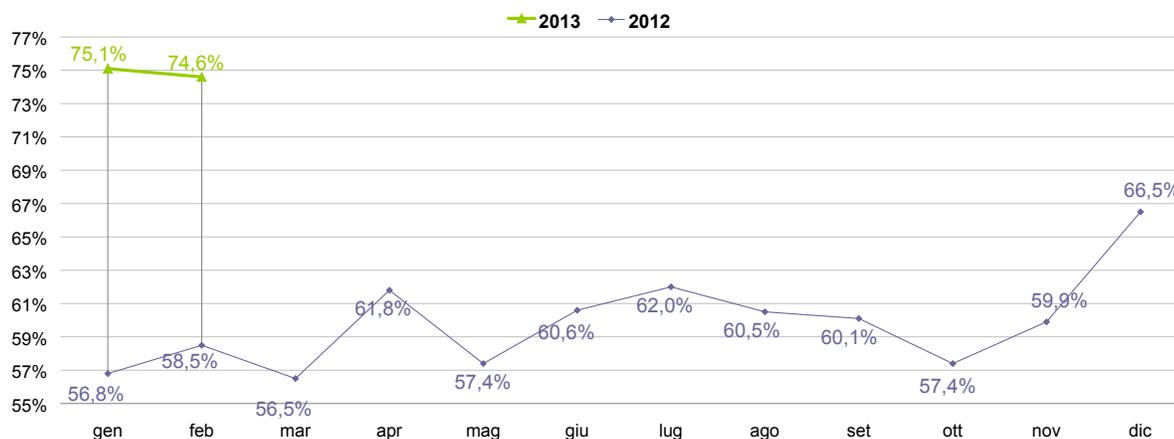
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.901.969	+20,7%	74,6%
Acquirente Unico	2.943.352	-30,6%	12,3%
Altri operatori	7.854.895	-9,6%	32,7%
Pompaggi	29.590	-40,4%	0,1%
Zone estere	565.277	-25,4%	2,4%
Saldo programmi PCE	6.508.855	+493,8%	27,1%
PCE (incluso MTE)	6.097.791	-42,1%	25,4%
Zone estere	13.275	-76,9%	0,1%
Zone nazionali AU	3.475.152	+25,1%	14,5%
Zone nazionali altri operatori	9.118.219	+3,7%	38,0%
Saldo programmi PCE	-6.508.855		
VOLUMI ACQUISTATI	23.999.760	-5,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.130.447	+51,9%	
DOMANDA TOTALE	27.130.207	-1,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 23,4 milioni di MWh, sono diminuiti del 4,6% rispetto ad un anno fa. A livello zonale, in netto calo gli acquisti al *Centro Nord* (-12,7%), *Centro Sud* (-9,5%) e *Sardegna* (-20,4%). In diminuzione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 579 mila MWh (-29,0%) (Tabella 4). Sul fronte delle vendite, le importazioni, pari a 5,0 milioni

di MWh (+33,9% rispetto ad un anno fa), hanno segnato un massimo storico (oltre 7.400 MWh in media oraria) deprimendo le vendite di energia elettrica da unità di produzione nazionale, scese a 19,0 milioni di MWh (-12,1%). A livello zonale, superiore al 15% la flessione registrata al *Nord* ed al *Sud*; in controtendenza la *Sicilia* (+2,2%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.439.266	28.927	+4,9%	8.797.120	13.091	-15,8%	12.905.925	19.205	-2,0%
Centro Nord	2.527.117	3.761	-20,7%	1.562.951	2.326	-4,9%	2.316.740	3.448	-12,7%
Centro Sud	6.319.985	9.405	+8,3%	2.597.862	3.866	-4,8%	3.608.257	5.369	-9,5%
Sud	6.466.236	9.622	-10,0%	3.576.600	5.322	-15,3%	1.918.996	2.856	+0,7%
Sicilia	2.810.921	4.183	+14,4%	1.588.936	2.364	+2,2%	1.696.403	2.524	+5,3%
Sardegna	1.329.398	1.978	-9,1%	893.677	1.330	-14,1%	974.887	1.451	-20,4%
Totale nazionale	38.892.921	57.876	+0,6%	19.017.146	28.299	-12,1%	23.421.208	34.853	-4,6%
Estero	5.442.185	8.098	+17,4%	4.982.614	7.415	+33,9%	578.552	861	-29,0%
Sistema Italia	44.335.106	65.975	+2,4%	23.999.760	35.714	-5,4%	23.999.760	35.714	-5,4%

In netto aumento, anche a febbraio, le vendite da impianti a fonte rinnovabile cresciute del 44,8% rispetto ad un anno fa grazie soprattutto alla fonte idraulica (+53,2%) ed eolica (+75,8%). Ennesima flessione, invece, per le vendite da impianti a fonte tradizionale (-24,5%), in particolare di

quelle da impianti a gas (-28,2%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile sale al 28,9% (17,5% a febbraio 2012), a danno delle fonti tradizionali ed in particolare degli impianti a gas la cui quota scende al 45,2% (55,4% un anno fa) (Grafico 4).

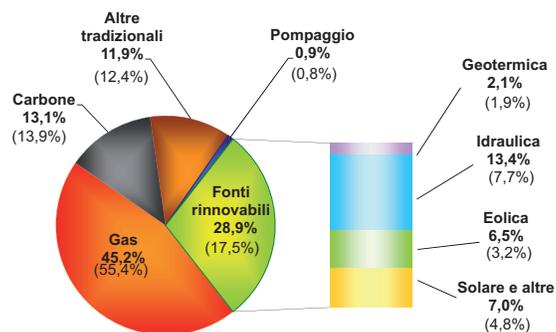
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

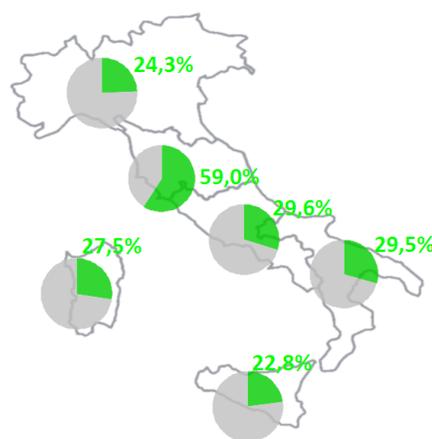
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.721	-23,5%	954	-36,0%	2.652	-22,6%	3.752	-30,9%	1.824	-5,5%	964	-28,0%	19.868	-24,5%
Gas	6.900	-31,2%	863	-34,7%	714	-49,2%	2.088	-25,1%	1.689	-4,3%	544	+5,3%	12.797	-28,2%
Carbone	1.563	+3,5%	17,30	-84,1%	1.724	-3,3%	-	-100,0%	-	-	403	-49,7%	3.708	-17,4%
Altre	1.258	+8,8%	74	+22,2%	214	-10,5%	1.664	-29,5%	136	-17,7%	16	-15,9%	3.362	-16,0%
Fonti rinnovabili	3.181	+18,0%	1.371	+47,3%	1.145	+84,3%	1.570	+83,7%	540	+53,0%	365	+94,1%	8.173	+44,8%
Idraulica	2.281	+23,8%	506	+215,1%	554	+110,5%	320	+130,6%	37	+10,3%	81	+204,2%	3.778	+53,2%
Geotermica	-	-	586	-2,7%	-	-	2	-5,3%	-	-	-	-	587	-2,7%
Eolica	10	-20,4%	8	+159,4%	322	+64,1%	875	+85,6%	384	+66,4%	232	+82,4%	1.832	+75,8%
Solare e altre	889	+6,0%	272	+64,4%	269	+66,0%	373	+53,6%	120	+34,4%	53	+52,6%	1.976	+28,9%
Pompaggio	189	+22,1%	-	-100,0%	69	+449,9%	-	-	0	-99,7%	1	-96,2%	259	+6,1%
Totale	13.091	-15,8%	2.326	-4,9%	3.866	-4,8%	5.322	-15,3%	2.364	+2,2%	1.330	-14,1%	28.299	-12,1%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

A febbraio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 579 MWh (395 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato per tutto il mese in import verso l'Italia (96,4% delle ore nel 2012). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è stato pari a 15,28 €/MWh, in netto aumento rispetto ai 3,93 €/MWh dell'anno precedente; pertanto la rendita generata,

pari a 5,91 milioni di €, si è più che triplicata (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC), ridottasi del 9,2%, è stata allocata per il 99,3% dal market coupling (61,4% nel febbraio 2012). Con asta esplicita e nominata, non è stata allocata energia (1,2% di NTC l'anno precedente). Si è pertanto notevolmente ridotta l'NTC non utilizzata (da 37,5% del 2012 allo 0,7% del 2013) (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
60,91	45,63	15,28	5,91	583	579	100,0%	95,7%	169	-	-	-
(92,78)	(88,85)	(3,93)	(1,66)	(626)	(408)	(96,4%)	(23,9%)	(126)	(37)	(3,6%)	(3,0%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Gráfico 6: Delta prezzi: frequenza ore

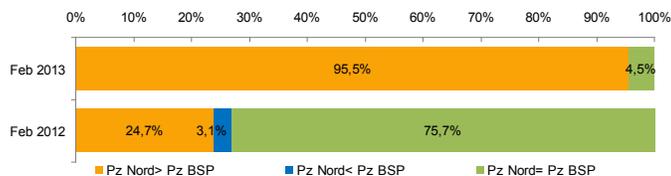
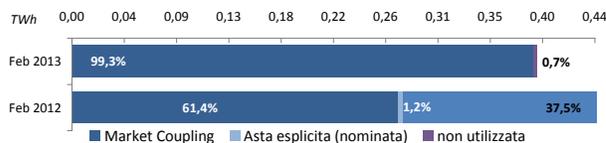


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi hanno registrato una flessione congiunturale, ad eccezione della sessione MI4 (+0,3%). Su base annua invece, in tutte le sessioni si sono registrati sensibili ribassi. Il prezzo medio d'acquisto è variato tra 61,66 €/MWh di MI2 e 70,83 €/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 un prezzo in linea su MI1 e inferiore sulle

altre tre sessioni (Tabella 7 e Gráfico 8). Nel mese i volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, al massimo storico in media oraria, hanno raggiunto i 2,1 milioni di MWh. Di questi oltre la metà, ovvero 1,2 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 (unica sessione a registrare una flessione tendenziale: -7,6%). Nelle altre sessioni si sono scambiati: 538 mila MWh su MI2 (+15,2%); 187 mila MWh (+11,7%) su MI3; 180 mila MWh (+112,5%) su MI4 (Tabella 7 e Gráfico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	62,97	89,04	-29,3%	35.714	37.748	-5,4%
MI1 (1-24 h)	62,86 (-0,2%)	84,49 (-5,1%)	-25,6%	1.849	2.002	-7,6%
MI2 (1-24 h)	61,66 (-2,1%)	83,43 (-6,3%)	-26,1%	801	695	+15,2%
MI3 (13-24 h)	64,81 (-6,2%)	90,42 (-8,4%)	-28,3%	555	497	+11,7%
MI4 (17-24 h)	70,83 (-3,7%)	96,18 (-8,3%)	-26,4%	801	377	+112,5%

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

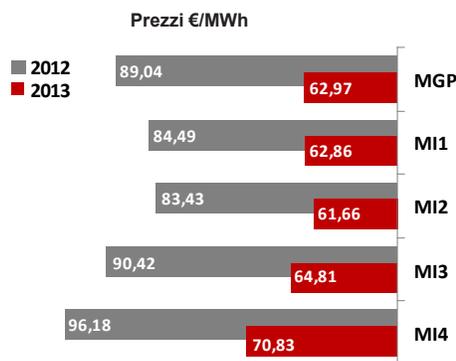
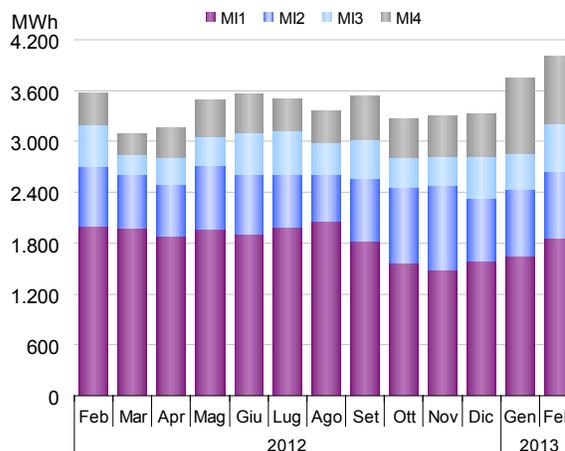
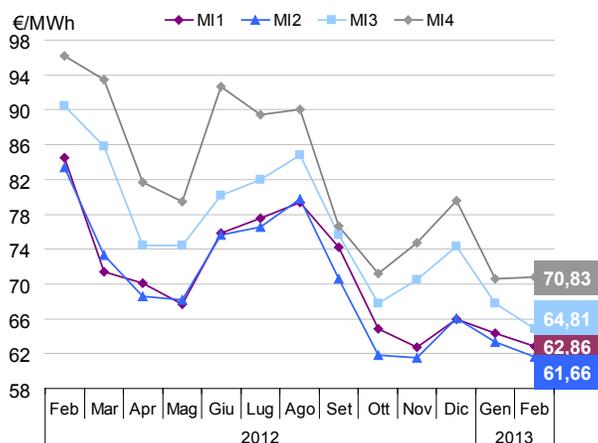


Gráfico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



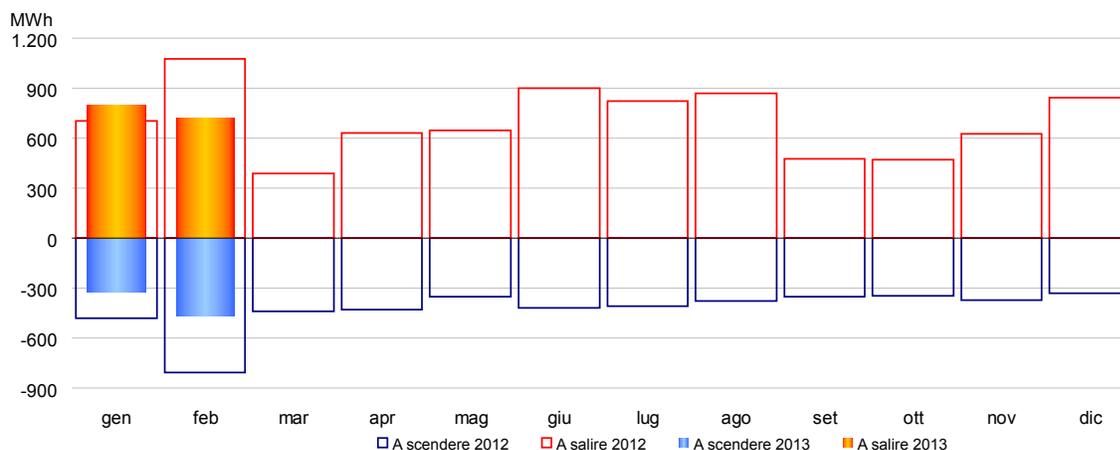
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a febbraio, gli acquisti di Terna sono stati pari a 483 mila MWh, in diminuzione del 33,2% su base annua. Anche le vendite di

Terna nel mercato a scendere, pari a 315 mila MWh, hanno segnato una sensibile riduzione (-41,7%) (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a febbraio, si sono registrate 41 negoziazioni in cui si sono scambiati 55 contratti, pari a 130,8 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 29 contratti O.T.C., pari a 10,1 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 19.051 MW, per un totale di 52,3 milioni di MWh.

I prezzi dei prodotti negoziabili hanno evidenziato, anche questo mese una generalizzata tendenza ribassista, più

accentuata per i prodotti mensili prossimi alla consegna (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Marzo 2013* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 59,95 €/MWh (-3,6%) sul *baseload* e 67,85 €/MWh (-5,6%) sul *peakload* e con una posizione aperta pari rispettivamente a 5.145 e 794 MW, per complessivi 4,0 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

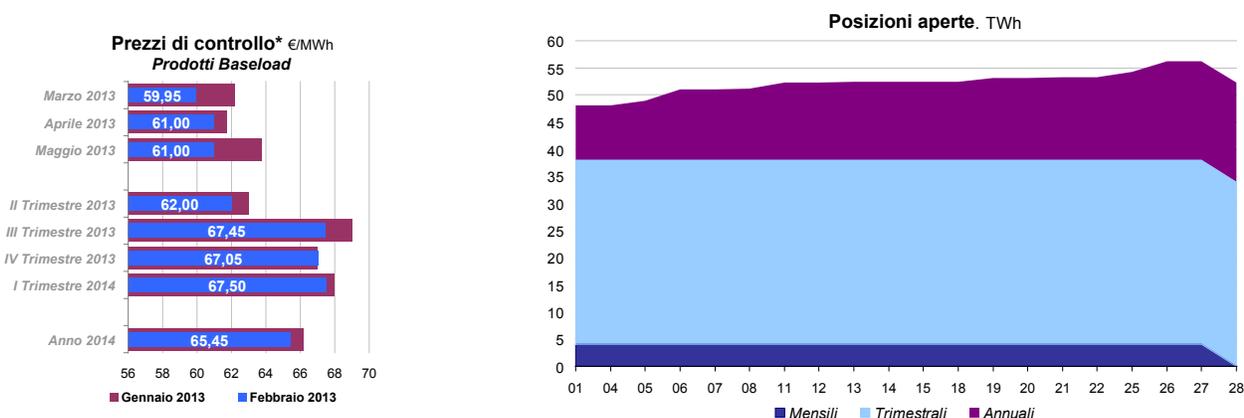
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Marzo 2013	59,95	-3,6%	5	25	-	25	5.145	3.822.735
Aprile 2013	61,00	-1,2%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2013	61,00	-4,3%	-	-	-	-	-	-
Giugno 2013	64,03	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	62,00	-1,6%	-	-	-	-	4.706	10.277.904
III Trimestre 2013	67,45	-2,2%	1	5	-	5	5.006	11.053.248
IV Trimestre 2013	67,05	+0,1%	1	5	-	5	4.856	10.726.904
I Trimestre 2014	67,50	-0,7%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	65,45	-1,1%	32	10	1.155	1.165	2.096	18.360.960
Totale			39	45	1.155	1.200	16.664	50.419.016
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Marzo 2013	67,85	-5,6%	2	10	-	10	794	200.088
Aprile 2013	64,50	-1,5%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2013	65,00	-1,1%	-	-	-	-	-	-
Giugno 2013	68,80	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	66,00	-1,5%	-	-	-	-	794	619.320
III Trimestre 2013	74,00	-1,3%	-	-	-	-	799	632.808
IV Trimestre 2013	77,50	+0,6%	-	-	-	-	794	628.848
I Trimestre 2014	81,18	+0,5%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	74,71	+1,0%	-	-	-	-	-	-
Totale			2	10	-	10	2.387	1.880.976

* 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 febbraio 2013 sono state pari a 28,6 milioni di MWh, in aumento del 14,2% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 25,0 milioni di MWh, sono cresciute del 10,3% trainate dai contratti non standard (+13,1%) e dai contratti baseload (+11,1%). Ancora in netto aumento anche le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+50,4%), pari a 3,6 milioni di MWh, in media oraria inferiori al livello record registrato di gennaio. Quelle di MTE rappresentano pertanto il 12,7% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (contro il 9,6% di un anno fa) (Tabella 9). Le transazioni registrate sulla PCE hanno

determinato una posizione netta di 15,9 milioni di MWh con un aumento tendenziale del 7,1%. I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,1 milioni di MWh (-42,1%), hanno aggiornato il minimo storico per il secondo mese consecutivo, spingendo lo sbilanciamento a programma su livelli mai raggiunti in passato (9,8 milioni di MWh; +120,2%). Per contro, i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,6 milioni di MWh (+8,4%), hanno segnato un massimo storico, con lo sbilanciamento a programma in lieve riduzione (-1,4%). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, al secondo ribasso congiunturale, si è portato 1,80, livello ancora superiore rispetto ad un anno fa (+0,11) (Grafico 11).

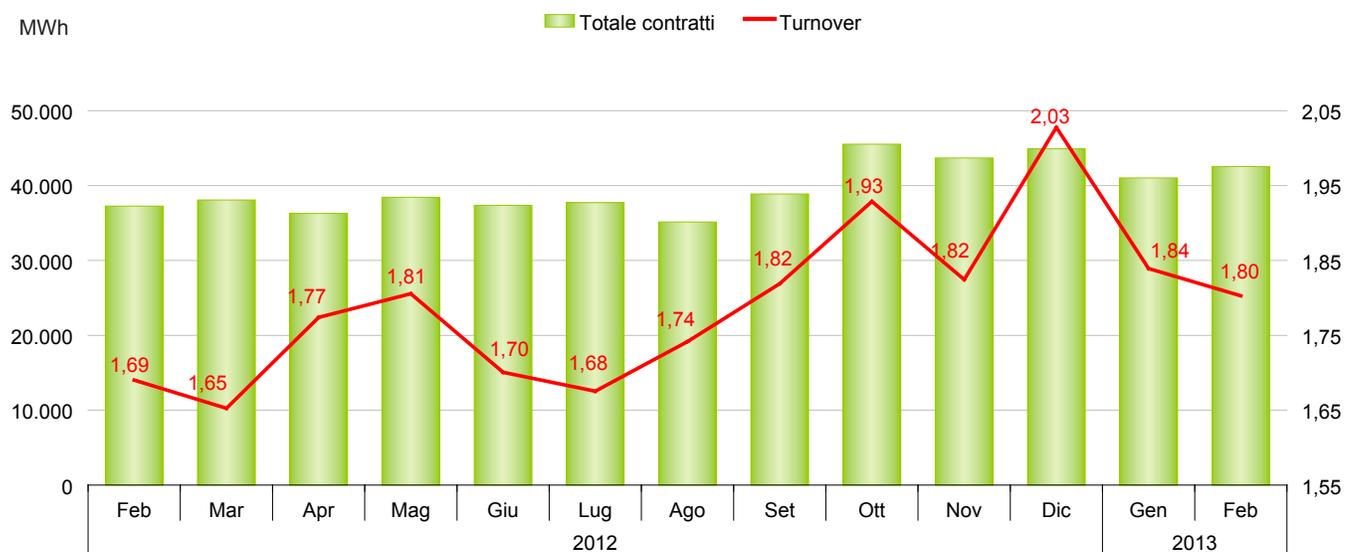
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.823.976	+11,1%	27,4%	Richiesti	10.668.522	-0,4%	100,0%	12.606.653	+8,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	443.460	-19,7%	1,6%	di cui con indicazione di prezzo	5.170.499	+57,1%	48,5%	-	-	-
<i>Peak</i>	467.388	-31,8%	1,6%	Rifiutati	4.570.731	+2506,4%	42,8%	7	-95,0%	0,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	4.570.064	+2569,3%	42,8%	-	-	-
Totale Standard	8.734.824	+5,5%	30,6%	Registrati	6.097.791	-42,1%	57,2%	12.606.646	+8,4%	100,0%
Totale Non standard	16.227.661	+13,1%	56,8%	di cui con indicazione di prezzo	600.434	-80,7%	5,6%	-	-	-
PCE bilaterali	24.962.484	+10,3%	87,3%	<i>Sbilanciamenti a programma</i>	9.760.937	120,2%		3.252.083	-1,4%	
MTE	3.628.560	+50,4%	12,7%	Saldo programmi	-	-		6.508.855	+493,8%	
TOTALE PCE	28.591.044	+14,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.858.729	+7,1%	55,5%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio si registra una nuova contrazione su base annua dei consumi di gas naturale (-15,5%) con il settore termoelettrico ancora in forte arretramento (-25,7%). Nel confronto va considerato l'impatto delle temperature eccezionalmente rigide e della "crisi gas" sulla domanda di febbraio 2012. Sul lato offerta la flessione registrata dalle importazioni (-28,6%) e il calo della produzione nazionale

(-8,0%) hanno provocato un aumento delle erogazioni di gas naturale dagli stoccaggi del 20,5%. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 3,7 milioni di MWh (-39,7%), in prevalenza sulla Piattaforma di Bilanciamento, dove il prezzo medio, con un calo tendenziale del 21,7%, si è portato a 25,66 €/MWh, in linea con le quotazioni registrate sul PSV.

IL CONTESTO

A febbraio, i consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 8.764 milioni di mc (92,8 TWh), in calo del 15,5% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In netta flessione i consumi del settore termoelettrico scesi a 1.861 milioni di mc (-25,7%); più contenuta, ma non meno importante, la riduzione dei consumi del settore industriale, pari a 1.149 milioni di mc (-4,8%), e del civile, pari a 5.503 milioni di mc (-13,3%). In calo anche le esportazioni, pari a 250 milioni di mc (-17,6%). Dal lato

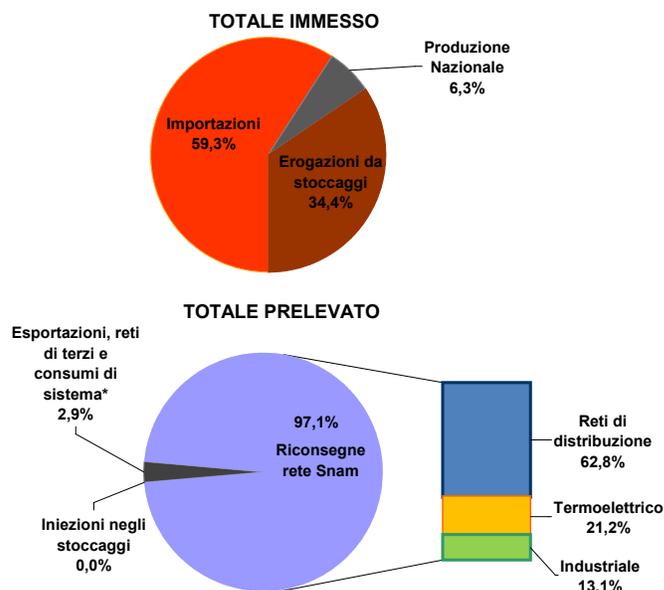
offerta, in netta diminuzione sia la produzione nazionale, pari a 552 milioni di mc (-8,0%), che le importazioni di gas naturale, scese a 5.196 milioni di mc (-28,6%). Tra i punti in entrata, in controtendenza soltanto Cavarzere (+14,3%); non operativo anche questo mese il punto di entrata di Gorizia e, per quasi tutto febbraio, Panigaglia. Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 3.015 milioni di mc, con un aumento del 20,5% rispetto a febbraio 2012.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.196	55,0	-28,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.798	19,0	-23,9%
Tarvisio	2.313	24,5	-8,1%
Passo Gries	133	1,4	-89,3%
Gela	407	4,3	-23,0%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	4	0,0	-96,8%
Cavarzere (GNL)	540	5,7	+14,3%
Produzione Nazionale	552	5,8	-8,0%
Erogazioni da stoccaggi	3.015	31,9	+20,5%
TOTALE IMMESSO	8.764	92,8	-15,6%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.149	12,2	-4,8%
Termoelettrico	1.861	19,7	-25,7%
Reti di distribuzione	5.503	58,2	-13,3%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	250	2,6	-17,6%
TOTALE CONSUMATO	8.764	92,8	-15,5%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	8.764	92,8	-15,6%

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



(continua)

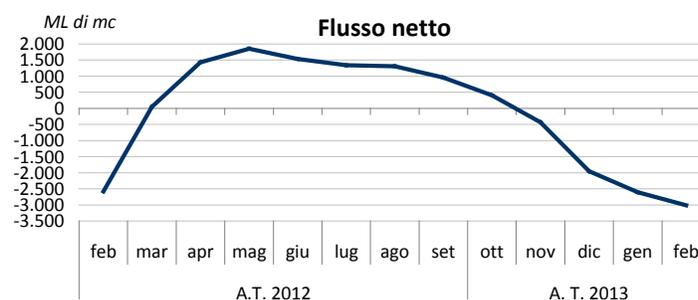
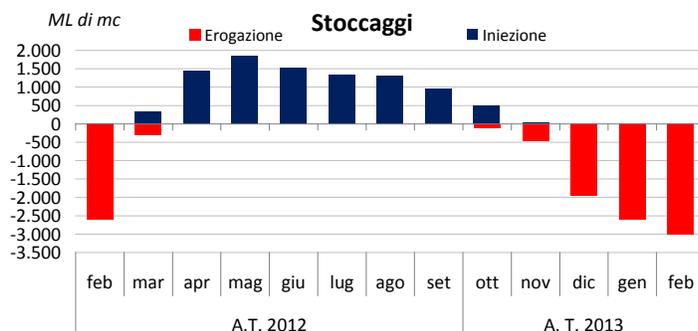
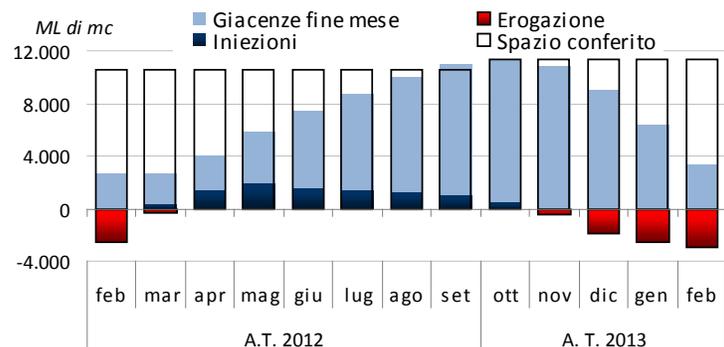
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.307 milioni di mc, in aumento di 26,0% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto *giacenza/spazio conferito* salito al 29,3% (+4,3 punti percentuali

su base annua). La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con una flessione di 8,74 €/MWh rispetto a febbraio 2012, si è portata a 25,99 €/MWh (-25,2%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2013)	3.307	+26,0%
Erogazione (flusso out)	3.015	+20,5%
Iniezione (flusso in)	-	-100,0%
Flusso netto	3.015	+21,0%
Spazio conferito	11.291	+11,4%
Giacenza/Spazio conferito	29,3%	+4,3 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel mese di febbraio la quasi totalità dei volumi scambiati nei mercati del gas gestiti dal GME, pari a 3,7 milioni di MWh (-39,7% su base annua), ha interessato la Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas). Con riferimento ai volumi di gas naturale consegnati a febbraio (inclusendo cioè il prodotto mensile *Febbraio 2013* contrattato sulla P-Gas comparto *Royalties*), gli scambi salgono

a 4,2 milioni di MWh, pari al 4,6% della domanda complessiva di gas naturale (era il 5,8% a febbraio 2012).

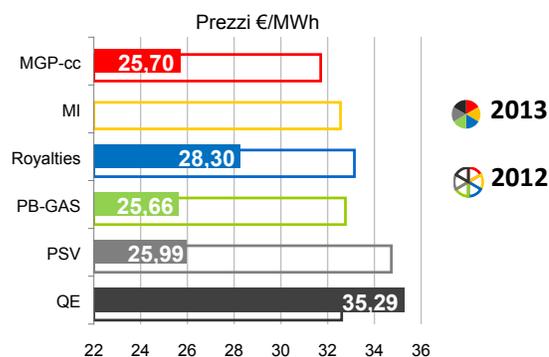
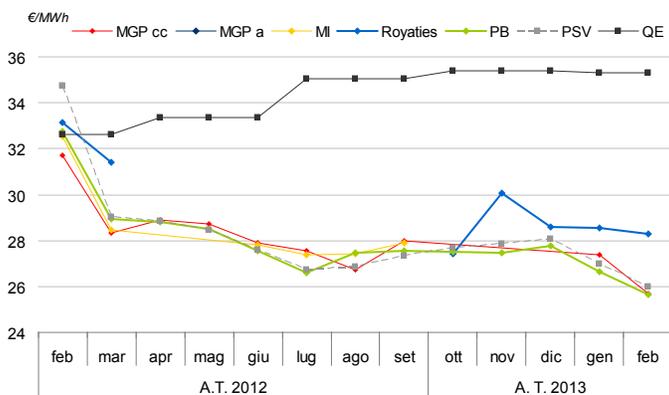
Nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) *fase continua* è stato registrato un solo scambio per 2.500 MWh, ad un prezzo medio di 25,70 €/MWh (-18,9%).

Figura 3: Mercati del gas naturale

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Media	Min	Max	Totale
M-GAS				
MGP-asta	-	-	-	-
MGP-CC	25,70 (31,70)	25,70	25,70	2.500 (11.820)
MI	- (32,55)	-	-	- (2.760)
PB-GAS				
	25,66 (32,76)	25,02	26,35	3.683.873 (6.095.524)
P-GAS				
Royalties	28,30 (33,15)			560.280 (493.464)
Import				
D.lgs 130/10				

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il QE un indice

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), a febbraio, sono stati scambiati complessivamente 3,7 milioni di MWh, con un calo del 37,4% rispetto allo stesso mese del 2012, quando la "crisi gas" aveva spinto gli scambi al massimo assoluto. Il prezzo medio registrato sulla PB-Gas, pari a 25,66 €/MWh, è diminuito del 21,7%.

Nei 9 giorni, sui 28 di febbraio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 0,7 milioni di MWh, di cui il 73,1%

venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 25,27 €/MWh. Nei restanti 19 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 3,0 milioni di MWh, di cui il 93,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 25,85 €/MWh.

Complessivamente l'89,3% dei volumi scambiati (3,3 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 10,7% (0,4 milioni MWh) da scambi tra operatori.

(continua)

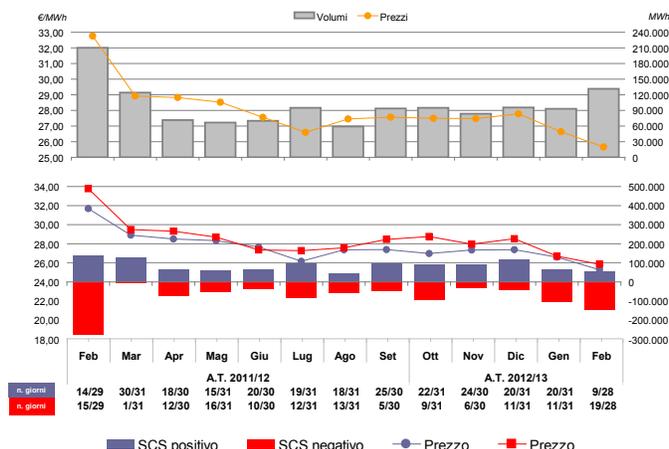
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
		positivo n.giorni 9/28	negativo n.giorni 19/28
Prezzo. €/MWh	25,66 (-21,7%)	25,27	25,85
Acquisti. MWh	3.683.873 (-37,4%)	695.297	2.988.576
RdB	2.782.379 (-30,6%)		2.782.379
Operatori		695.297	206.198
Vendite. MWh	3.683.873 (-37,4%)	695.297	2.988.576
RdB	508.494 (-72,9%)	508.494	
Operatori		186.803	2.988.576

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	40	25	32



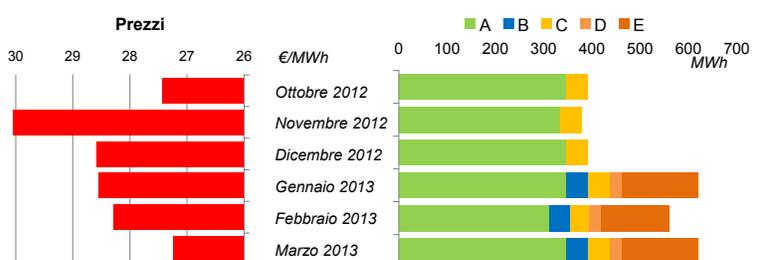
Sulla Piattaforma Gas (P-GAS), articolata nei tre comparti Import, 'Ex d.lgs 130/10' e Royalties – sui quali produttori e importatori adempiono ai rispettivi obblighi di cessione di quote di gas – a febbraio non sono stati

registrati scambi. Si riportano, tuttavia, i risultati delle negoziazioni avvenute nel comparto Royalties riferiti ai prodotti dell'anno termico che va da ottobre 2012 a marzo 2013.

Figura 5: P-GAS (Royalties), prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Prezzo medio	Volumi
	€/MWh	MWh
Ottobre 2012	27,43	390.693
Novembre 2012	30,05	378.090
Dicembre 2012	28,59	390.693
Gennaio 2013	28,55	620.310
Febbraio 2013	28,30	560.280
Marzo 2013	27,25	620.310



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A febbraio le quotazioni del Brent e dei derivati petroliferi salgono sui valori più alti degli ultimi nove mesi, o immediatamente a ridosso di essi, favorendo un rafforzamento delle dinamiche moderatamente rialziste osservate ad inizio anno, anche contro le aspettative di sostanziale stabilità espresse dai mercati alla fine di gennaio.

Minimi aumenti si rilevano sul prezzo del carbone che, pur confermandosi decisamente inferiore ai livelli di un anno fa, registra un progressivo incremento dei suoi futures, particolarmente consistente soprattutto a partire dal trimestre finale del 2013.

D'altro canto, variazioni di lieve intensità interessano gli hub centro-nord europei del gas, le cui quotazioni, ancorate ai valori dell'ultimo quadrimestre, risultano tutte contemporaneamente superiori al riferimento italiano, fenomeno, quest'ultimo, mai verificatosi prima d'ora.

In Italia il trend ribassista osservato sulle quotazioni nazionali del gas sembra mostrare i suoi effetti anche sul prezzo dell'energia elettrica, sceso al livello minimo dell'ultimo biennio e sempre meno distante dalle crescenti quotazioni delle borse continentali limitrofe, come segnalato dalla decisa flessione del differenziale con il riferimento spot francese.

In linea con le indicazioni emerse a inizio anno, a febbraio il Brent sale ulteriormente a 116,3 \$/bbl (+2,9% sul mese precedente), toccando il livello più alto degli ultimi nove mesi e disattendendo in parte le aspettative degli operatori, indirizzate il mese scorso verso una sostanziale stabilità delle quotazioni. A fronte di questa confermata propensione rialzista, il prezzo si mantiene inferiore ai valori del 2012 (-2,7%), che proprio in questo periodo dell'anno raggiungevano punte inferiori soltanto ai massimi storici del 2008. In ottica prospettica appare interessante osservare come la crescita congiunturale non abbia determinato un'inversione nelle aspettative dei mercati, proiettate verso una diminuzione dei prezzi e una conseguente convergenza al riferimento statunitense, previsto invece in moderata ripresa tanto nel breve quanto nel lungo termine.

Le dinamiche si ripetono analoghe sull'olio combustibile e sul gasolio, attestati rispettivamente a 667 \$/MT e attorno a 994 \$/MT, con un incremento rispetto al mese di gennaio (+4,8%/+3,4%) e una flessione su base annua che interessa prevalentemente l'olio combustibile (-7,3%) e in misura marginale il gasolio (-0,8%).

Quest'ultimo, inoltre, nelle attese espresse dai mercati, evidenzia nel prossimo trimestre un consolidamento della fase rialzista iniziata a gennaio, disaccoppiandosi dal Brent, sua commodity di riferimento, come già più volte riscontrato nel corso del 2012. La lieve ripresa registrata su base mensile anche sulle piazze europee del carbone non muove significativamente le quotazioni dal livello attorno al quale oscillano ormai dal maggio scorso (88,2 \$/MT, +2,1%), dando peraltro continuità al periodo di forti ribassi tendenziali iniziato a fine 2011 (-10,6%). A fronte di tali andamenti, i mercati futures confermano previsioni di crescita a tassi particolarmente elevati soprattutto a partire dall'ultimo trimestre del 2013, prospettando per il prossimo anno quotazioni sui 97 \$/MT.

Le variazioni congiunturali e tendenziali evidenziate dai combustibili non presentano modifiche di rilievo nella conversione in euro delle quotazioni, in virtù della sostanziale stabilità del tasso di cambio dollaro/euro, rimasto ancorato a 1,33 \$/€, contro le aspettative di crescita espresse dagli operatori nel mese di gennaio.

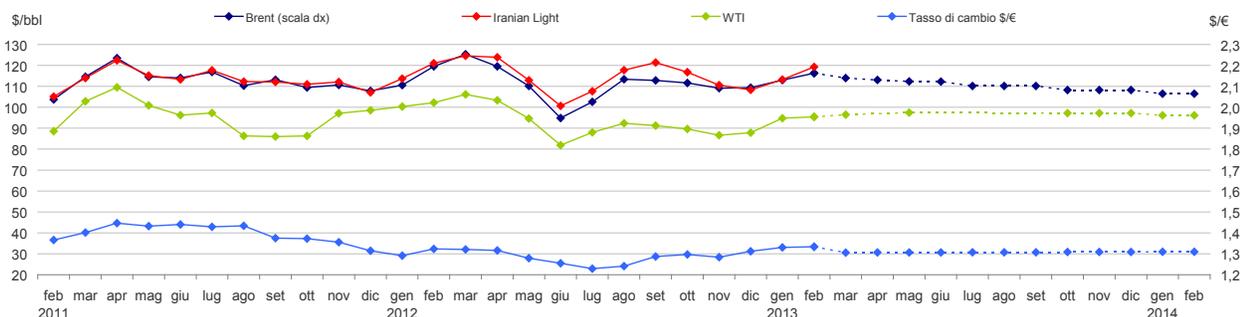
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Feb 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 13	Apr 13	Mag 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,33	+0,2%	+0,8%	1,36	1,31 ▼	1,31 ▼	1,31 -	1,31 ▼
Brent	\$/bbl	116,3	+2,9%	-2,7%	112,6	113,9 ▲	113,1 ▲	112,3 -	104,3 ▲
FOB	€/bbl	87,2	+2,6%	-3,5%	82,9	87,2 ▲	86,6 ▲	86,0 -	79,5 ▲
Fuel Oil	\$/MT	667,0	+4,8%	-7,3%	648,0	648,5 ▼	649,5 ▼	648,5 -	624,5 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	500,1	+4,6%	-8,0%	477,2	496,6 ▲	497,3 ▲	496,4 -	476,1 ▲
Gasolio	\$/MT	993,9	+3,4%	-0,8%	961,0	1.010,1 -	- -	1.003,1 -	931,4 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	745,2	+3,2%	-1,5%	707,6	773,5 -	- -	767,8 -	710,1 ▲
Coal	\$/MT	88,2	+2,1%	-10,6%	87,8	89,3 ▲	89,7 ▲	- -	97,2 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	66,1	+1,8%	-11,3%	64,6	68,3 ▲	68,7 ▲	- -	74,1 ▲

Fonte: Thomson-Reuters

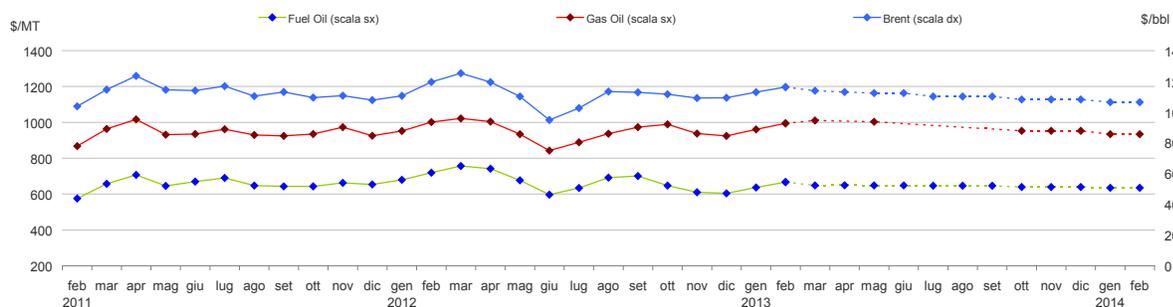
(continua)

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



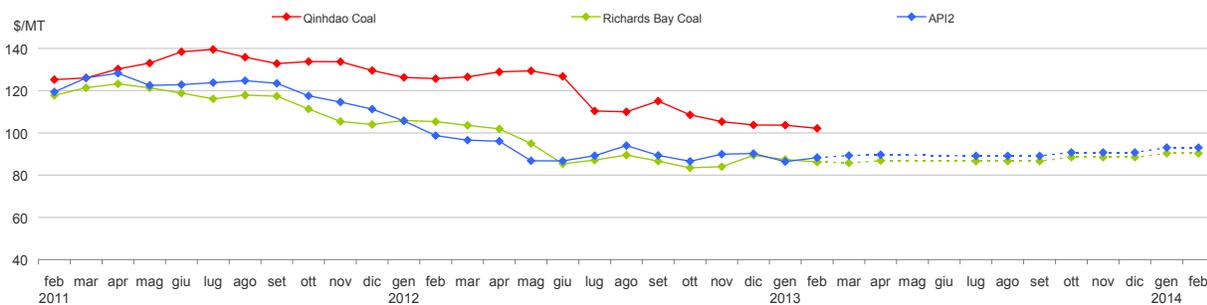
Fonte: Thomson-Reuters

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)

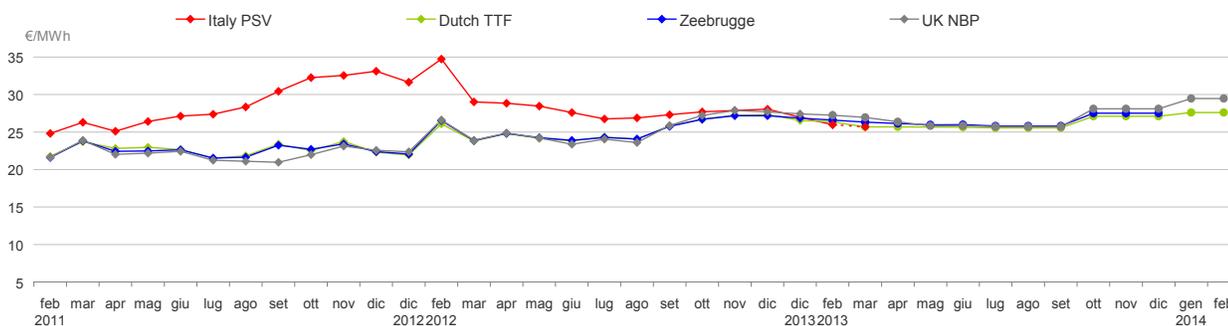
Relativamente al gas, a febbraio le quotazioni registrate sui principali hub centro-nord europei si attestano sui 26/27 €/MWh, manifestando variazioni minime sia rispetto al mese precedente (circa -1%) che a un anno fa (+1/+2%) e risultando, per la prima volta dall'avvio delle operazioni al PSV, tutte contemporaneamente superiori al riferimento italiano, in ulteriore calo congiunturale (25,99 €/MWh, -3,6%). Tale circostanza rappresenta il completamento di una dinamica

che nell'ultimo quadrimestre del 2012 ha visto le quotazioni continentali crescere rapidamente fino a superare il nostro prezzo nazionale, tradizionalmente più elevato, ma in forte diminuzione tendenziale (-25,2% a febbraio). In chiave futura i mercati mantengono posizioni conservative nel breve-medio periodo, mostrando invece un insolito disallineamento dei prezzi europei a partire da gennaio 2014, per effetto di un maggior incremento delle quotazioni britanniche.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
GAS	Area	Feb 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 13	Apr 13	Mag 13	Gas Year 13
PSV DA	Italia	25,99	-3,6%	-25,2%	26,00	25,70	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,38	-0,7%	+1,1%	26,15	25,70	25,70	-	26,50
Zeebrugge	Belgio	26,58	-1,0%	+0,2%	26,37	26,31	26,13	25,95	27,24
UK NBP	Regno Unito	27,25	-0,7%	+2,4%	27,02	26,94	26,37	25,82	27,42



Fenomeni di convergenza al prezzo italiano, in calo congiunturale analogo a quello osservato sul gas nazionale (62,97 €/MWh, -2,4%), interessano anche le quotazioni elettriche francesi e svizzere (54/56 €/MWh), in crescita rispetto a gennaio (+6/+8%), al pari di quanto verificatosi nel resto dell'Europa centrale (+1/+3%). Merita rilevare soprattutto la ripida propensione rialzista del riferimento spot francese (+30% nel giro di due mesi) che, come poche altre volte nella sua storia, appare più vicino al prezzo italiano - con differenziale Italia-Francia ai minimi dal 2009 (circa 8,5 €/MWh)

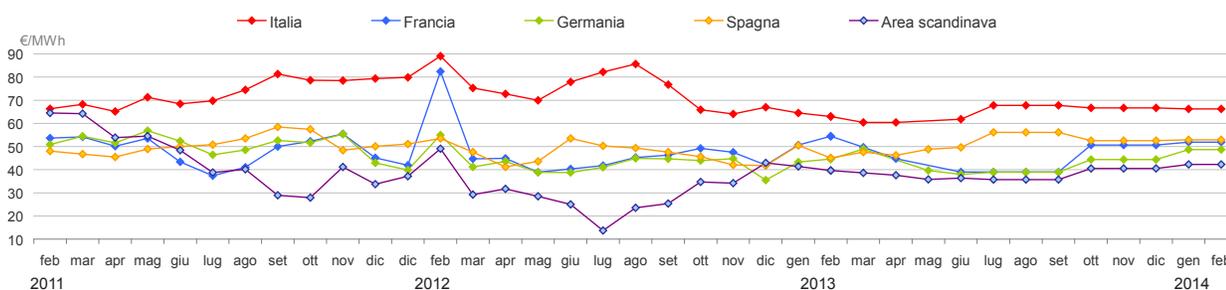
- che a quello tedesco (differenziale di circa 10 €/MWh). Poco significativa appare, invece, l'analisi delle variazioni tendenziali delle quotazioni continentali (-15/-34%), influenzata dagli alti valori toccati a febbraio dello scorso anno in corrispondenza di straordinarie condizioni meteorologiche. Su base prospettica l'andamento dei futures sembra non dar fiducia alla possibilità di ulteriore convergenza tra il listino italiano e gli exchange limitrofi, segnalando già nel prossimo mese una repentina inversione di tendenza del prezzo francese e il suo rinnovato allineamento alle quotazioni centro-europee.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Feb 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 13	Apr 13	Mag 13	Calendar
Italia	62,97	-2,4%	-29,3%	64,75	60,43 ▼	60,45 -	- -	65,50 ▼
Francia	54,46	+7,6%	-33,9%	48,25	49,70 ▲	44,75 -	- -	44,88 ▲
Germania	44,62	+3,0%	-18,8%	48,90	48,90 -	- -	39,68 -	40,95 ▼
Svizzera	56,48	+5,8%	-32,7%	-	- -	- -	- -	- -
Austria	43,36	+0,9%	-20,4%	-	- -	- -	- -	- -
Spagna	45,04	-10,8%	-15,8%	54,65	47,60 ▼	46,20 ▼	48,84 -	52,15 ▼
Area scandinava	39,67	-4,1%	-19,1%	40,65	38,60 ▲	37,63 ▲	35,80 -	36,95 ▲



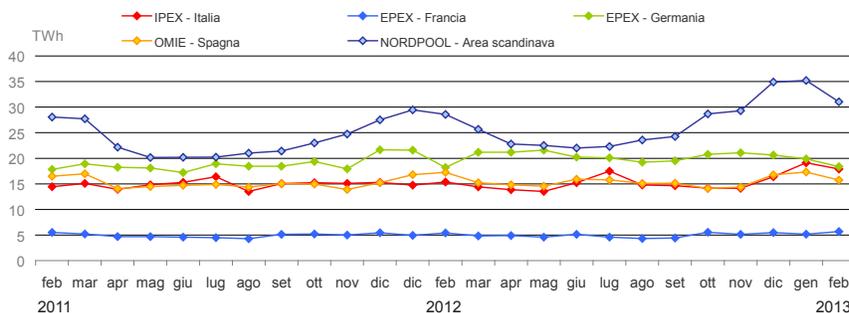
Riguardo ai volumi scambiati spot, si conferma sia la posizione di Nordpool quale borsa continentale più capiente (32 TWh, +8,6% sul 2012), sia il forte aumento tendenziale di IpeX,

attestata a 17,9 TWh (+16,5%) subito a ridosso delle quantità contrattate a pronti nell'area tedesca (18,4 TWh, +1%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Feb 13	Diff M-12(%)
Italia	17,9	+16,5%
Francia	5,7	+4,7%
Germania	18,4	+1,0%
Svizzera	1,3	+15,6%
Austria	0,8	+3,4%
Spagna	15,8	-8,7%
Area scandinava	31,0	+8,6%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 190.837 TEE, in aumento rispetto ai 132.895 TEE scambiati a gennaio.

Dei 190.837 TEE sono stati scambiati 69.341 TEE di Tipo I e 83.888 TEE di Tipo II e 37.608 TEE di Tipo III.

Anche nel mese di febbraio è stato registrato un aumento dei prezzi medi rispetto al mese precedente in percentuale pari a 9,96% per la Tipologia I, 9,74% per la Tipologia II e 8,58% per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 101,05 € (rispetto a 91,90 € di gennaio), i titoli di Tipo II ad una media di 101,96 € (rispetto a € 92,91 di gennaio) e i titoli di Tipo III ad una media di 101,09 € (rispetto a 93,11 € di gennaio).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 297.564 (184.630 di tipo I, 92.970 di tipo II e 19.964 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 17.527.306.

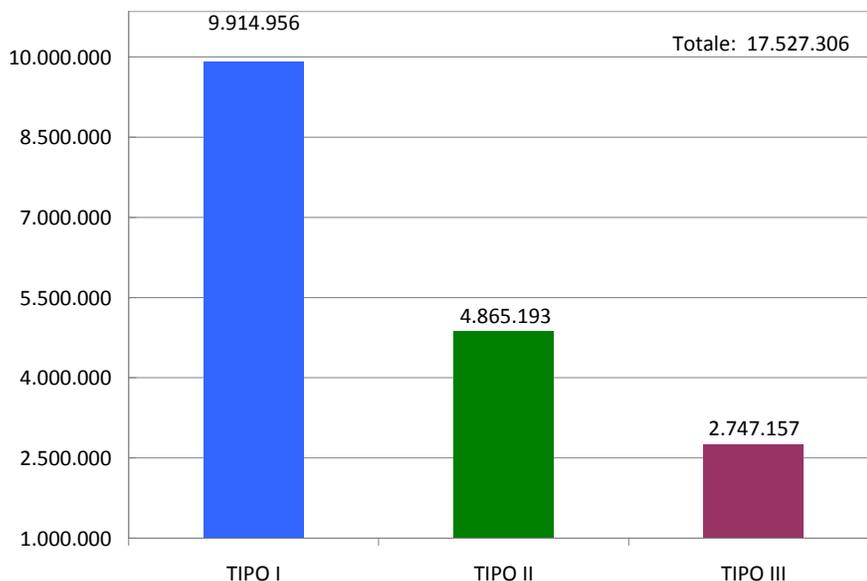
TEE, risultati del mercato del GME - febbraio 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	69.341	83.888	37.608
Valore Totale (€)	7.006.899,54	8.553.093,69	3.801.960,33
Prezzo minimo (€/TEE)	95,00	95,00	95,00
Prezzo massimo (€/TEE)	106,00	106,00	106,30
Prezzo medio (€/TEE)	101,05	101,96	101,09

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

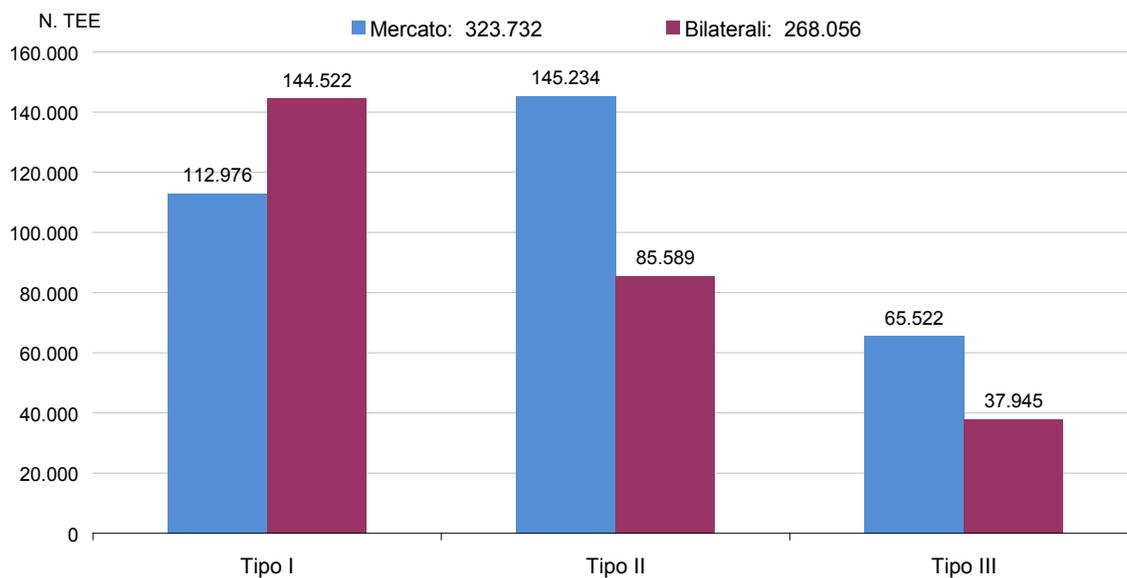
Fonte: GME



(continua)

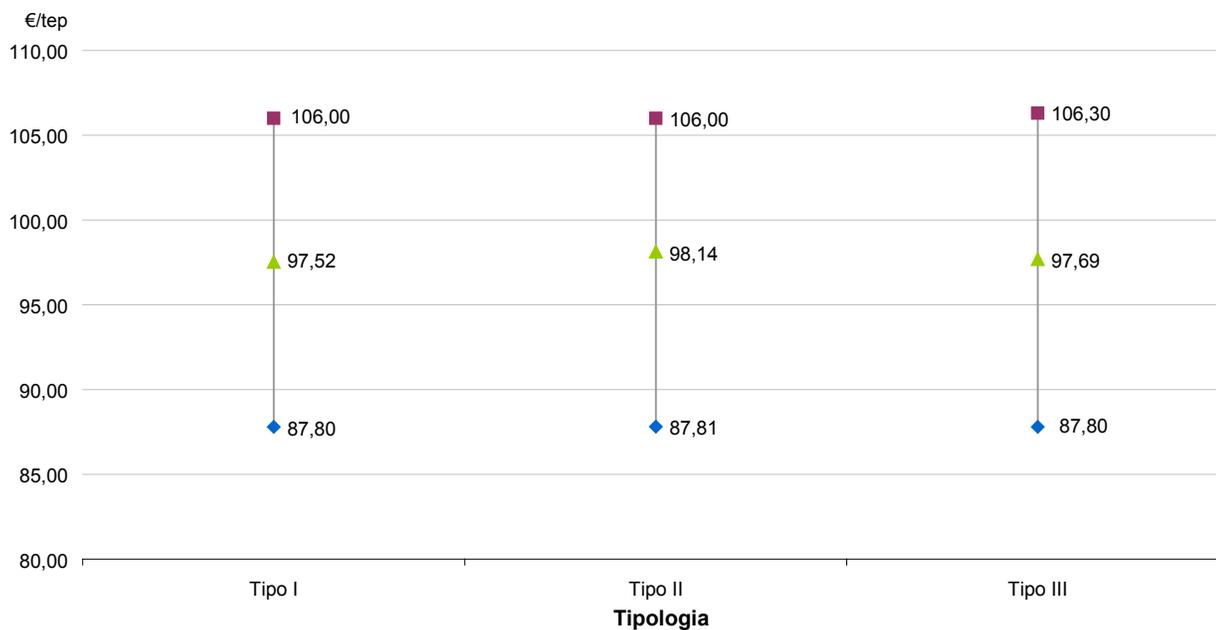
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



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

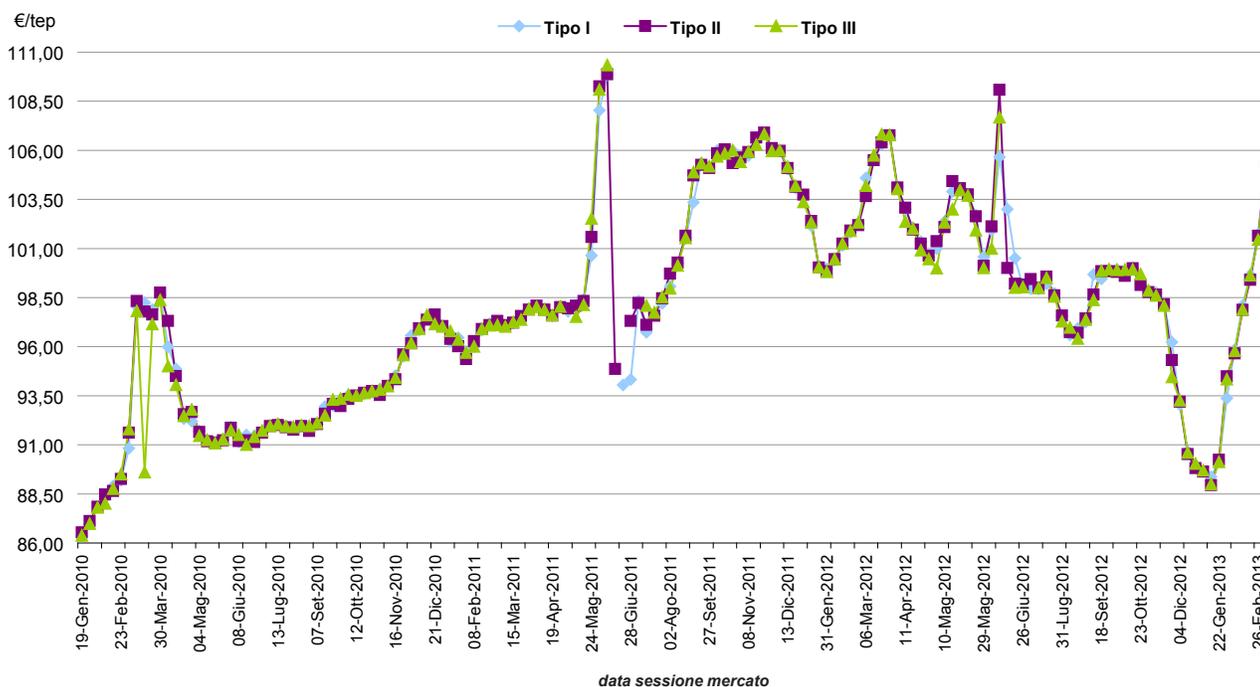
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a gennaio 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di febbraio 2013 sono stati scambiati 152.018 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

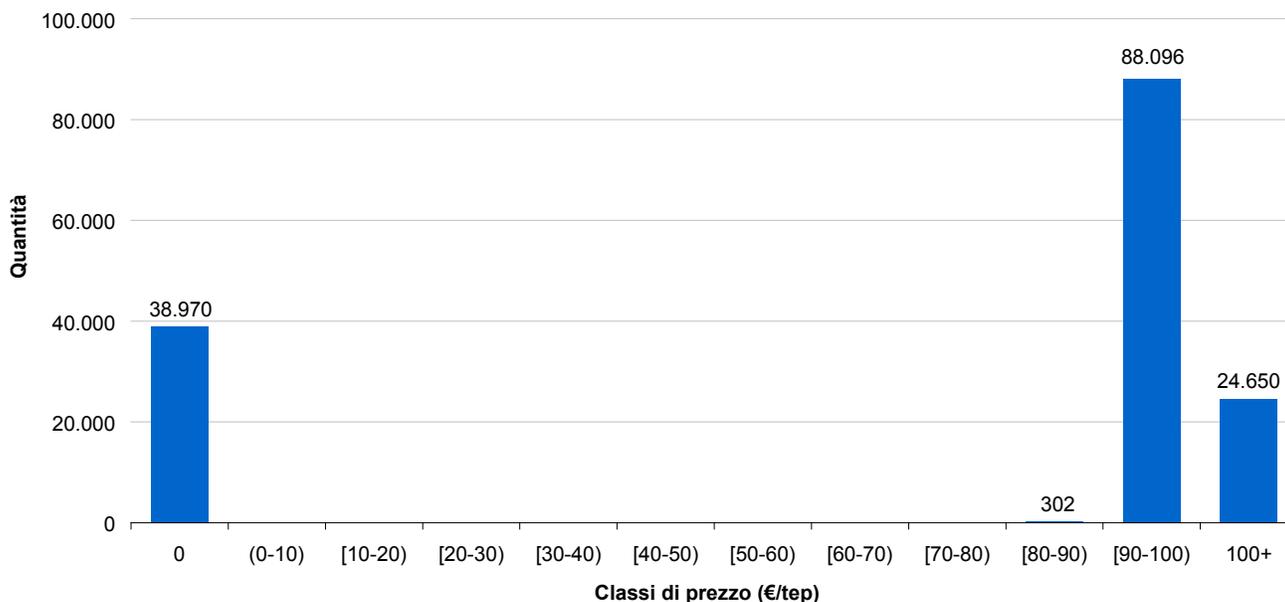
è stata pari a 72,41€/tep, minore di 29,05 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 101,46 €/tep.

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 - febbraio 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di febbraio, sono stati scambiati 346.829 CV, in leggero aumento rispetto ai 344.292 CV negoziati nel mese di gennaio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV¹ con anno di riferimento 2012 con un volume pari a 335.627 (contro i 340.883 CV_2012 di febbraio) e dei CV con anno di riferimento 2010 con una quantità presente sul mercato pari a 4.405 (346 CV_2010 scambiati il mese scorso).

Seguono i CV_2011 con un numero di certificati scambiati pari a 4.224, (1.705 i CV_2011 lo scorso mese) e i CV_2010_TRL con un volume pari a 2.573 (354 CV_2010_TRL i titoli quotati nel mese di gennaio).

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi rispetto al mese precedente, i CV_2012 e i CV_2011 hanno registrato un aumento

del prezzo medio pari, rispettivamente, a 0,68 €/MWh e di 1,02 €/MWh, mentre per i CV_2010 e per i CV_2010_TRL è stata rilevata una diminuzione del prezzo medio pari, rispettivamente, a 0,30 €/MWh e 1,70 €/MWh.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV_2010 è stato pari a 79,70 €/MWh, i CV_2010_TRL hanno chiuso con un prezzo medio ponderato pari a 78,10 €/MWh e i CV_2011 hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 80,19 €/MWh. Infine, i CV_2012 hanno registrato un prezzo medio pari a 80,20 €/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.

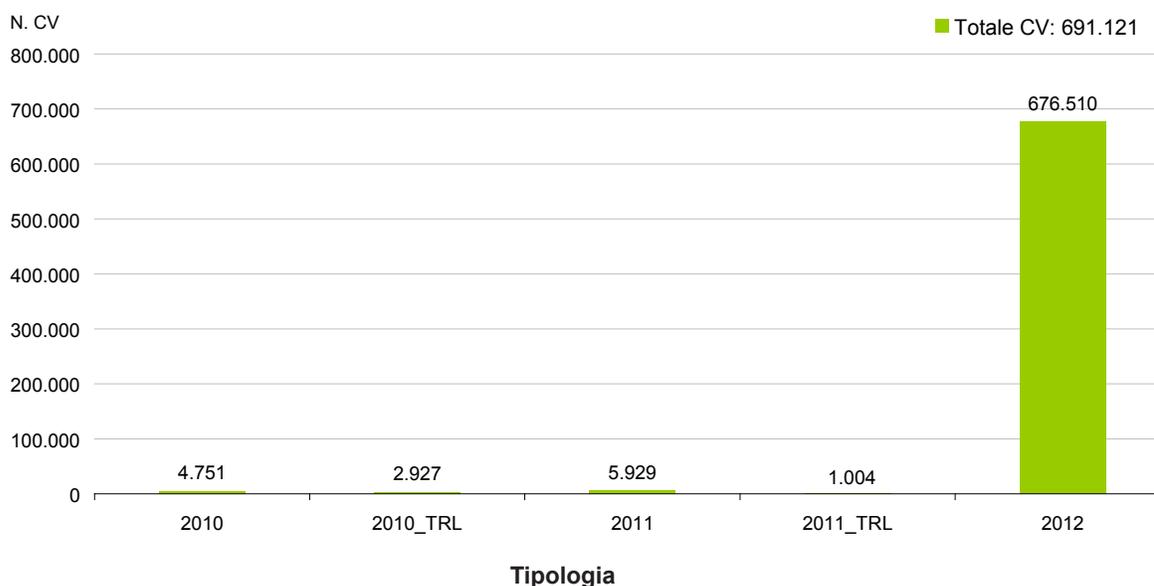
CV, risultato del mercato GME febbraio 2013

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2010	2010_TRL	2011	2012
Volumi scambiati (n.CV)	4.405	2.573	4.224	335.627
Valore Totale (€)	351.084,40	200.948,93	338.733,90	26.916.644,48
Prezzo minimo (€/CV)	79,50	77,50	80,00	79,99
Prezzo massimo (€/CV)	80,00	79,43	81,50	80,50
Prezzo medio (€/CV)	79,70	78,10	80,19	80,20

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

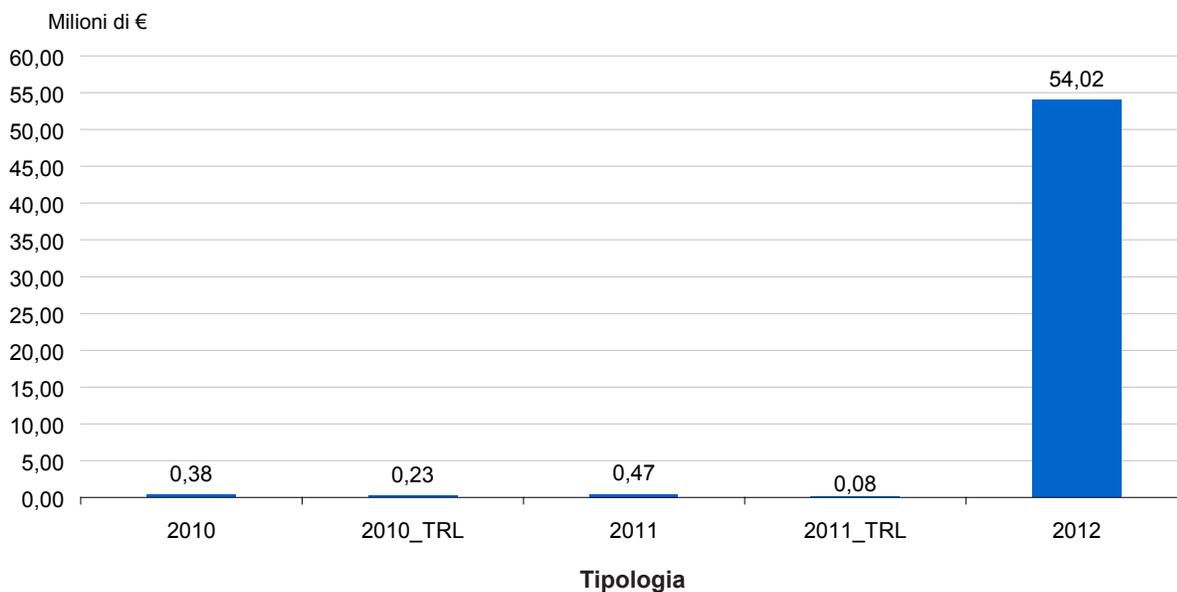
Fonte: GME



(continua)

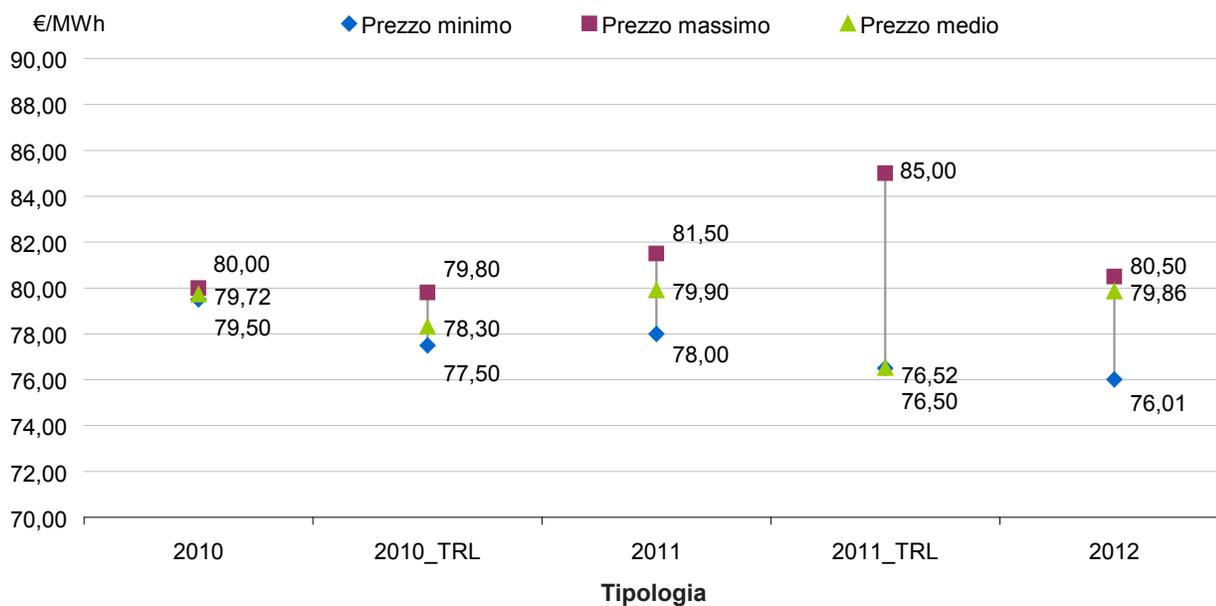
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



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

Fonte: GME

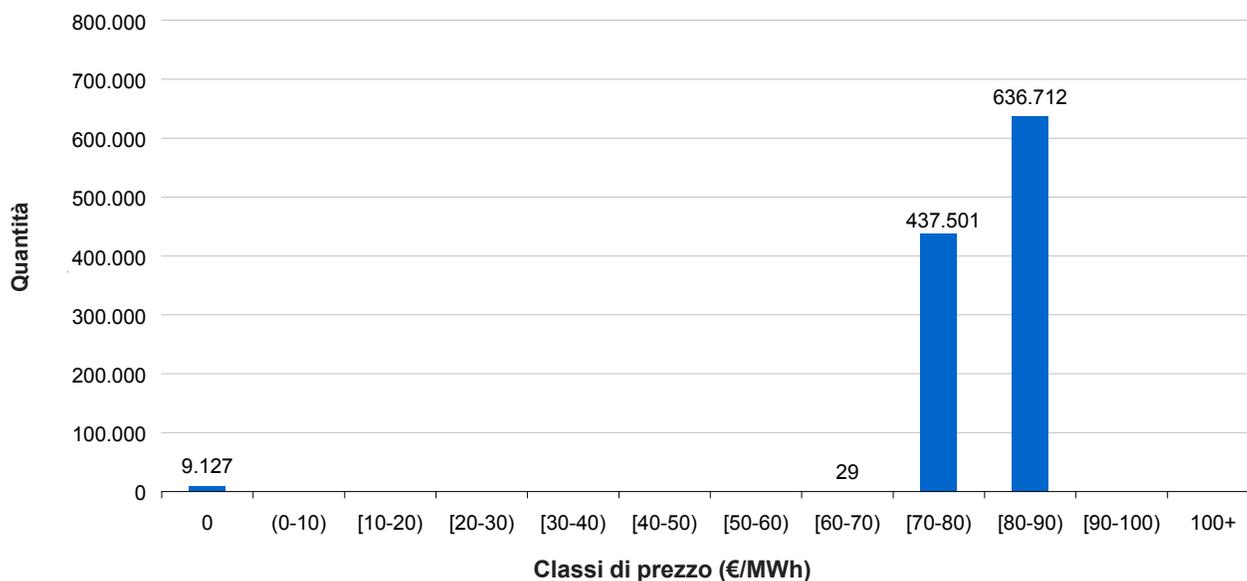


(continua)

Nel corso del mese di febbraio 2013 sono stati scambiati (1.133.961 CV il mese scorso) delle varie tipologie. 1.083.369 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - febbraio 2013

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso del mese di febbraio, è stata pari a 78,77 €/MWh, minore di 1,41 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (80,18 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

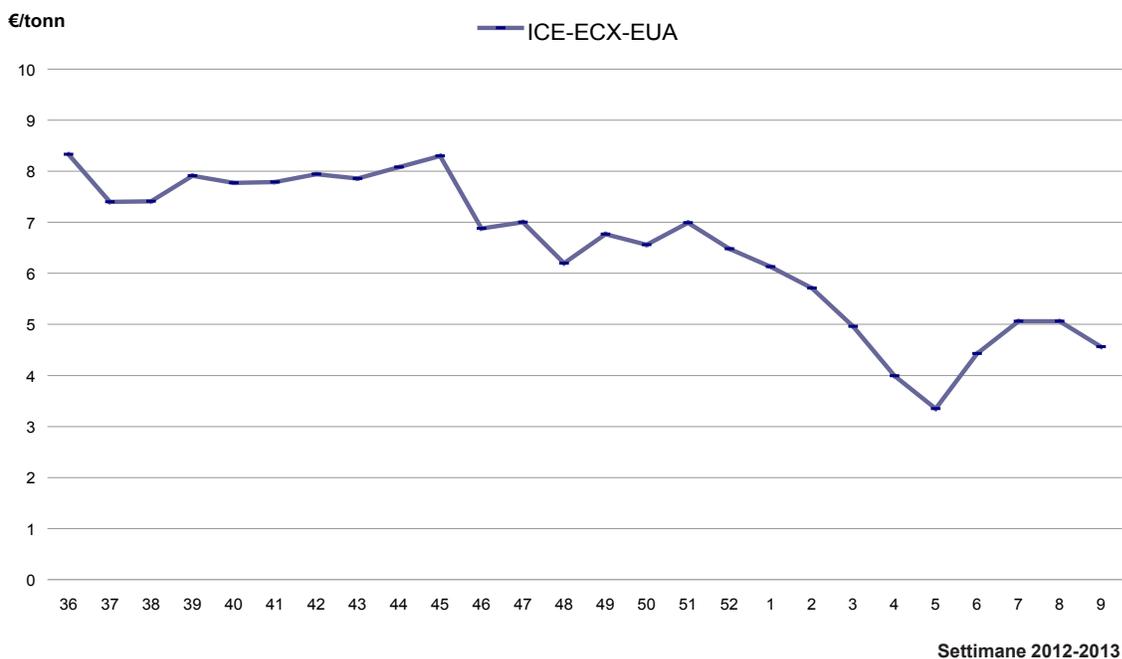
A cura del GME

■ Nel mese di febbraio 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 935,4 milioni di EUAs, in aumento di 12,78% rispetto al mese precedente (829,1 milioni di EUA a gennaio - fonte Point Carbon). Nel mese, l'andamento dei prezzi nei mercati delle Unità di Emissione registra un aumento intorno a 5,00 €/tonn. Il dibattito sul tema del backloading di circa 9 milioni di permessi di emissione resta fra le prerogative della Commissione Europea per l'effettivo rilancio del sistema ET.

Se gli incontri avviati tra la Commissione europea, il Parlamento e il Consiglio avranno esito positivo, la modifica alla Direttiva del sistema comunitario di scambio di emissioni potrebbe essere effettuata prima della pausa estiva, consentendo l'entrata in vigore già dai primi mesi del 2014. Le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, effettuate sul mercato ICE-ECX mostrano una variazione da 3,35 €/tonn a inizio mese a 5,06 €/tonn alla fine.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



(continua)

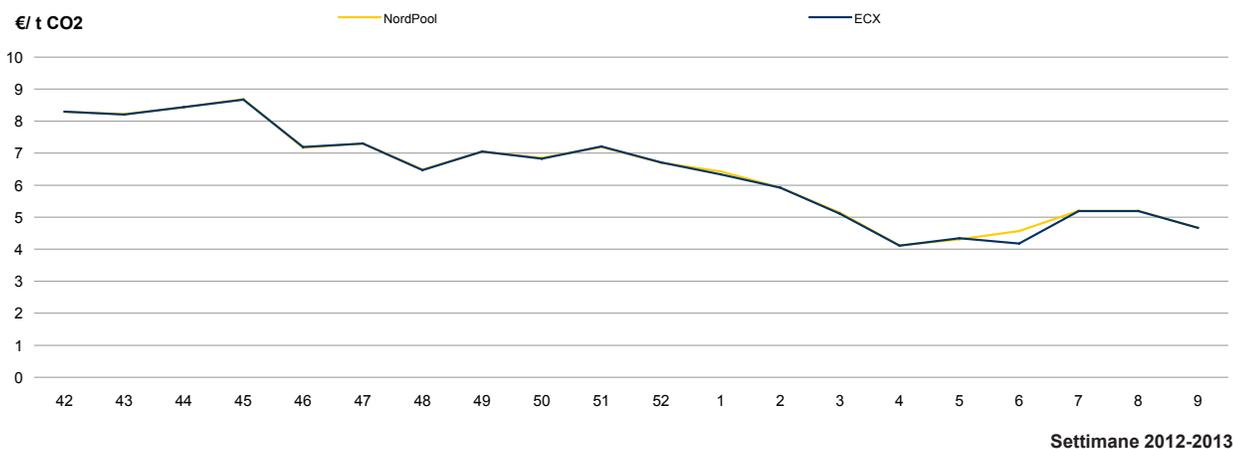
Nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi riflette la tendenza del mercato spot. In relazione, infatti, all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna *Dicembre 2013* (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price a

4,34 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 5,19 €/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



DIPENDENZA E SICUREZZA ENERGETICA IN ITALIA

Stefano Clò – RIE e Università degli Studi di Milano

(continua dalla prima)

Sebbene grazie ai progressivi miglioramenti di efficienza energetica una sempre minore quantità di risorse energetiche sia necessaria per generare ricchezza e benessere (in termini di unità di PIL), l'energia rimane un fattore imprescindibile per lo sviluppo economico come dimostra l'aumento dei consumi di energia primaria (fig.1). La scomposizione dei consumi in Europa di energia primaria per fonti (fig.2) evidenzia il peso delle risorse energetiche fossili nel sistema economico occidentale. Il loro approvvigionamento è stato, e continua a costituire, un problema prioritario per i paesi che non ne dispongono direttamente sul proprio territorio. Da cui le annose questioni irrisolte della dipendenza e sicurezza energetica. Se per dipendenza energetica si intende genericamente l'ammontare di consumi energetici interni soddisfatto tramite risorse di importazione, la questione della sicurezza (energetica) è declinabile in termini di continuità di rifornimenti (energetici) a prezzi ragionevoli. Dipendenza e sicurezza energetica sono concetti relativamente moderni riconducibili alla storica decisione dell'Ammiraglio Winston Churchill di convertire la Royal Navy britannica dal carbone al petrolio alla vigilia della II Guerra Mondiale¹. Rinunciando all'affidabilità delle abbondanti risorse carbonifere nazionali, la Gran Bretagna divenne dipendente dalle forniture estere di greggio, mentre la garanzia della loro continuità questione di interesse nazionale strategico secondo il monito dello stesso Churchill per cui "la sicurezza e la certezza del petrolio risiede nella varietà e nella varietà soltanto". Con il maggiore ricorso al petrolio, e poi al metano, la dipendenza energetica diventa così una condizione inevitabile

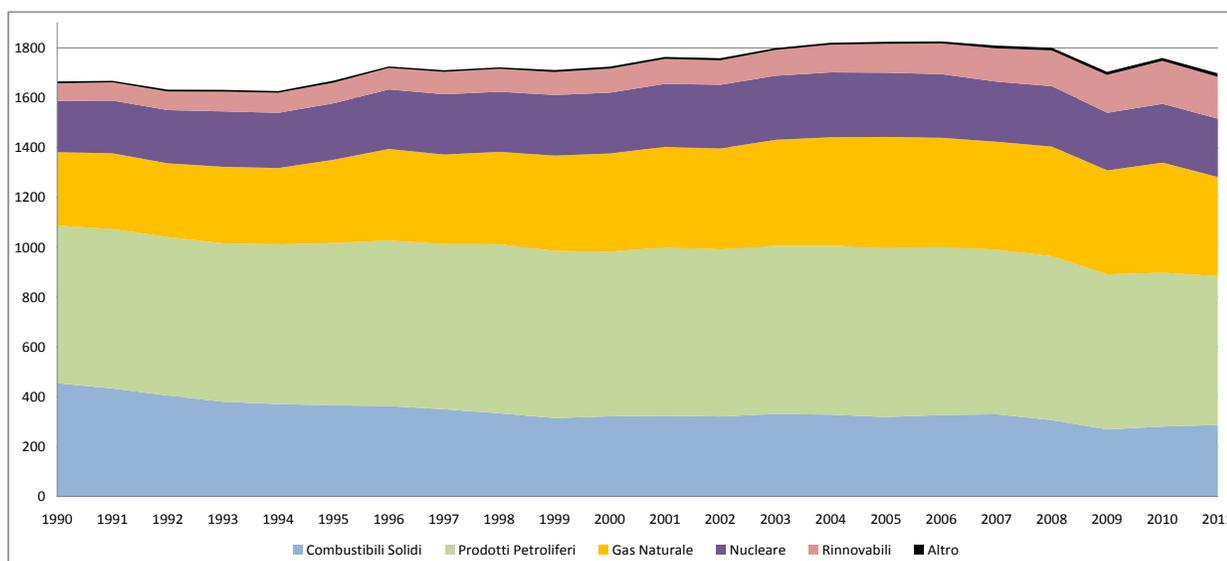
delle economie moderne, mentre la sicurezza energetica un imperativo per gli Stati alla continua ricerca di misure in grado di garantirla. Ne è esempio il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20 dell'Unione Europea che mira a rafforzare la sicurezza energetica degli Stati membri e a ridurre la dipendenza da risorse di importazione attraverso un incremento della copertura della domanda finale di energia da fonti rinnovabili e un contenimento dei consumi attraverso interventi di efficienza energetica. Anche l'integrazione dei mercati attraverso una maggiore interconnessione delle reti – prevista dalle Direttive e Regolamenti che compongono il Terzo Pacchetto Energia del 2009 – è un'azione finalizzata ad accrescere la sicurezza energetica dell'Unione e di ogni suo Stato membro.

La riduzione della dipendenza energetica e il miglioramento della sicurezza sono individuate tra le questioni prioritarie anche dalla nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN). Per quanto correlati, e spesso utilizzati intercambiabilmente, sicurezza e dipendenza energetica sono due concetti diversi e diversi indicatori vengono utilizzati per misurarli. A parità di dipendenza energetica, un Paese può risultare più o meno esposto a shock di prezzo delle fonti fossili o a rischi di discontinuità nelle forniture legati all'instabilità geopolitica dei paesi esportatori.

Dopo avere analizzato l'andamento dei consumi e delle importazioni per fonti e per alcuni paesi, l'articolo illustra gli indicatori principali utilizzati dall'Unione Europea per valutare il grado di dipendenza e sicurezza energetica di un Paese².

Fig. 2 - Andamento consumi di energia primaria per fonti - EU-27 (Mtep)

Fonte: Eurostat



DIPENDENZA E SICUREZZA ENERGETICA IN ITALIA

(continua)

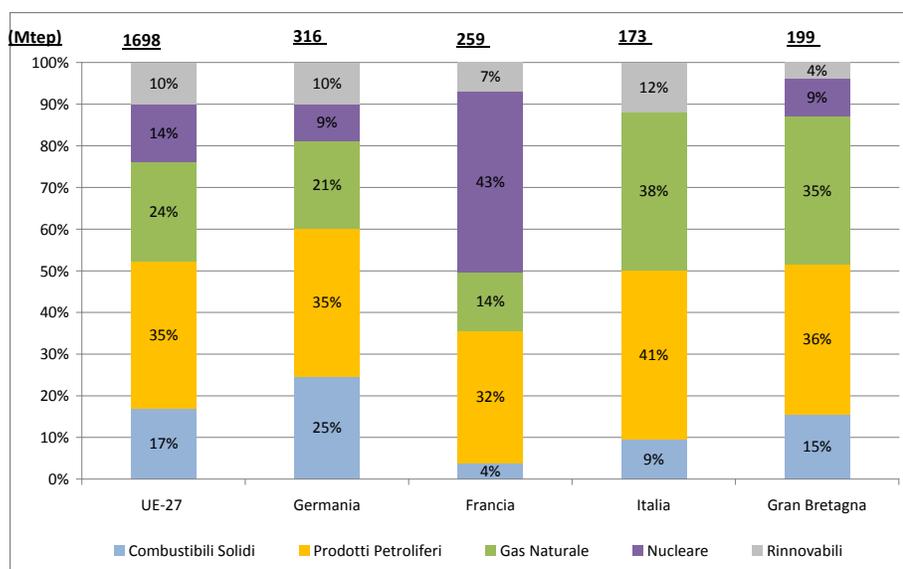
Trend dei consumi di fonti fossili

I consumi energetici europei sono gradualmente cresciuti fino al 2006 per poi diminuire durante l'attuale fase recessiva. Importante è stata anche la variazione del mix energetico nel periodo 1990-2011. Il consumo di prodotti petroliferi – riconducibile principalmente al settore trasporti- è aumentato fino al 2005 e, nonostante la riduzione negli ultimi anni (da 675 a 598 Mtep nel periodo 2006-2011), rimane la voce più significativa del mix combustibili (35% del mix energetico). A una costante riduzione dei consumi di carbone (da 453 a 286 Mtep) è corrisposto un progressivo aumento dei consumi

di gas, sia in termini assoluti (da 295 a 398 Mtep) che percentuali (dal 18 al 25%). Diverse le ragioni di questo progressivo switch: l'evoluzione tecnologica (ingresso dei CCGT); la legislazione ambientale europea che tende a disincentivare i combustibili a maggiore intensità carbonica; le dinamiche dei prezzi delle due commodity; il progressivo esaurirsi di risorse interne. La graduale variazione del mix combustibili ha però aggravato il problema di sicurezza energetica interna, a causa della maggiore volatilità del prezzo del gas rispetto al carbone e a maggiori rischi di discontinuità delle forniture per ragioni geopolitiche.

Fig. 3 - Consumi di Energia Primaria 2011, per fonte (Mtep e %)

Fonte: Eurostat



I dati aggregati a livello europeo non riflettono adeguatamente il grado di dipendenza e sicurezza energetica dei Paesi membri a causa della forte eterogeneità del loro mix energetico. Germania e Francia, che possono fare rispettivamente affidamento su giacimenti nazionali di carbone e sul nucleare, mostrano un minore rischio energetico rispetto all'Italia, i cui consumi sono soddisfatti per l'88% da fonti fossili per la quasi totalità importate. Sebbene negli ultimi dieci anni il consumo di prodotti petroliferi sia costantemente diminuito (-10%

nell'ultimo decennio), il petrolio è la fonte più consumata in Italia (41% del mix energetico). Con 6 punti percentuali in più rispetto alla media europea, l'Italia è il paese che più dipende da questa fonte. La dipendenza energetica nazionale è aggravata anche da un progressivo aumento dei consumi di gas, arrivati a coprire nel 2010 il 39% del mix energetico – circa il 14% in più della media europea. Solamente in UK e Olanda, che tuttavia dispongono di maggiori riserve nazionali, il gas copre una percentuale maggiore dei consumi.

DIPENDENZA E SICUREZZA ENERGETICA IN ITALIA

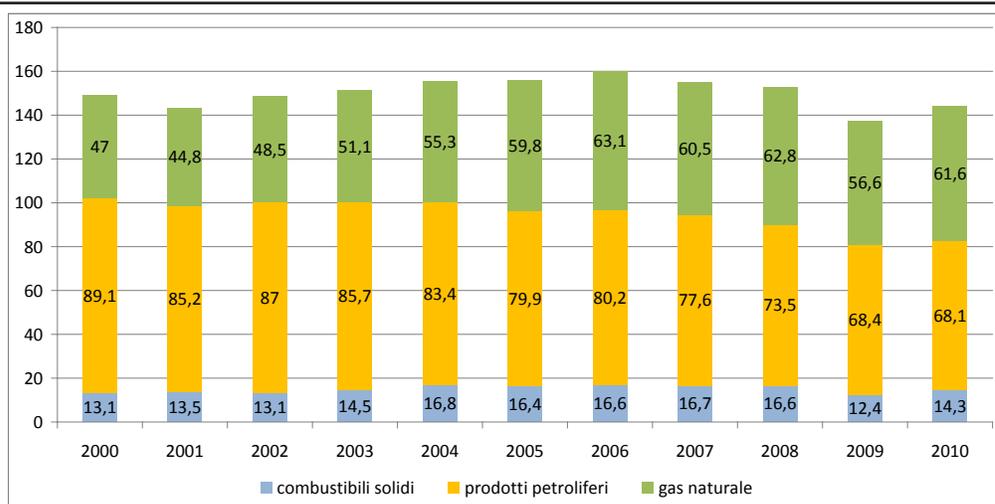
(continua)

Dipendenza energetica per fonti

Per avere un quadro chiaro della dipendenza energetica dell'Italia, è necessario rapportare l'andamento dei consumi di energia primaria alle relative importazioni nette di fonti fossili.

Ad una sostanziale stabilità delle importazioni di combustibili solidi e ad una progressiva riduzione delle importazioni di prodotti petroliferi è corrisposto un aumento delle importazioni nette di gas naturale (fig. 4).

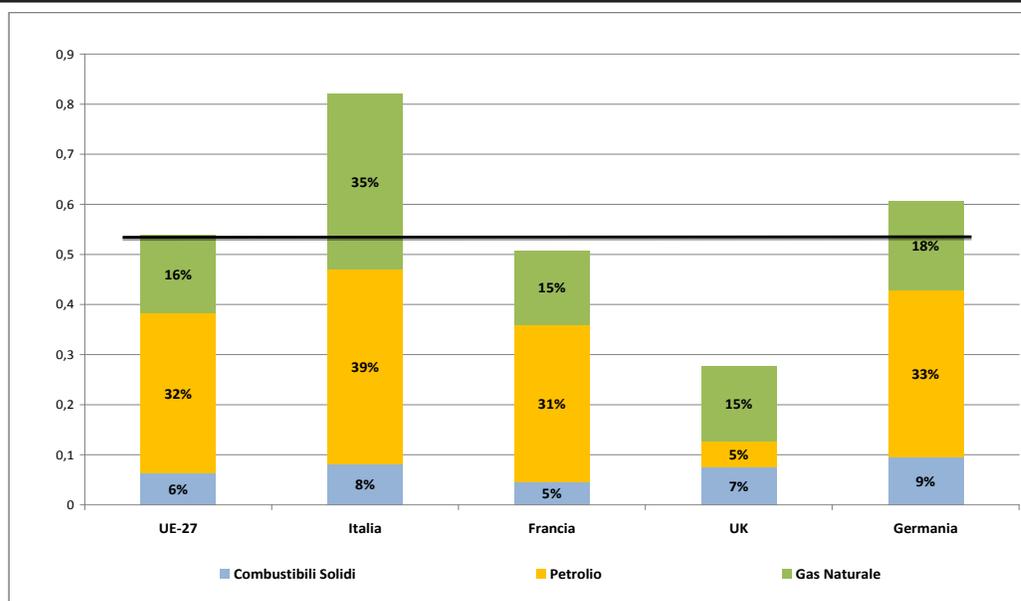
Fig. 4 - Importazioni nette di combustibili fossili in Italia (Mtep)



Fonte: European Commission, Energy Country Factsheets 2012

Con importazioni nette di combustibili fossili pari all'82% dei consumi di energia primaria, l'Italia ha una dipendenza energetica ben al di sopra della media europea (54%) e tra le più elevate d'Europa (fig. 5).

Fig. 5 – Dipendenza Energetica: rapporto tra importazioni nette e consumo interno lordo per fonti (2010)



Fonte: European Commission, Energy Country Factsheets 2012

DIPENDENZA E SICUREZZA ENERGETICA IN ITALIA

(continua)

Informazioni più dettagliate si ricavano osservando il rapporto tra l'importazione netta di una fonte e il consumo della stessa fonte. L'Italia registra un aumento della dipendenza energetica da gas naturale a seguito di un aumento delle importazioni nette più che proporzionale rispetto all'aumento dei consumi. Tra il 2000 e il 2010 il rapporto tra importazioni e consumi di gas è cresciuto dall'81% al 90%, un livello molto superiore rispetto alla media dell'Unione Europea, che ha comunque registrato un incremento della propria dipendenza da questa fonte (dal

49% al 62% nello stesso periodo). Il calo di importazioni nette di prodotti petroliferi è controbilanciato da una proporzionale riduzione dei consumi, per cui l'indicatore di dipendenza energetica rimane sostanzialmente alto e stabile al 97% - una percentuale superiore alla media europea (cresciuta da 81% a 91% nel periodo 2000-2010). L'Italia risulta infine totalmente dipendente dalle importazioni di combustibili solidi che coprono interamente i consumi di questa fonte.

Tab. 1 - Dipendenza Energetica in Italia - 2000 e 2010 (Mtep)

	Combustibili fossili		Prodotti petroliferi		Gas Naturale	
	2000	2010	2000	2010	2000	2010
Importazioni nette (1)	13,1	14,3	89,1	68,1	47	61,6
Consumo interno lordo (2)	12,6	14,2	91,1	70,5	57,9	68,1
Dipendenza energetica (1)/(2)	104%	101%	98%	97%	81%	90%

Fonte: European Commission, Energy Country Factsheets 2012

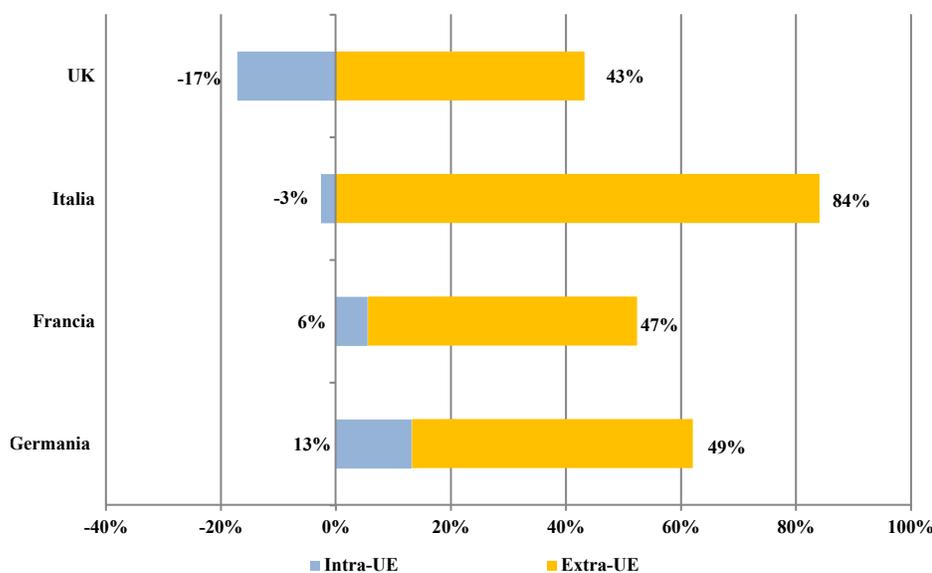
Dalla dipendenza alla sicurezza energetica

Per valutare il rischio politico legato alla dipendenza energetica è opportuno considerare diversi indicatori che misurino la diversificazione delle forniture in funzione della

affidabilità politica dei paesi esportatori. In primis può essere utile separare le importazioni nette intra-UE dalle importazioni extra-UE (fig.6).

Fig. 6 - Dipendenza energetica Intra-UE ed Extra-UE in %, 2009

Fonte: EEA 2012 Net-energy import indicator assessment



DIPENDENZA E SICUREZZA ENERGETICA IN ITALIA

(continua)

A causa della concentrazione delle riserve in pochi paesi, quello dei combustibili è un mercato tendenzialmente oligopolistico caratterizzato da una domanda diffusa e un'offerta concentrata. Il grado di concentrazione dell'offerta in un mercato è generalmente misurato dall'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI)³, dato dalla somma dei quadrati delle quote di mercato (espresse in percentuale) detenute da ciascun agente. Il valore dell'indice cresce in funzione del grado di concentrazione. L'indice di Herfindahl può essere adattato per misurare il grado di concentrazione delle importazioni: maggiore è la diversificazione delle forniture, minore sarà l'indicatore HHI delle importazioni energetiche e migliore è la sicurezza energetica⁴. La diversificazione delle forniture aumenta, inoltre, la sicurezza energetica italiana e permette all'Italia di avere l'HHI più basso in Europa, dopo Spagna e Francia. Un'altra variabile che permette di cogliere la sicurezza energetica di un paese è la numerosità di contratti di approvvigionamento a lungo termine. Rispetto all'acquisto spot di combustibile i contratti di lungo termine take or pay possono comportare un costo superiore, soprattutto nella situazione attuale di bassa domanda, over-supply e bassi prezzi, indotta dalla crisi. Tuttavia il prezzo maggiore che si può riscontrare nei contratti di lungo termine riflette anche la riduzione del rischio che questa tipologia di accordi bilaterali può offrire. Un contratto

di approvvigionamento pluriennale può infatti garantire un prezzo sicuro di acquisto riducendo il rischio legato alla volatilità dei prezzi o a shock esogeni che si ripercuotono maggiormente nei mercati spot. Sebbene i contratti take or pay siano considerati lesivi della concorrenza e quindi, nell'attuale situazione di over-capacity e prezzi bassi, tendano ad essere disincentivati, nel lungo periodo essi tendono a fornire maggiore sicurezza di fornitura ad un prezzo più stabile.

Conclusioni

Gli indicatori di dipendenza e sicurezza energetica vanno letti congiuntamente. Complessivamente, il problema di dipendenza energetica in Italia si evince dalla combinazione di un'alta dipendenza di energia da fonti primarie (83%) e un elevato peso delle fonti fossili nei consumi finali (gas 38% e petrolio 41%). Fattori tuttavia mitigati da una buona diversificazione del mix energetico, accresciuta negli ultimi anni grazie alle politiche di supporto alle rinnovabili, e da una discreta diversificazione nei paesi fornitori, migliorata anche grazie allo sviluppo di infrastrutture di rigassificazione. Tuttavia, la forte dipendenza da importazioni extra-UE espone l'Italia al rischio di possibili shock di prezzo dei combustibili, che si ripercuotono nei prezzi dell'elettricità e del gas.

¹ Yergin D. "Ensuring Energy Security", Foreign Affairs, March/April 2006.

² Si veda: European Environmental Agency (2012) "Net-energy import indicator assessment"; European Commission (2013) "EU Member States Energy Dependence Indicators" http://www.enmin.it/it/activity/veiklos_kryptys/strateginis_planavimas_ir_ES/konf_rinka/EDIVilniuFeb3clean.pdf.

³. $HHI = \sum_{i=1}^N (q_i * 100)^2$ dove q_i è la quota di mercato dell'agente i -esimo. Il valore di HHI è sempre positivo e al massimo pari a 10.000, nel caso vi sia un solo agente nel mercato.

⁴. $HHI_{import} = \sum_{i=1}^N PI_{i,j}^2$ (PI = percentuale di combustibile importato da un paese i , N = numero totale di paesi, j = combustibile).

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 14 febbraio 2013 53/2013/R/efr** | **Prime misure urgenti di aggiornamento dei regolamenti del mercato e delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) in coerenza con il disposto del decreto ministeriale 28 dicembre 2012. Istituzione di un sistema di monitoraggio dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sul mercato dei titoli** | pubblicata il 15 febbraio 2013 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/053-13.htm)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/053-13.htm>

Con la Deliberazione de qua, l'AEEG ha approvato le versioni aggiornate delle "Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica" (nel seguito: Regole) e del "Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali di TEE" (nel seguito: Regolamento), adeguati dal GME in adempimento delle previsioni introdotte nell'ambito della regolazione di riferimento del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) e, segnatamente, in attuazione delle disposizioni introdotte dal decreto ministeriale 5 settembre 2011 e dal recente decreto ministeriale 28 dicembre 2012 - quest'ultimo recante determinazione dei nuovi obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per il quadriennio 2013-2016 e potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi, con il quale, tra l'altro, sono state apportate modifiche ed integrazioni ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e al decreto ministeriale 21 dicembre 2007.

In particolare, le nuove versioni delle Regole e del Regolamento, approvate dall'Autorità con il provvedimento in oggetto, contemplano l'introduzione, nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi, delle nuove tipologie di TEE IV, V e II-CAR - introdotte ai sensi della deliberazione AEEG 203/2012/A/EFR del 18 maggio 2012 - nonché dei TEE di tipo IN e di tipo E, che saranno emessi in applicazione di quanto disposto dall'art. 8, comma 3, del decreto ministeriale 28 dicembre 2012, in materia, rispettivamente, di premialità per progetti di risparmio energetico ad alta innovazione tecnologica ed in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

Ai sensi delle nuove disposizioni regolamentari in essere, tutte le nuove tipologie di TEE introdotte - con riferimento a ciascuna delle quali il GME ha disposto, nell'ambito delle Regole, un apposito book di negoziazione - potranno essere utilizzate da parte dei distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi annuali di cui al DM 28 dicembre 2012.

Con la deliberazione de qua l'AEEG ha inoltre deliberato l'istituzione di un procedimento per il monitoraggio del mercato e del registro dei TEE, prevedendo di disciplinare, con proprio successivo provvedimento, i criteri e le modalità per lo svolgimento da parte del GME stesso delle attività necessarie a fornire al Regolatore elementi di valutazione in ordine al buon

funzionamento dei sistemi di negoziazione TEE.

A completamento dell'informativa, si segnala che, in attuazione di quanto disposto al punto 4. della delibera de qua, il GME, con comunicato agli operatori del 25 febbraio u.s., ha pubblicato - nell'ambito della sezione Mercati per l'Ambiente del proprio sito internet - tutta la nuova documentazione relativa alle Regole del Mercato TEE e al Registro TEE, come da ultimo aggiornata alla luce delle recenti novità normative, dando tra l'altro avvio alle negoziazioni dei TEE tipo II-CAR attestanti gli interventi di risparmio energetico ottenuti dagli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

■ **Delibera 07 febbraio 2013 46/2013/R/eel** | **"Verifica di conformità di proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete"** | pubblicata il 12 febbraio 2013 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/046-13.htm)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/046-13.htm>

Con la Delibera in oggetto l'AEEG ha approvato la proposta di modifica del Codice di Rete predisposta da TERNA nell'ambito della procedura ordinaria di aggiornamento del Codice di Rete prevista ai sensi del Paragrafo 14.2.4 del medesimo Codice. La proposta di modifica in commento - conformemente a quanto stabilito nel Codice di Rete - è stata redatta da TERNA all'esito del completamento di un apposito processo di consultazione, effettuato con gli operatori nel novembre 2012, ed ha avuto ad oggetto proposte di aggiornamento dei Capitoli 3, 4 e 7, nonché degli Allegati A22, A23, A25, A26, A34 e A60 del Codice di Rete.

Segnatamente, le proposte di modifica al Codice di Rete presentate da TERNA all'AEEG prevedono l'introduzione di alcune innovazioni che, in sintesi, possono essere raggruppate in quattro macro aree di riferimento:

- innovazioni sull'articolazione delle offerte presentate dagli operatori nell'ambito dei servizi dai medesimi offerti sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD);
- innovazioni sulla metodologia di calcolo dei corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- innovazioni sulla metodologia di calcolo dei fabbisogni dei servizi di riserva;
- innovazioni sulle tempistiche di programmazione delle indisponibilità di rete e degli impianti.

L'Autorità nel verificare positivamente gli elementi di modifica al Codice di rete proposti da TERNA ha stabilito che il Gestore di Rete garantisca l'effettiva attuazione delle modifiche proposte entro e non oltre il 31 dicembre 2013, ritenendo, in particolare, che:

- le prime due classi di innovazioni richiamate risultano conformi alle disposizioni di cui al punto 5 della deliberazione AEEG ARG/elt n.211/10 e al criterio di cui all'art. 60, comma 60.2, della deliberazione 111/06;
- la terza classe di innovazioni è conforme ai criteri di cui all'art.

Novità normative di settore (continua)

26, della deliberazione ARG/elt 5/10 e di cui all'art. 60, della deliberazione 111/06;

- la quarta classe di innovazioni è conforme alle disposizioni di cui al punto 2, della deliberazione 180/2012/R/eel.

GAS

■ **Documento di consultazione del 14 febbraio 2013 58/2013/R/gas | “Mercato del gas naturale. Riforma delle condizioni economiche nel servizio di tutela - Orientamenti finali –Seguiti del documento per la consultazione 471/2012/R/GAS” | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/058-13.pdf>**

Con il documento di consultazione in oggetto l'AEEG propone l'introduzione di un processo graduale di modifica dei criteri di determinazione delle condizioni economiche di riferimento per i clienti tutelati tale da consentire il trasferimento, in capo a questi ultimi, di corretti segnali di prezzo, nonché dei benefici derivanti dalla riduzione dei prezzi spot del gas naturale. Nella prima fase di attuazione della riforma, ovvero dall'1 aprile 2013 al 30 settembre 2013, fermo restando l'attuale criterio di determinazione della componente CCI, è proposto:

- l'incremento dal 5% al 20% del peso attribuito all'indice $P_{MKT,t}$ che tiene conto dei prezzi di mercato;

- la riduzione dal 95% all'80%, del peso attribuito all'indice $P_{TOP,t}$ relativo ai contratti di approvvigionamento pluriennali sottoscritti dai soggetti importatori di gas naturale.

A partire dall'1 ottobre 2013, è prevista invece l'adozione di una nuova metodologia di calcolo della componente CCI, nonché la revisione di tutte le altre componenti che attualmente costituiscono le condizioni di riferimento poste a copertura dei costi connessi all'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, al servizio di stoccaggio di modulazione, agli oneri aggiuntivi di sistema e alla commercializzazione della vendita al dettaglio. Segnatamente, il nuovo criterio di determinazione della componente CCI proposto si declina:

- nell'azzeramento del corrispettivo fisso QCI e la contestuale introduzione del corrispettivo CCR a copertura dei rischi connessi all'attività di vendita;

- nella sostituzione del corrispettivo QEt con il corrispettivo CMEM determinato, in riferimento a ciascun trimestre, sulla base delle quotazioni dei prodotti mensili negoziati nel mercato a termine organizzato dal GME.

Qualora non sia possibile utilizzare, sin dal principio della seconda fase di attuazione della riforma, le quotazioni forward dei prodotti negoziati sul MT-GAS gestito dal GME, l'AEEG propone di avvalersi transitoriamente delle quotazioni forward rilevate presso l'hub TTF analogamente a quanto oggi avviene per la determinazione del corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale (QE).

Unitamente alla riforma delle condizioni economiche di tutela, l'AEEG prevede altresì l'introduzione di appositi strumenti che possano favorire, da parte degli esercenti l'attività di vendita, un processo graduale di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, la modifica della composizione del portafoglio di approvvigionamento e la copertura dei rischi operativi connessi alla maggiore volatilità dei prezzi spot del gas naturale rispetto ai prezzi definiti nei contratti di lungo periodo caratterizzati da formule d'indicizzazione oil-linked.

Con specifico riferimento all'obiettivo di favorire la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, l'AEEG intende istituire a beneficio dei venditori, il cui portafoglio di approvvigionamento risulta sbilanciato verso contratti di lungo periodo, un meccanismo che consenta la copertura del differenziale esistente tra il livello di prezzi dei contratti di lungo periodo e quello dei prezzi spot del gas naturale in funzione del livello dei volumi storici forniti ai clienti finali in regime di tutela negli ultimi 2 anni. L'erogazione di tali importi nei confronti dei suddetti venditori è garantito dal gettito derivante da un nuovo corrispettivo CPR, incluso nella componente tariffaria relativa al servizio di distribuzione e applicato ai clienti finali del servizio di tutela, che andrà ad alimentare un apposito fondo istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico. Tale meccanismo avrà una durata temporanea non superiore a 3 anni e, nell'arco temporale di applicazione, sarà comunque oggetto di revisioni volte a consentire la graduale internalizzazione dei benefici derivanti dalla rinegoziazione dei contratti di lungo periodo.

A partire dall'anno termico 2014-2015, sempre al fine di perseguire le medesime finalità, l'Autorità propone l'introduzione di appositi prodotti di copertura contro il rischio di prezzo (variazione del prezzo di mercato del gas rispetto ai prezzi dei contratti di lungo termine), la cui struttura è riconducibile a quella delle opzioni call, allocate mediante apposita procedura competitiva. Tali contratti di opzione acquistabili dagli esercenti l'attività di vendita, che prevedono a fronte del pagamento del premio da parte dell'acquirente il riconoscimento delle differenze positive tra il prezzo spot ed il prezzo di esercizio definito nel contratto di opzione, potrebbero essere regolati, in alternativa alla modalità di cash settlement, attraverso la consegna fisica al PSV del gas sotteso ai prodotti acquistati. Anche in ragione di tale modalità alternativa di regolazione del contratto, l'Autorità ritiene opportuno prevedere, in capo ai soggetti cedenti tali strumenti di copertura, un impegno di natura fisica consistente nella disponibilità, per tutta la durata del contratto di copertura di un volume annuo di gas corrispondente alla quantità di gas sottostante l'opzione. La definizione puntuale della struttura dei contratti nonché dei criteri a cui il GME – quale soggetto designato dall'AEEG per l'organizzazione e la gestione delle predette procedure competitive - dovrà attenersi per la definizione delle aste è comunque demandata ad un successivo documento di consultazione.

Il termine di chiusura della consultazione in oggetto è fissato dall'AEEG al 14 marzo 2013.

Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera 21 febbraio 2013 75/2013/R/GAS | “Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l’anno termico dello stoccaggio 2013 - 2014” | pubblicata il 22 febbraio 2013 | Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/075-13.pdf>

Con la deliberazione de quo l’AEEG - nel dare attuazione alle disposizioni introdotte dai decreti 15 febbraio 2013 (nel seguito decreto “stoccaggio GNL rigassificato” e decreto “stoccaggio di modulazione”), adottati dal Ministro dello Sviluppo Economico ai sensi dell’art. 14 del DL n. 1/2012 (convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27) in materia di conferimento delle capacità di stoccaggio - ha individuato, tra l’altro, i prodotti mediante i quali operare il conferimento delle capacità di stoccaggio per l’anno termico dello stoccaggio 2013 – 2014.

Segnatamente, il Ministro dello Sviluppo Economico con i decreti “stoccaggio GNL rigassificato” e “stoccaggio di modulazione” ha determinato, rispettivamente, i criteri di ripartizione e di attribuzione, alle imprese industriali e alle imprese di rigassificazione, della capacità di stoccaggio residua derivante dalla rideterminazione dei volumi di stoccaggio strategico per l’anno termico 2012- 2013, la parte di stoccaggio destinata al servizio di modulazione (una quota parte della quale dovrà essere allocata sia mediante procedura competitiva sia secondo il criterio pro-quota attualmente vigente), nonché la parte di capacità di stoccaggio che dovrà essere assegnata mediante procedura competitiva per servizi diversi dalla modulazione.

In dettaglio il decreto “stoccaggio GNL rigassificato” del MiSE prevede che la capacità di stoccaggio pari a 500 milioni di smc, ottenuta a seguito della rideterminazione dello stoccaggio strategico, sia suddivisa secondo la seguente modalità:

- 50 milioni di smc di capacità di stoccaggio sono destinati agli utenti delle imprese di rigassificazione inclusi quelli con contratti di tipo spot, a partire dall’anno di stoccaggio 2013-2014, a garanzia del rispetto dei programmi di rigassificazione in presenza di eventi imprevedibili. L’assegnazione avviene su richiesta degli utenti in modo proporzionale alla capacità di rigassificazione loro allocata;

- 450 milioni di smc di capacità di stoccaggio sono assegnati, su richiesta degli utenti ed in base ai contratti d’importazione di GNL nella titolarità del richiedente, alle imprese industriali per servizi integrati di rigassificazione e stoccaggio al fine di consentire l’approvvigionamento diretto di GNL dall’estero.

Il decreto “stoccaggio di modulazione” prevede invece che:

- dei 6700 milioni di smc di capacità di stoccaggio destinati al servizio di modulazione, 2500 milioni di smc siano allocati da parte dell’impresa maggiore di stoccaggio mediante procedura competitiva, mentre i restanti 4200 milioni di smc siano allocati, dalla medesima impresa, secondo il meccanismo di conferimento pro-quota;

- 1700 milioni di smc di capacità di stoccaggio siano allocati

mediante asta per servizi diversi dalla modulazione. In tale procedura competitiva di assegnazione potranno confluire anche i quantitativi di capacità di stoccaggio per i servizi integrati di rigassificazione e stoccaggio non allocati in esito alla specifica procedura di assegnazione.

In base a quanto disposto dal MiSE, i criteri per lo svolgimento delle suddette procedure competitive saranno determinati con apposito provvedimento dall’AEEG. Con la deliberazione de quo l’AEEG, invece, nel recepire le modifiche introdotte dai decreti in materia di conferimento delle capacità di stoccaggio, ha definito come anticipato sopra i prodotti mediante i quali operare il conferimento delle capacità di stoccaggio per il prossimo anno termico 1 aprile 2013 – 31 marzo 2014 sia mediante procedura competitiva sia mediante i criteri di conferimento attualmente vigenti:

- servizio di punta che consiste nella disponibilità di una prestazione di erogazione da stoccaggio variabile in funzione del mese della fase di erogazione. Tale prodotto riguarda le capacità di stoccaggio destinate al servizio di modulazione da allocare mediante sia procedura competitiva sia conferimento pro-quota;

- il servizio uniforme che prevede la disponibilità di una prestazione di erogazione da stoccaggio costante per tutta la durata della fase di erogazione. Tale prodotto riguarda le capacità di stoccaggio assegnate agli utenti della rigassificazione, alle imprese industriali per i servizi integrati di stoccaggio e di rigassificazione, nonché alle capacità di stoccaggio per servizi diversi dalla modulazione.

L’AEEG ha rinviato a successivo provvedimento, previa apposita consultazione (cfr. news seguente), la definizione dei criteri a cui dovrà attenersi l’impresa maggiore di stoccaggio nello svolgimento delle aste.

■ **Documento di consultazione del 21 febbraio 2013 76/2013/R/GAS | “Mercato del gas naturale. Disposizioni in materia di stoccaggio e bilanciamento del gas naturale connesse ai decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 15 febbraio 2013” | Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/076-13.pdf>

Facendo seguito a quanto disposto con la deliberazione 75/2013/R/GAS, l’AEEG nel documento di consultazione in oggetto, formula proposte in merito ai criteri ai quali l’impresa maggiore di stoccaggio dovrà attenersi nello svolgimento delle procedure di asta competitiva per l’allocazione delle capacità di stoccaggio indicate nei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico del 15 febbraio 2013, nonché alle disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale in relazione all’istituenda sessione di bilanciamento G-1 di cui alla deliberazione 538/2012/R/GAS che sarà organizzata e gestita dal GME.

Con riferimento alle aste per l’allocazione della capacità di stoccaggio, l’AEEG propone che l’impresa maggiore di

stoccaggio istituisca due procedure competitive distinte, rispettivamente per il servizio uniforme e per il servizio di punta (di cui alla delibera 75/2013/R/GAS), prevedendo che nell'ambito dell'asta dedicata al servizio di punta confluiscano anche le eventuali capacità di stoccaggio non assegnate in esito alla procedura di conferimento pro-quota per il servizio di modulazione. Qualora i corrispettivi pagati dagli utenti in esito alle procedure competitive non consentano all'impresa maggiore di trasporto la copertura dei ricavi regolati, determinati dalla tariffa di stoccaggio pagata dagli utenti del servizio, l'AEEG propone che le eventuali differenze negative siano recuperate mediante la tariffa di trasporto e distribuzione.

Per quanto riguarda la presentazione delle offerte da parte di Snam Rete gas (SRG) nella sessione G-1, l'AEEG nel DCO in oggetto propone che:

- nel caso in cui l'erogazione da stoccaggio programmata su base giornaliera dagli utenti risulti superiore alle prestazioni di erogazione compatibile con il mantenimento della sicurezza del sistema, SRG presenti nella sessione G-1 un'offerta di acquisto di gas tale da riportare l'erogazione del sistema nei limiti della disponibilità di erogazione consentita;
- nel caso in cui l'iniezione in stoccaggio programmata su base giornaliera dagli utenti sia superiore alle prestazioni di iniezione tecnicamente disponibili a livello di sistema, SRG presenti un'offerta di vendita di gas volta a riportare l'iniezione del sistema stoccaggi nei limiti delle prestazioni tecnicamente disponibili.

Atal proposito, propone, inoltre, che nei casi in cui il responsabile del bilanciamento concluda transazioni nella sessione G-1, il prezzo di sbilanciamento sia determinato secondo le seguenti modalità:

- qualora l'erogazione complessiva da stoccaggio, ivi inclusi i quantitativi acquistati da SRG, sia risultata superiore alla prestazione di erogazione disponibile, il prezzo di sbilanciamento sia pari al maggior valore tra il prezzo di sbilanciamento determinato ai sensi della del. 45/11 e il prezzo della sessione G-1
- qualora l'iniezione complessiva in stoccaggio, ivi inclusi i quantitativi venduti da SRG, sia risultata superiore alle prestazioni tecnicamente disponibili, il prezzo di sbilanciamento sia pari al minor valore tra il prezzo di sbilanciamento determinato ai sensi della del. 45/11 e il prezzo della sessione G-1 e che nel caso in cui il prezzo di sbilanciamento sia determinato in base ai suddetti criteri, il responsabile del bilanciamento:
- riconosca all'utente dello stoccaggio un corrispettivo dato dalla differenza, se positiva, tra il prezzo di sbilanciamento della sessione G+1 e quella di G-1 moltiplicata per prestazione d'iniezione continua, di cui il medesimo utente dispone, rimasta inutilizzata;
- applichi all'utente dello stoccaggio un corrispettivo dato dalla differenza, se positiva, tra il prezzo di sbilanciamento della sessione G+1 e quella di G-1 applicata capacità di iniezione interrompibile eventualmente utilizzata dall'utente.

Al fine di incentivare gli operatori a bilanciare le proprie posizioni, l'AEEG propone d'inserire, a decorrere dall'1 ottobre 2013, un corrispettivo di small adjustment (SA) pari a 0,03 €/GJ

che concorre alla determinazione del prezzo di sbilanciamento. In dettaglio, atteso che il disequilibrio dell'utente sia maggiore/minore di zero, tale corrispettivo sarà, rispettivamente, aggiunto/portato a deduzione del prezzo di sbilanciamento.

La consultazione in oggetto si è formalmente conclusa il 28 febbraio 2013.

■ **Delibera 28 febbraio 2013 90/2013/R/GAS | “Ulteriori disposizioni urgenti per il servizio di stoccaggio virtuale, per l'anno termico dello stoccaggio 2013-2014” | pubblicata il 1 marzo 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/090-13.pdf>**

Con la deliberazione in oggetto l'AEEG ha modificato i criteri di applicazione del corrispettivo di accesso cvrt di cui all'art. 5, comma 5.1 delibera ARG/gas 193/10 che i soggetti finanziatori delle capacità di stoccaggio previste dal d.lgs. 130/2010 ed aderenti alle misure transitorie disposte all'art. 9 del medesimo d.lgs. (servizio di stoccaggio virtuale), sono tenuti a riconoscere al GSE. Atteso che le mutate condizioni di approvvigionamento sul mercato del gas naturale a livello europeo hanno determinato, tra l'altro, una riduzione della convenienza economica relativa al servizio di stoccaggio virtuale, l'AEEG prevede in dettaglio che:

- qualora il soggetto investitore aderente alle misure transitorie erogate dal GSE, decida di non avvalersi del servizio di stoccaggio virtuale per l'anno di stoccaggio 2013 – 2014, il medesimo potrà richiedere che il pagamento del corrispettivo cvrt sia differito all'anno termico di stoccaggio successivo;
- nel caso in cui anche per l'anno di stoccaggio 2014-2015, il soggetto investitore decida di non avvalersi del servizio di stoccaggio virtuale, gli importi relativi al corrispettivo cvrt, nonché quelli eventualmente differiti dal precedente anno termico di stoccaggio saranno posti pari a zero.

Pertanto il GSE dovrà procedere con l'adeguamento della documentazione contrattuale relativa al servizio di stoccaggio virtuale ai sensi delle nuove disposizioni regolatorie in materia di pagamento del corrispettivo cvrt da inviare per approvazione all'AEEG. In sede di prima applicazione, in considerazione dell'incompatibilità esistente tra i tempi tecnici per l'approvazione dei contratti da parte dell'AEEG e l'avvio del servizio di stoccaggio virtuale fissato al 1 aprile 2013, l'AEEG prescrive che il GSE, in deroga alle tempistiche contrattualmente disciplinate, consenta la riformulazione dell'istanza di richiesta dei volumi per lo stoccaggio virtuale da parte dei soggetti investitori aderenti al medesimo servizio.

Agenda GME

■ 20 marzo

Energy Risk Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Energy Risk

www.energyriskevents.com

Gli appuntamenti

13-15 marzo

Power Plant Flexibility

Vienna, Austria

Organizzatore: Assocarboni

www.eventfulpower.com

14 marzo

Gasday 2013

Milano, Italia

Organizzatore: i4C Innovation Powered by Analytics, in collaborazione con Aiget

www.i4canalytics.com

15-16 marzo

Workshop “innovation, productivity and growth in Italy”

Cosenza, Italia

Organizzatore: Università della Calabria

www.ecostat.unical.it

19 marzo

Efficienza Energetica per la GDO e Retail – Ridurre i costi energetici grazie a soluzioni concrete

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

19 marzo

The 3rd Annual European Raw Materials Conference Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Forum Europe Ltd

www.forum-europe.com

19 - 22 marzo

SEP Salone Internazionale delle tecnologie per l'Ambiente

Padova, Italia

Organizzatore: Padova Fiere S.p.A

www.seponline.it

20 marzo

Il settore energetico italiano nel 2012: analisi e prospettive per il 2013

Roma, Italia

Organizzatore: Aiee

www.aiee.it

20 marzo

3th Annual Smart Grid Smart Cities 2012

Nizza, Francia

Organizzatore: Fleming Europe

www.flemingeurope.it

20-21 marzo

Recs Market Meeting 2013

Berlino, Germania

Organizzatore: RECS International

www.recsmarket.eu

21 marzo

Rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. Opportunità e sfide per l'Italia nel nuovo quadro normativo

Milano, Italia

Organizzatore: Energy & Strategy Group

www.energystrategy.it

21 marzo

“Forum Efficienza Energetica 2013. Quali opportunità per le aziende alla luce delle novità normative? Nuove regole, business model emergenti, strumenti di finanziamento e tecnologie”

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

21 marzo

Ottimizzare le prestazioni energetiche degli impianti di pompaggio

Bologna, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

21-22 marzo

7th TYNDP Workshop on the European Ten year Network Development Plan

Riga, Lettonia

Organizzatore: Entsog

www.entsog.eu

22 marzo

Strategia Energetica Nazionale e Competitività del Sistema Elettrico Italiano

Roma, Italia

Organizzatore: Assocarboni

www.assocarboni.it

26 marzo

Regime contrattuale e fiscale di rinnovabili ed efficienza energetica

Milano, Italia

Organizzatore: Edizioni Ambiente - Nextville

www.nextville.it

11 aprile

Energymed

Napoli, Italia

Organizzatore: Anea

www.energymed.it

11 aprile

Prima Conferenza Nazionale Italia – Mediterraneo sul Gas Naturale Liquefatto per i trasporti

Roma, Italia

Organizzatore: Symposia in collaborazione con WEC Italia

www.conferenzagnl.com



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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