

APPROFONDIMENTI

EU-ETS: ANDAMENTO DEL MECCANISMO ALLA LUCE DELLA PUBBLICAZIONE DEI DATI EMISSIVI PER IL 2013

di Emanuele Vendramin - RIE

La Commissione europea ha recentemente reso pubblici i dati di compliance emissiva per gli impianti regolati dall'Emissions Trading Scheme. In base alle disposizioni del Pacchetto Clima Energia le installazioni europee che impiegano dei processi industriali ad alta intensità carbonica o che sono dotate di impianti di combustione con potenza calorifera superiore a 20 MW devono pubblicare entro il 2 aprile di ogni anno sul registro europeo delle emissioni (EUTL) l'ammontare di gas serra rilasciato in atmosfera nell'anno precedente e contestualmente consegnare un pari quantitativo di permessi corrispondenti. Nel 2013 le emissioni prodotte dagli oltre 12.000 impianti compresi nel registro europeo delle emissioni sono risultate inferiori del 3% rispetto a quanto rilevato nel 2012. Grazie al contributo degli ultimi anni l'Unione è riuscita a rompere lo stretto legame tra crescita economica e aumento delle emissioni di gas serra, ridotti del 19% tra il 1990 e il 2012 a fronte di una crescita del PIL di oltre il 44%, potendo così vantare il superamento sia dell'obiettivo di riduzione emissiva nel periodo 2008-2012, regolato dagli impegni sottoscritti con il Protocollo di Kyoto per un ammontare pari a circa 4,2 miliardi di tonnellate, sia dell'obiettivo tendenziale per il periodo 2013-2020, regolato dagli impegni unilaterali del Pacchetto Clima-Energia per ulteriori 1,3 miliardi di tonnellate. In base alle proiezioni elaborate dall'Agenzia Europea per l'Ambiente, infatti, le emissioni dell'Unione nel 2020 risulteranno inferiori di circa il 24,5% rispetto ai livelli registrati nel 1990, a fronte di un target di riduzione del 20%. L'analisi dei dati ETS del 2013 richiede, tuttavia, un'attenzione particolare in quanto con l'inizio del terzo periodo di applicazione dell'ETS (2013-2020) sono intervenute diverse modifiche regolamentari riguardanti la metodologia di calcolo dei gas e i settori regolati dal meccanismo. In base a quanto stabilito dalla Direttiva 2009/29/CE¹, infatti, da

quest'anno rientrano a far parte dell'ETS le emissioni derivanti dai processi di produzione dell'alluminio e dell'ammoniaca così come nuovi gas ad effetto serra quali il protossido di azoto e i perfluorocarburi, inoltre, sempre dal 2013, due nuovi Paesi si sono aggiunti al registro europeo delle emissioni: la Croazia e l'Islanda. Al netto delle modifiche intercorse le emissioni complessive ETS sono, quindi, passate da 1,84 miliardi di tonnellate del 2012 ai 1,89 miliardi di tonnellate del 2013 corrispondenti ad una flessione del 3%.

Le emissioni ETS del 2013

La nazione che presenta il maggior contributo alle emissioni ETS nel 2013 è la Germania con 480,9 milioni di tonnellate emesse (pari al 25,3% del totale), seguita dal Regno Unito con 225,5 milioni (11,8%), dalla Polonia con 205,7 milioni (10,8%), dall'Italia con 164,4 milioni (8,6%), dalla Spagna con 122,8 milioni (6,4%) e dalla Francia con 110,9 milioni (5,8%). Il confronto con i dati emissivi del 2012 è risultato molto eterogeneo tra i diversi Paesi. A fronte dei consistenti cali registrati in alcune nazioni quali Malta (-17,3%), Romania (-11,4%), Ungheria (-10,1%), Italia e Cipro (-8,2%) sono corrisposti i vistosi incrementi della Norvegia (+32,9%), della Lituania (+30,5%), e della Danimarca (+18,8%). Tra le altre nazioni si segnala l'incremento emissivo della Germania (+6,3%), della Francia (+7%), della Polonia (+4,6%) e il calo del Regno Unito (-2,5%).

L'Islanda e la Croazia entrate per la prima volta nell'ETS hanno contribuito complessivamente per 10,3 milioni di tonnellate. Nella disaggregazione per settore economico il maggior contributo all'ETS deriva dagli impianti di combustione con un peso percentuale pari al 71,2%, in diminuzione rispetto al 74,4% del 2012. Queste installazioni, costituite per la maggior parte da impianti termoelettrici, hanno registrato, tra 2012 e

▶ continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ LUGLIO 2014

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 10
Mercati energetici Europa
pag 15
Mercati per l'ambiente
pag 19

■ APPROFONDIMENTI

EU-ETS: andamento del meccanismo alla luce della pubblicazione dei dati emissivi per il 2013
di Emanuele Vendramin - RIE
pagina 25

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

■ APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima con una flessione del 3,1% rispetto allo stesso mese del 2013, scendono per la prima volta sotto i 35.000 MWh medi orari (nel luglio 2008 erano quasi 42.000 MWh). Ancora in calo le importazioni dall'estero (-3,6%) e le vendite degli impianti di produzione (-3,0%), tra i quali però quelli da fonti rinnovabili mettono a segno un +6,5%, sostenute a luglio dalla fonte idraulica ed eolica. La liquidità del mercato si attesta a 68,2%. Il prezzo di

acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) segna la flessione tendenziale più rilevante dell'anno (-30,6%) e si porta a 46,42 €/MWh, allungando la lunga fase di stagnazione sui livelli più bassi mai registrati che si protrae ormai da cinque mesi. Pressoché stabili o in calo, rispetto a giugno, i prezzi di tutti i prodotti negoziati nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, ad eccezione del prodotto Anno 2015 che chiude il baseload a 53,85 €/MWh (+3,6%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 60 centesimi di €/MWh (-1,3%) su giugno e di ben 20,44 €/MWh (-30,6%) su base annua, è sceso a 46,42 €/MWh, minimo storico per il mese di luglio.

Nelle ore di picco il PUN, in flessione rispetto a luglio 2013 di 22,34 €/MWh (-31,2%), scende a 49,29 €/MWh, appena

qualche centesimo sopra il minimo storico registrato a maggio. In netta diminuzione tendenziale anche il prezzo nelle ore fuori picco, pari a 44,73 €/MWh (-19,32 €/MWh; -30,2%).

Il rapporto *picco/baseload*, pressoché in linea rispetto ad un anno fa, si attesta a quota 1,06 (Grafico 1 e Tabella 1).

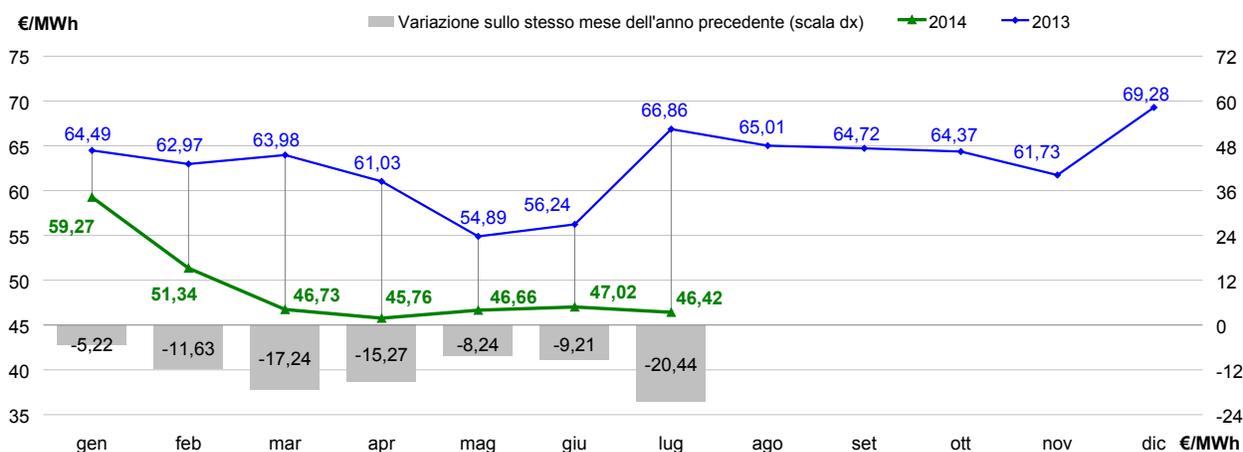
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2014	2013	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2014	2013
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	46,42	66,86	-20,44	-30,6%	23.654	-13,1%	34.682	-3,1%	68,2%	76,0%
Picco	49,29	71,63	-22,34	-31,2%	28.335	-13,3%	41.098	-4,3%	68,9%	76,1%
Fuori picco	44,73	64,04	-19,32	-30,2%	20.893	-12,9%	30.897	-2,1%	67,6%	76,0%
Minimo orario	24,08	18,31			14.563		23.061		59,3%	57,3%
Massimo orario	63,48	118,34			32.309		44.236		78,1%	83,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



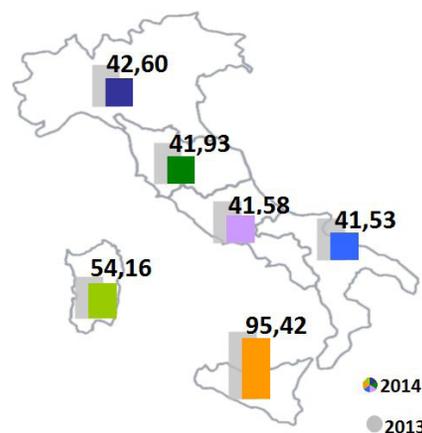
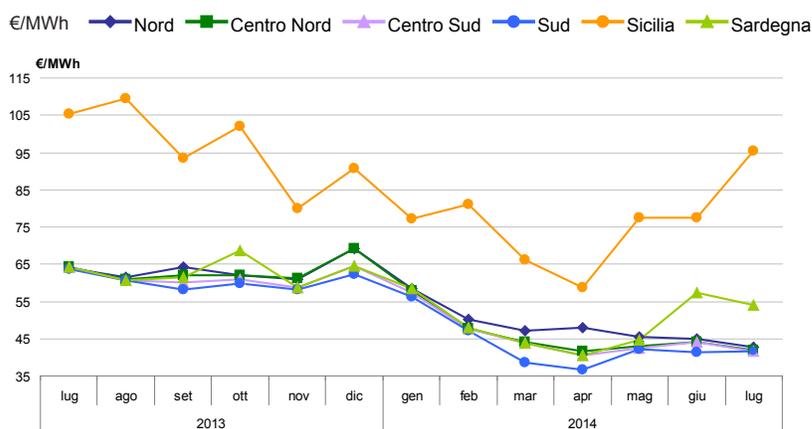
(continua)

I prezzi medi di vendita delle zone continentali, tutti in calo di oltre il 30%, si allineano sotto i 43 €/MWh, con un minimo al Sud pari a 41,53 €/MWh. Più modesto il ribasso registrato nelle zone insulari: -15,7% la Sardegna e -9,5% la Sicilia che raggiungono rispettivamente quota 54,16 €/MWh e 95,42 €/MWh, quest'ultimo

massimo degli ultimi nove mesi (Grafico 2). In Sardegna si sono registrate tensioni sui prezzi in orari notturni che hanno spinto la media delle ore fuori picco a 57,06 €/MWh (+8 €/MWh rispetto a quella delle ore di picco).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,8 milioni di MWh, tornano a segnare una flessione tendenziale (-3,1%) dopo la lieve, quanto illusoria, ripresa registrata a giugno. Ancora in calo gli scambi nella borsa elettrica, pari a 17,6 milioni di MWh (-13,1%). Prosegue,

invece, la crescita degli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, saliti a 8,2 milioni di MWh (+28,6%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ripiega pertanto di 0,6 punti percentuali rispetto a giugno e di 7,8 rispetto a luglio 2013, attestandosi a 68,2% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.598.290	-13,1%	68,2%
Operatori	10.635.726	-14,7%	41,2%
GSE	4.330.841	-12,8%	16,8%
Zone estere	2.631.723	-6,3%	10,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	8.204.789	+28,6%	31,8%
Zone estere	889.404	+5,4%	3,4%
Zone nazionali	7.315.384	+32,2%	28,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.803.079	-3,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	21.204.712	+5,7%	
OFFERTA TOTALE	47.007.791	+0,7%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

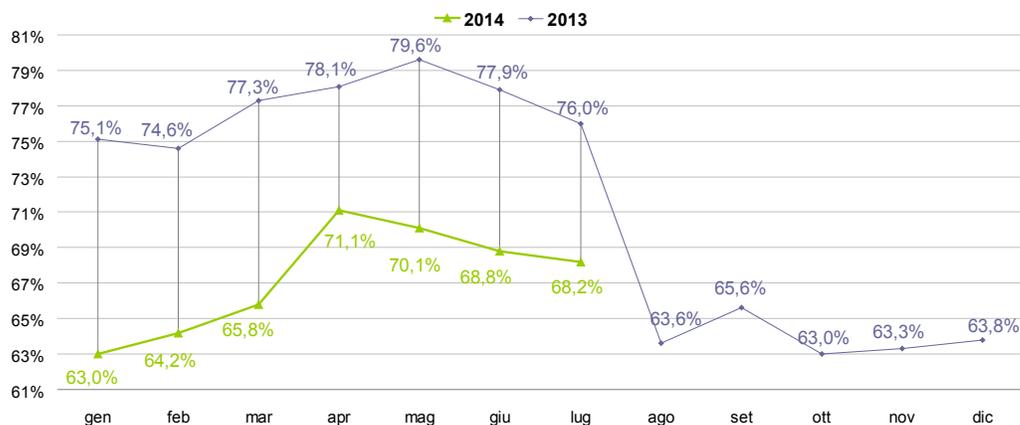
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.598.290	-13,1%	68,2%
Acquirente Unico	2.298.205	-16,2%	8,9%
Altri operatori	8.260.898	-14,5%	32,0%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	284.842	+443,4%	1,1%
Saldo programmi PCE	6.754.345	-13,2%	26,2%
PCE (incluso MTE)	8.204.789	+28,6%	31,8%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	3.234.780	-15,6%	12,5%
Zone nazionali altri operatori	11.724.354	+13,6%	45,4%
Saldo programmi PCE	-6.754.345	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.803.079	-3,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.074.426	-10,9%	
DOMANDA TOTALE	28.877.505	-4,0%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



In calo, dopo il debole rimbalzo di giugno, anche gli acquisti nazionali, attestatisi a 25,5 milioni di MWh (-4,0%). A livello zonale, la flessione è più decisa al *Centro Nord* (-15,1%) ed al *Centro Sud* (-15,9%); in controtendenza, invece, la Sardegna (+30,4%). In aumento, rispetto ai minimi di un anno fa, gli acquisti sulle zone estere, pari a 285 mila MWh (+426,1%) (Tabella 4).

In calo anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, scese a 22,3 milioni di MWh. A livello zonale, in calo le vendite al *Centro Sud* (-8,0%), al *Nord* (-5,8%) ed in *Sicilia* (-4,8%); in aumento nelle altre zone, in evidenza il *Sud* con +6,0%. Fiacche anche le importazioni, pari a 3,5 milioni di MWh, in calo del 3,6% su base annua (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	22.261.196	29.921	+3,0%	11.115.680	14.940	-5,8%	14.479.651	19.462	-0,6%
Centro Nord	3.411.806	4.586	+14,8%	1.614.096	2.169	+2,8%	2.232.117	3.000	-15,1%
Centro Sud	6.342.473	8.525	-9,8%	2.616.504	3.517	-8,0%	3.514.720	4.724	-15,9%
Sud	7.115.916	9.564	-2,7%	4.507.094	6.058	+6,0%	2.494.367	3.353	-3,1%
Sicilia	2.750.491	3.697	+0,4%	1.578.081	2.121	-4,8%	1.702.028	2.288	-4,3%
Sardegna	1.395.301	1.875	+5,6%	850.496	1.143	+0,2%	1.095.353	1.472	+30,4%
Totale nazionale	43.277.183	58.168	+0,6%	22.281.951	29.949	-3,0%	25.518.237	34.299	-4,0%
Estero	3.730.608	5.014	+1,3%	3.521.127	4.733	-3,6%	284.842	383	+426,1%
Sistema Italia	47.007.791	63.183	+0,7%	25.803.079	34.682	-3,1%	25.803.079	34.682	-3,1%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, in calo solo dello 0,8% dal massimo storico registrato a giugno, segnano però un aumento su base annua del 6,5%, mantenendosi su livelli molto elevati, con la fonte eolica in forte crescita (+72,9%), l'idraulica prossima ai massimi storici e quella solare ancora sopra i 3 milioni di MWh. In netta flessione tendenziale (-10,7%), le vendite da impianti a fonte tradizionale; il calo ha interessato prevalentemente le

vendite degli impianti a gas (-19,1%) ed in misura minore gli impianti a carbone (-3,0%); sono invece aumentate le vendite degli altri impianti termici (+13,3%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili sale al 46,3% (42,2% a luglio 2013), con l'eolica al 5,6% (3,1% un anno fa). La quota degli impianti a gas si riduce ancora attestandosi al 30,6% (36,7% un anno fa); pressoché invariate le quote delle altre fonti (Grafico 4).

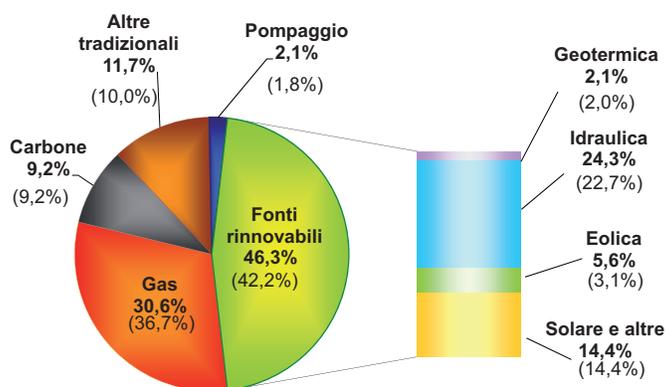
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

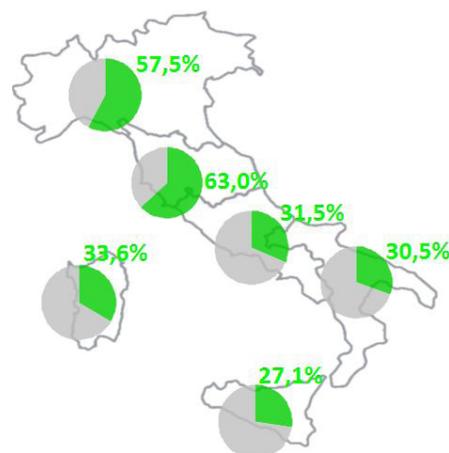
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.746	-19,6%	802	+15,3%	2.371	-9,6%	4.208	+3,6%	1.545	-13,5%	754	-21,3%	15.426	-10,7%
Gas	3.928	-24,4%	697	+14,6%	564	-43,1%	2.132	-11,5%	1.456	-9,6%	386	-25,5%	9.163	-19,1%
Carbone	744	-22,6%	41	-15,3%	1.606	+13,3%	-	-	-	-	363	-12,0%	2.754	-3,0%
Altre	1.074	+9,1%	63	+64,0%	202	-6,0%	2.076	+25,5%	89	-49,7%	5	-83,0%	3.509	+13,3%
Fonti rinnovabili	8.597	+4,6%	1.367	-3,4%	1.106	-1,5%	1.849	+12,1%	575	+30,8%	384	+110,2%	13.880	+6,5%
Idraulica	6.233	+4,1%	299	+1,0%	378	+1,3%	242	-11,0%	81	+40,0%	32	+30,8%	7.264	+3,6%
Geotermica	-	-	639	+2,7%	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	639	+2,6%
Eolica	6	-18,5%	10	+8,8%	265	+43,1%	885	+51,2%	268	+104,1%	242	+373,5%	1.677	+72,9%
Solare e altre	2.358	+5,9%	419	-14,2%	463	-18,0%	723	-8,8%	227	-9,7%	110	+2,8%	4.299	-3,0%
Pompaggio	598	+21,1%	1	-	39	-48,9%	-	-	0,20	-	5	+576,5%	643	+12,6%
Totale	14.940	-5,8%	2.169	+2,8%	3.517	-8,0%	6.058	+6,0%	2.121	-4,8%	1.143	+0,2%	29.949	-3,0%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

A luglio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 377 MWh (427 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato per l'87,5% delle ore in import (il 99,9% un anno fa) e per il 12,5% in export. Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è sceso al minimo storico di 2,27 €/MWh (era 21,50 €/MWh un anno fa); in netto calo anche la rendita

generata, pari a 0,88 milioni di € (-87,5%), livello tra i più bassi di sempre (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC), in aumento del 17,2% rispetto a luglio 2013, è stata allocata per il 67,3% tramite il meccanismo del market coupling (96,0% nel 2013); il rimanente 32,7% non è stato utilizzato. Anche questo mese non ci sono state allocazioni attraverso asta esplicita (erano lo 0,2% un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
42,60	40,33	2,27	0,88	521	401	87,5%	45,0%	575	213	12,5%	1,5%
(63,86)	(42,36)	(21,50)	(7,04)	(444)	(427)	(99,9%)	(90,3%)	(131)	(27)	(0,1%)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

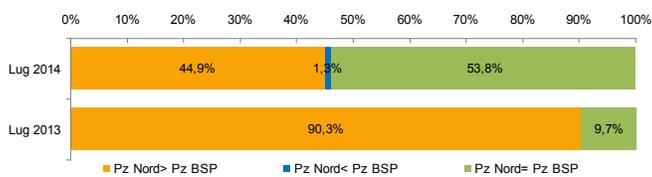
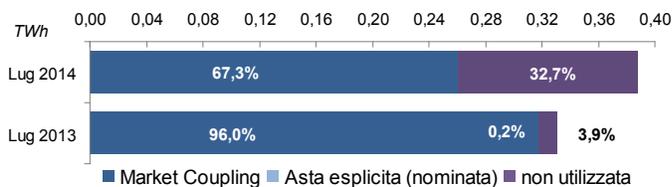


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) prosegue e si rafforza la flessione tendenziale dei prezzi di acquisto in tutte le sessioni, che si attestano tra 44,21 €/MWh di MI3 e 46,82 €/MWh di MI4, entrambi ai minimi storici. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi progressivamente più bassi quanto più le sessioni di MI sono prossime alla consegna fisica dell'energia (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero, ai massimi da aprile 2013, sono stati 2,2 milioni MWh. In crescita tendenziale, anche questo mese, gli scambi su MI1, attestatisi a 1,2 milioni di MWh (+6,8%), valore più alto da ottobre 2012. Ancora in netto aumento anche i volumi scambiati su MI2 ed MI3, pari rispettivamente a 588 mila MWh (+14,5%) e 180 mila MWh (+25,8%), mentre si confermano in flessione, la settimana consecutiva, quelli su MI4 a quota 194 mila MWh (-3,4%) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2014	2013	variazione	2014	2013	variazione
MGP (1-24 h)	46,42	66,86	-30,6%	34.682	35.783	-3,1%
MI1 (1-24 h)	45,89 (-1,2%)	65,17 (-2,5%)	-29,6%	1.670	1.565	+6,8%
MI2 (1-24 h)	45,02 (-3,0%)	63,65 (-4,8%)	-29,3%	790	690	+14,5%
MI3 (13-24 h)	44,21 (-7,4%)	66,99 (-3,8%)	-34,0%	485	385	+25,8%
MI4 (17-24 h)	46,82 (-7,8%)	70,89 (-6,8%)	-33,9%	783	811	-3,4%

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

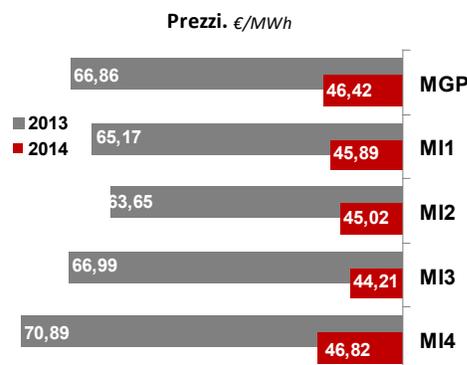
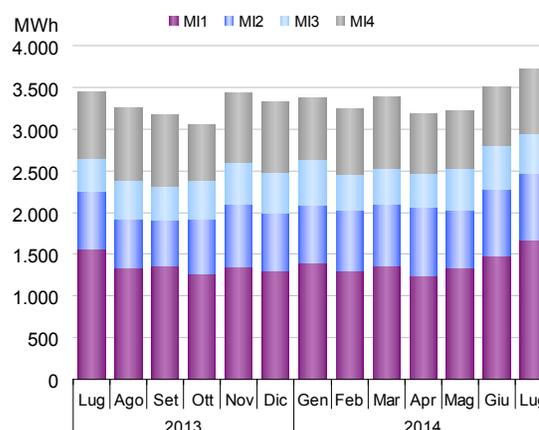
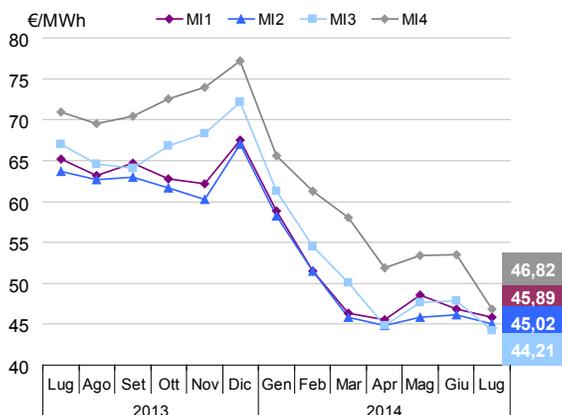


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



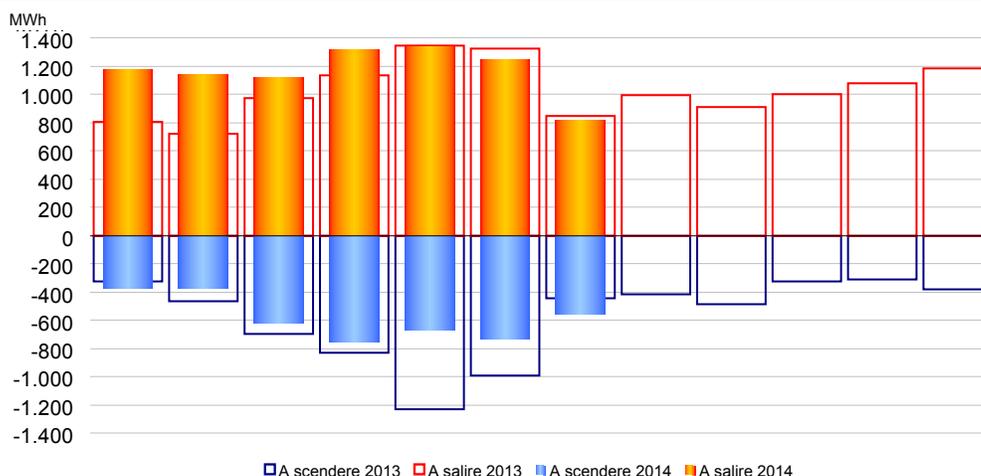
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A luglio, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire segnano per il terzo mese consecutivo una flessione tendenziale (-3,5%) attestandosi a

quota 609 mila MWh, minimo da marzo 2013. In crescita, invece, dopo cinque ribassi consecutivi, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 414 mila MWh (+25,5%) (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) sono state registrate 58 negoziazioni in cui sono stati scambiati 410 contratti (di cui 360 con profilo *baseload* e 50 con profilo *peakload*), pari a 1,7 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 34,2 milioni di MWh, in calo del 6,2% rispetto al mese precedente. Pressoché stabili o in calo, rispetto a giugno, i prezzi di tutti

i prodotti negoziati, ad eccezione del prodotto *Anno 2015* sia *baseload* (+3,6%) che *peakload* (+2,2%) (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto Agosto 2014 ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 49,20 €/MWh sul *baseload* e 49,70 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.010 e 1.351 MW, per complessivi 3,3 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

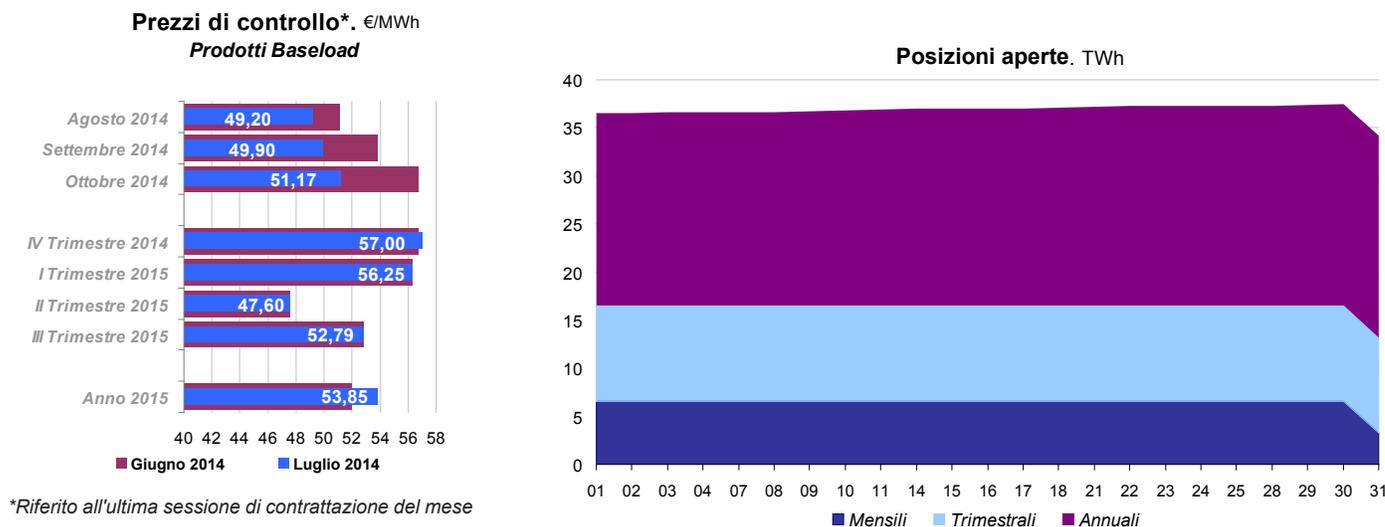
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2014	49,20	-3,7%	12	100	-	100	4.010	2.983.440
Settembre 2014	49,90	-7,2%	12	85	-	85	3.995	2.876.400
Ottobre 2014	51,17	-9,8%	-	-	-	-	-	-
Novembre 2014	59,97	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	57,00	+0,5%	-	-	-	-	3.995	8.824.955
I Trimestre 2015	56,25	+0,0%	-	-	-	-	5	10.795
II Trimestre 2015	47,60	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	52,79	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	53,85	+3,6%	33	175	-	175	2.401	21.032.760
Totale			57	360	-	360		32.744.910
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2014	49,70	-5,2%	1	50	-	50	1.351	340.452
Settembre 2014	52,79	-9,1%	-	-	-	-	1.351	356.664
Ottobre 2014	59,05	-11,6%	-	-	-	-	-	-
Novembre 2014	70,70	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	66,64	-0,2%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
I Trimestre 2015	68,60	-0,2%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	51,98	-0,6%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	56,23	-0,2%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	60,13	+2,2%	-	-	-	-	-	-
Totale			1	50	-	50		1.422.696
TOTALE			58	410	-	410		34.167.606

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a luglio 2014, ai massimi dell'ultimo anno, sono state pari a 33,5 milioni di MWh, in flessione tendenziale dello 0,3%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 30,1 milioni di MWh e ai massimi da novembre 2012, sono aumentate dell'1,8%, sostenute dai contratti non standard (+4,8%). In calo tendenziale, invece, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,4 milioni di MWh (-16,0%) (Tabella 9).

Al massimo storico la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, salita a 18,5 milioni di MWh, con un aumento su base annua del 5,1%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in flessione sia sul mese precedente (-0,02) che su base annua (-0,09), si attesta a 1,81, minimo da marzo 2013 (Grafico 11).

Nei conti in immissione prosegue, anche a luglio, la notevole crescita, l'ottava consecutiva, dei programmi registrati che si attestano a 8,2 milioni di MWh (+28,6%); lo sbilanciamento a programma sugli stessi conti si è invece ridotto dell'8,3%, pur confermandosi su livelli molto alti (10,3 milioni di MWh). Ai massimi storici invece i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 15,0 milioni di MWh (+5,7%), con il relativo sbilanciamento a programma (3,6 milioni di MWh) in aumento del 2,7%.

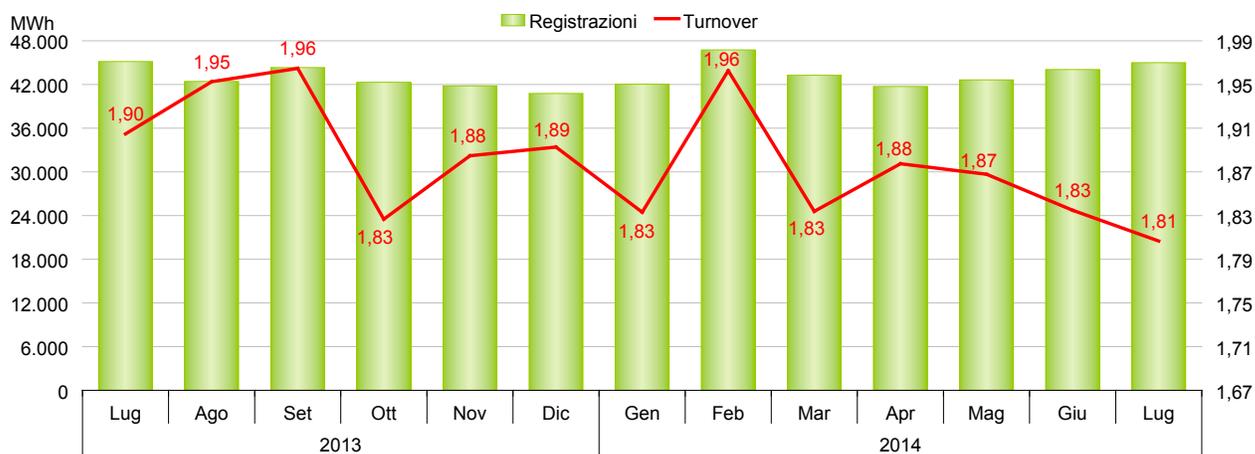
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.525.266	- 6,3%	22,5%	Richiesti	10.124.801	-9,3%	100,0%	14.959.332	+5,7%	100,0%
<i>Off Peak</i>	614.904	- 5,4%	1,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.074.664	-32,0%	40,2%	-	-	-
<i>Peak</i>	846.301	+13,9%	2,5%	Rifiutati	1.920.012	-59,8%	19,0%	199	-	0,0%
<i>Week-end</i>	1.200	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.919.411	-59,9%	19,0%	-	-	-
Totale Standard	8.987.671	- 4,7%	26,8%							
Totale Non standard	21.132.187	+4,8%	63,1%	Registrati	8.204.789	+28,6%	81,0%	14.959.134	+5,7%	100,0%
PCE bilaterali	30.119.857	+1,8%	90,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.155.252	+77,6%	21,3%	-	-	-
MTE	3.360.036	- 16,0%	10,0%	Sbilanciamenti a programma	10.326.003	-8,3%		3.571.658	+2,7%	
TOTALE PCE	33.479.893	- 0,3%	100,0%	Saldo programmi	-	-		6.754.345	-13,2%	
POSIZIONE NETTA	18.530.792	+5,1%	55,3%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A luglio, i consumi complessivi di gas naturale, tornano a segnare un nuovo calo su base annua (-4,0%), riprendendo la lunga striscia negativa interrotta soltanto lo scorso giugno. La decisa crescita tendenziale dei consumi del settore civile (+22,5%) e quella più contenuta del settore industriale (+3,3%) non ha infatti compensato il nuovo crollo dei consumi del settore termoelettrico (-19,2%), spiazzato dalla progressiva espansione delle fonti rinnovabili. Sul lato offerta, calano sia le importazioni di gas naturale (-3,8%) che la produzione nazionale (-2,3%). Le iniezioni di gas naturale nei sistemi di

stoccaggio segnano una flessione (-2,5%) ma le giacenze a fine mese negli stoccaggi sono decisamente cresciute rispetto a luglio 2013 (+43,1%), al pari del loro rapporto sullo spazio conferito che ha superato il 95%. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 3,2 milioni di MWh (pari al 7,8% della domanda complessiva di gas naturale), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), dove i prezzi non si sono significativamente discostati dalle quotazioni al PSV (18,51 €/MWh) scese ai minimi da novembre 2009.

IL CONTESTO

A luglio, i consumi di gas naturale in Italia, pari a 3.837 milioni di mc, tornano a registrare una flessione tendenziale (-4,0%), dopo la ripresa del mese precedente, determinata dalla pesante caduta dei consumi del *termoelettrico* (-19,2%), scesi a 1.521 milioni di mc. Continua, invece, la crescita dei consumi del *settore civile* che, al terzo rialzo consecutivo, si attestano a 1.170 milioni di mc (+22,5%). Leggera ripresa (+3,3%), ma la più consistente da inizio anno, anche per i consumi del settore industriale, che salgono a 1.099 milioni di mc. Le esportazioni, più che dimezzate rispetto ad un anno fa, scendono a 47 milioni di mc (-50,8%).

Dal lato offerta, perdura la flessione, in atto ormai da novembre 2012, della produzione nazionale che, seppur ai massimi da

inizio anno, segna un -2,3% su base annua attestandosi a 622 milioni di mc. In calo anche le importazioni di gas naturale, pari a 4.831 milioni di mc (-3,8%). Tra i punti di entrata si riducono le importazioni di gas naturale algerino da *Mazara* (-38,8%), di quello russo da *Tarvisio* pari a 2.136 milioni di mc (-11,1%) e dal rigassificatore di *Cavarzere* (-2,5%); in controtendenza il gas del nord Europa da *Passo Gries* (+29,8%) e quello libico da *Gela* (+15,4%). Permane ancora a regime ridotto, infine, il rigassificatore di *Panigaglia*.

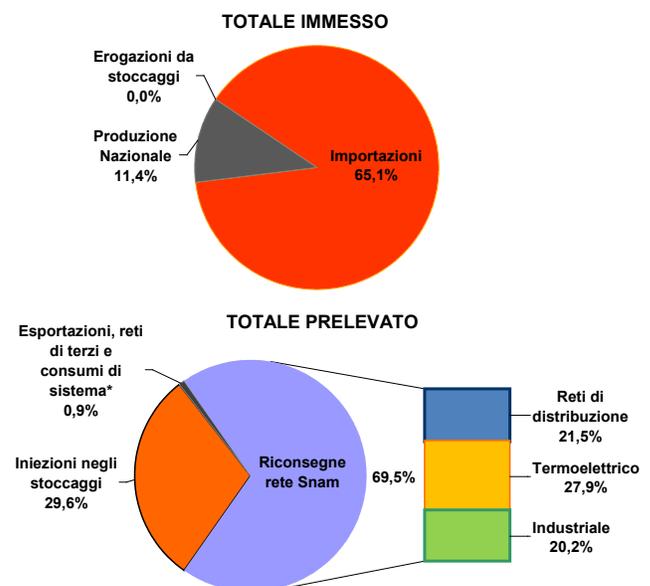
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.616 milioni di mc di gas naturale, in calo del 2,5% rispetto ad un anno fa; come a luglio 2013 non sono state, invece, registrate erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.831	51,1	-3,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	405	4,3	-38,8%
Tarvisio	2.136	22,6	-11,1%
Passo Gries	1.191	12,6	+29,8%
Gela	573	6,1	+15,4%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+5,6%
Cavarzere (GNL)	525	5,6	-2,5%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	622	6,6	-2,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.453	57,7	-3,6%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.790	40,1	-2,9%
Industriale	1.099	11,6	+3,3%
Termoelettrico	1.521	16,1	-19,2%
Reti di distribuzione	1.170	12,4	+22,5%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	47	0,5	-50,8%
TOTALE CONSUMATO	3.837	40,6	-4,0%
Iniezioni negli stoccaggi	1.616	17	-2,5%
TOTALE PRELEVATO	5.453	57,7	-3,6%

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



(continua)

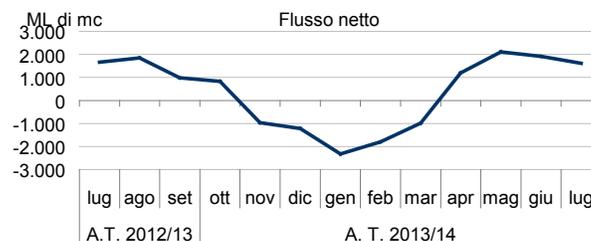
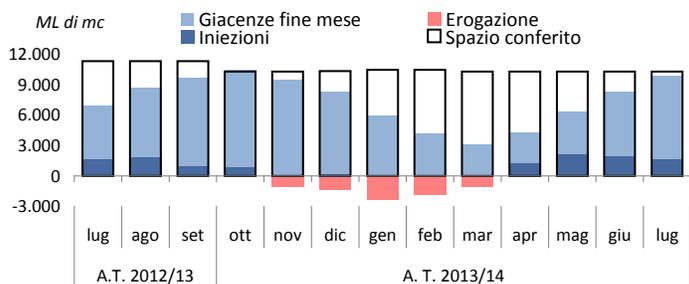
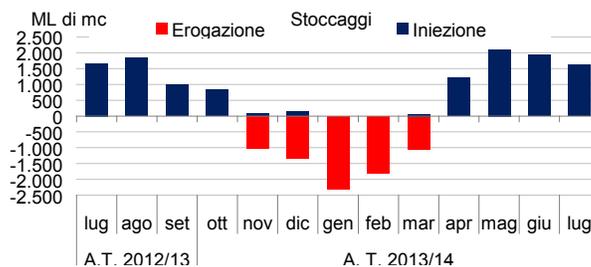
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 9.817 milioni di mc, in aumento del 43,1% rispetto allo stesso giorno del 2013, e livello tra i più alti per il mese di luglio. In aumento anche il rapporto *giacenza/*

spazio conferito salito a 95,6% (60,8% nel 2013). Ai minimi da novembre 2009 la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) che, con una flessione di 9,24 €/MWh (-33,3%) su base annua, è scesa a 18,51 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2014)	9.817	+43,1%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.616	-2,5%
Flusso netto	1.616	-2,5%
Spazio conferito	10.273	-9,0%
Giacenza/Spazio conferito	95,6%	+34,8 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A luglio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,2 milioni di MWh, pari al 7,8% della domanda complessiva di gas naturale (5,7% a luglio 2013), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

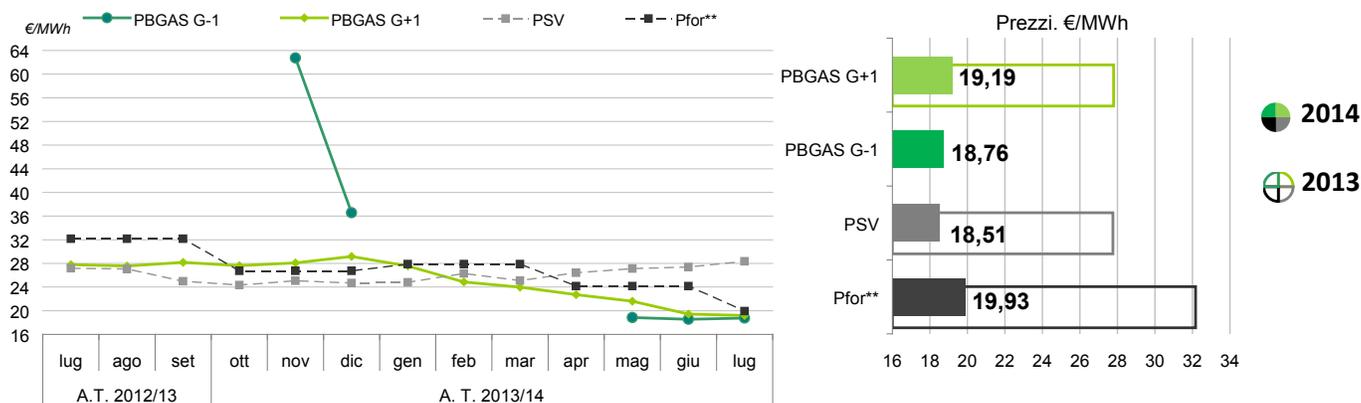
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Import e 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	18,76	-	17,29	20,50	507.880
Comparto G+1	19,19 (27,79)	17,50	22,21	2.667.512	(2.405.140)
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

** Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2014-07	-	-	25,001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-08	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-08	-	-	24,198	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-09	-	-	33,726	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-10	-	-	22,664	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-11	-	-	32,513	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,194	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,118	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	29,476	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,983	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,793	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 2,7 milioni di MWh in aumento del 10,9% rispetto ad un anno fa. Non si arresta, invece, la flessione del prezzo medio, che aggiorna per il sesto mese consecutivo il minimo storico, pari a 19,19 €/MWh (-31,0% su luglio 2013), in linea con le quotazioni registrate al PSV (+0,67 €/MWh).

Nei 15 giorni, sui 31 di luglio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,4 milioni MWh, di cui il 71,9%, pari a 1,0 milioni di MWh, venduti dal Responsabile del

Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 18,95 €/MWh in calo del 31,7% su base annua e valore più basso mai registrato. Nei restanti 16 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,3 milioni di MWh, di cui il 56,5% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 19,42 €/MWh (-30,3%), anch'esso al minimo storico.

Complessivamente il 64,4% dei volumi scambiati (1,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 35,6% (0,9 milioni MWh) da scambi tra operatori.

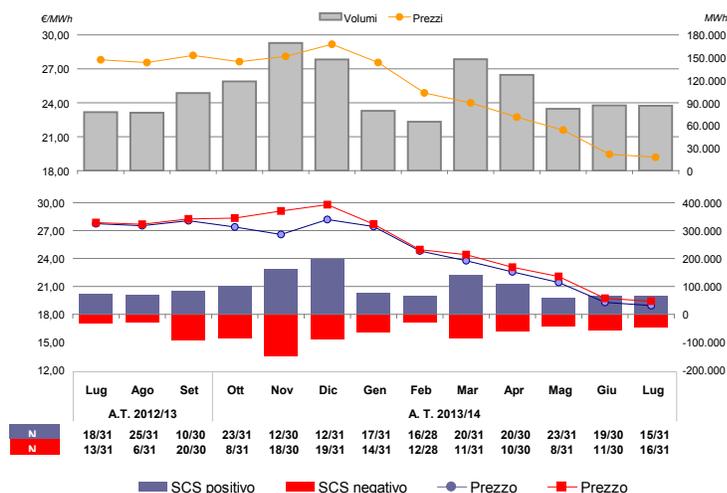
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo, €/MWh	Variazioni %	positivo n.giorni 15/31	negativo n.giorni 16/31
Prezzo, €/MWh	19,19	(-31,0%)	18,95	19,42
Acquisti, MWh	2.667.512	(+10,9%)	1.370.963	1.296.550
RdB	732.627	(+79,1%)		732.627
Operatori	1.934.885	(-3,1%)	1.370.963	563.923
Vendite, MWh	2.667.512	(+10,9%)	1.370.963	1.296.549
RdB	985.073	(-25,1%)	985.073	
Operatori	1.682.439	(+54,3%)	385.890	1.296.549

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

Partecipazione al mercato			
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi, N°	47	43	29



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a luglio sono stati scambiati 508 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 18,76 €/MWh. Nelle sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento presentava sempre un'offerta in vendita soddisfatta dagli acquisti degli operatori nelle zone Import e

Stogit. Nella prima, ai punti di *Tarvisio* e *Passo Gries*, sono stati acquistati 207 mila MWh ad un prezzo medio di 16,50 €/MWh, nella seconda 301 mila MWh ad un prezzo medio di 18,76 €/MWh.

(continua)

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	Reintegro Stogit	Linepack	
Prezzo. €/MWh	16,50	-	-	18,76	-	-	18,76*
Volumi. MWh	206.539	-	-	301.341	-	-	507.880
Operatori*. N.	3	-	-	15	-	-	18

* Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di luglio, le quotazioni spot del Brent e dei combustibili fossili oggetto di analisi registrano diffusi cali, sia a livello tendenziale che congiunturale, ad eccezione del carbone che, per la seconda volta dall'inizio dell'anno, registra un lieve aumento rispetto al mese precedente. In particolare il Brent scende al minimo annuo, disattendendo

la tendenza rialzista solitamente osservata nel periodo estivo. Prosegue infine la dinamica ribassista su tutte le borse elettriche, dove si evidenziano forti cali tendenziali generalizzati, in virtù dei quali il prezzo francese sfugge alla consueta ripresa stagionale, giungendo al minimo da aprile 2004.

A luglio, il prezzo spot del Brent (106,82 \$/bbl, -5%) registra la prima flessione significativa dall'inizio dell'anno – più marcata peraltro che sugli altri riferimenti internazionali del greggio – ponendosi al minimo del 2014 e deludendo al ribasso le aspettative degli operatori espresse nel mese di giugno (113 \$/bbl). In merito ai prezzi future, si riduce lo spread dello spot dalla quotazione del prodotto annuale (106,41 \$/bbl), mentre restano sui 108 \$/bbl i prezzi relativi ai contratti di più prossima delivery. Quanto alle commodity derivate, l'olio combustibile (600,83 \$/MT), in particolare, segna una riduzione del 5% rispetto a giugno, favorendo un effetto ribassista sulle quotazioni dei prodotti a termine (-1/-4%).

Come negli ultimi tre anni, nel mese di luglio il prezzo europeo

del carbone aumenta (74,16 \$/MT, +2%), sospendendo il persistente trend ribassista che lo interessa ormai dall'inizio del 2011 e tornando al di sopra della quotazione sudafricana, quest'ultima in lieve calo. Si mantiene sempre più elevato degli altri due riferimenti il prezzo cinese, soggetto tuttavia al secondo calo mensile consecutivo. In ripresa, i prezzi future dei mensili risultano allineati alla quotazione spot (74/75 \$/MT), mentre resta più elevato il valore del prodotto annuale (78 \$/MT).

Da segnalare, peraltro, che l'intensità delle riduzioni tendenziali osservate su tutte le commodity cresce, favorita da un aumento del tasso di cambio dollaro/euro (1,35 \$/€) che, stabile rispetto a giugno, mostra un aumento del 4% rispetto al 2013.

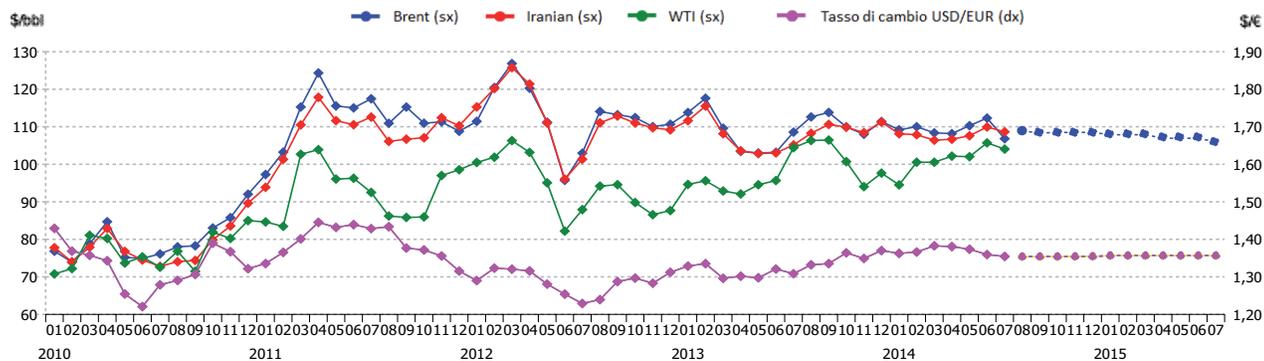
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Lug 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 14	Var M-1 (%)	Set 14	Var M-1 (%)	Ott 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	106,82	- 5 %	- 2 %	113,41	108,90	- 2 %	108,34	- 2 %	108,50	-	106,41	- 0 %
Brent FOB	€/bbl	78,87	- 5 %	- 5 %	-	80,44	-	80,01	-	80,12	-	78,44	-
OLIO COMB.	\$/MT	600,83	- 5 %	- 1 %	627,31	596,37	- 4 %	596,49	- 3 %	594,74	-	585,21	- 1 %
0.1 FOB Barge	€/MT	443,61	- 5 %	- 4 %	-	440,49	-	440,54	-	439,20	-	431,39	-
GASOLIO	\$/MT	886,59	- 3 %	- 3 %	927,50	903,99	- 2 %	906,43	- 2 %	909,94	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	654,60	- 2 %	- 6 %	-	667,71	-	669,46	-	671,96	-	-	-
CARBONE	\$/MT	74,16	+ 2 %	- 2 %	73,30	74,54	+ 1 %	74,81	+ 1 %	75,11	-	78,46	- 1 %
ARA Stm 6000K	€/MT	54,76	+ 3 %	- 5 %	-	55,06	-	55,25	-	55,47	-	57,84	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,35	- 0 %	+ 4 %	-	1,35	- 0 %	1,35	- 0 %	1,35	-	1,36	- 0 %

Fonte: Thomson-Reuters

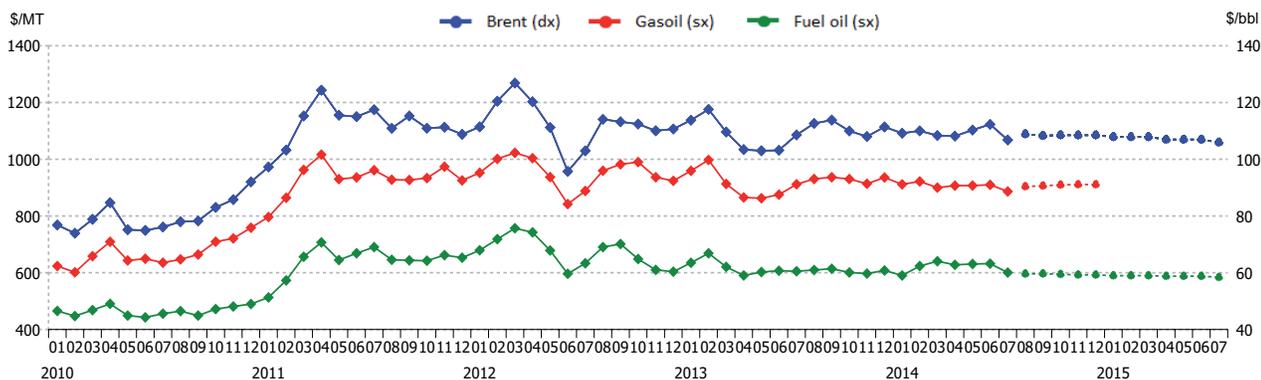
(continua)

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



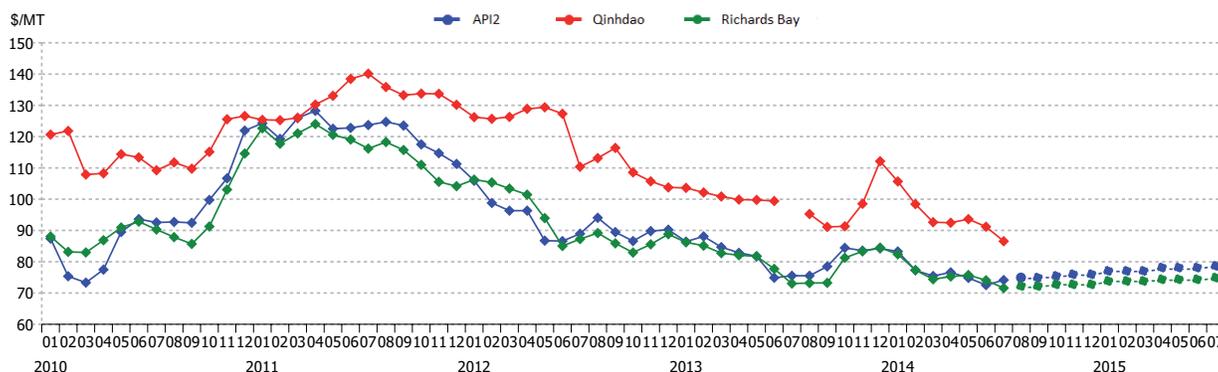
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

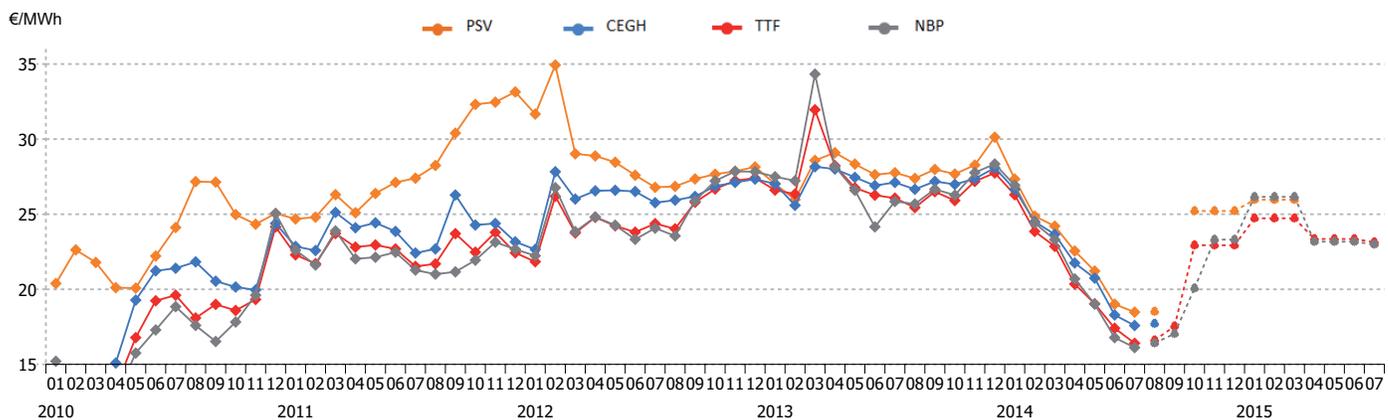
(continua)

In accordo con la dinamica in atto dall'inizio del 2014 e con i movimenti storicamente registrati sul mercato in questa fase dell'anno, le quotazioni spot dei principali hub del gas (16/18 €/MWh) risultano ancora in ribasso su base mensile (-3/-6%) – per quanto lievi rialzi giornalieri realizzati nell'ultima parte del mese hanno ridotto la portata delle diminuzioni – e soprattutto a livello annuo (-33/-38%). Tali andamenti interessano anche il PSV italiano che, pur confermandosi più elevato degli altri

riferimenti europei (2 €/MWh circa sul TTF), si attesta a 18,48 €/MWh, scendendo al livello minimo da ottobre 2009. Quanto ai mercati a termine, il valore dei prodotti di prossima consegna sembrano convergere sullo spot (a seguito di ribassi dell' 8/9%), mentre variazioni meno rilevanti si registrano sui prezzi dei contratti annuali, sostanzialmente ancorati attorno a 24 €/MWh.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Lug 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 14	Var M-1 (%)	Set 14	Var M-1 (%)	Ott 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	18,48	- 3 %	- 33 %	18,65	18,51	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	16,41	- 6 %	- 37 %	16,75	16,60	- 8 %	17,54	-	-	-	23,55	- 1 %
CEGH	AT	17,59	- 4 %	- 35 %	17,95	17,71	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	16,11	- 4 %	- 38 %	16,43	16,41	- 9 %	17,04	- 8 %	20,07	-	23,92	- 2 %



Fonte: Thomson-Reuters

A seguito della ripida tendenza ribassista in atto, che sembra assorbire gli andamenti dei mercati dei principali combustibili di riferimento, i prezzi delle borse elettriche europee analizzate si attestano tutti su valori tra i più bassi degli ultimi quattro anni. La quotazione francese, in particolare, scende a 25,49 €/MWh (-17% mensile, -26% annuo), raggiungendo il livello più basso da aprile 2004 e risultando inferiore al prezzo tedesco (31,88 €/MWh, +1% mensile, -12% annuo) di circa 7 €/MWh. Stabile sui livelli del precedente trimestre, la quotazione italiana, pari

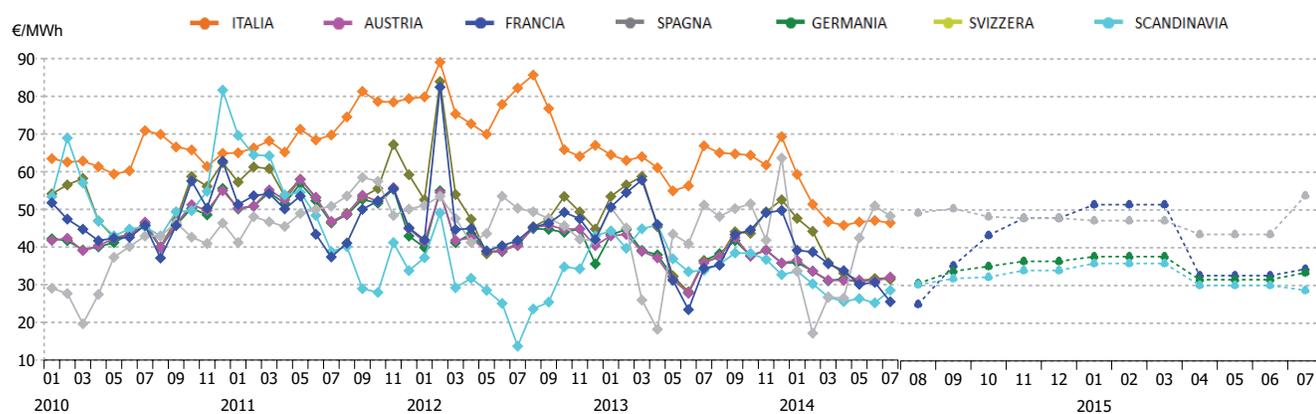
a 46 €/MWh (-31% annuo), si conferma ai minimi dal 2009 e al di sotto del valore spagnolo (48,21 €/MWh), apparso tuttavia meno volatile rispetto agli ultimi mesi. Rivalutate generalmente al ribasso, le aspettative degli operatori per il prossimo mese convergono verso prezzi comunque più alti dello spot, fatta eccezione per la Francia e la Germania che stimano un agosto in riduzione rispetto al bimestre precedente, seguendo un andamento più tipicamente stagionale.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Lug 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ago 14	Var M-1 (%)	Set 14	Var M-1 (%)	Ott 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	46,42	- 1 %	- 31 %	49,20	49,07	- 6 %	50,15	- 7 %	52,86	-	52,65	+ 1 %
FRANCIA	25,49	- 17 %	- 26 %	29,50	25,01	- 11 %	35,22	- 5 %	43,27	-	41,93	-
GERMANIA	31,88	+ 1 %	- 12 %	32,25	30,50	- 2 %	33,76	- 2 %	35,05	-	34,86	-
SPAGNA	48,21	- 5 %	- 6 %	53,75	49,23	- 8 %	50,39	- 9 %	48,21	-	47,98	-
AREA SCANDINAVA	28,52	+ 13 %	- 16 %	25,70	30,21	+ 11 %	31,82	+ 8 %	32,20	-	32,07	-
AUSTRIA	32,01	+ 3 %	- 11 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	31,43	- 1 %	- 13 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



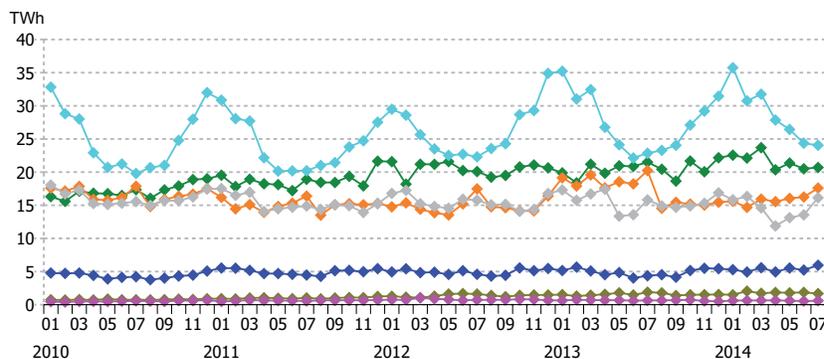
In termini di volumi, come di consueto, le borse più capienti risultano NordPool (24 TWh), in crescita rispetto al 2013 (+5% annuo) ed EEX (26,7 TWh), seguite dai listini mediterranei che

riducono nuovamente il reciproco differenziale, per effetto di andamenti contrapposti che portano la borsa italiana sui 18 TWh circa (-13%) e quella spagnola a 16,1 TWh (+2%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Lug 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	17,6	+ 8 %	- 13 %
FRANCIA	6,0	+ 14 %	+ 37 %
GERMANIA	20,7	+ 1 %	- 4 %
SPAGNA	16,1	+ 19 %	+ 2 %
AREA SCANDINAVA	24,1	- 1 %	+ 5 %
AUSTRIA	0,6	+ 9 %	- 7 %
SVIZZERA	1,7	- 10 %	- 11 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di luglio 2014 sul mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 369.750 TEE, in aumento rispetto ai 139.322 TEE scambiati a giugno.

Dei 369.750 TEE sono stati scambiati 141.309 TEE di Tipo I, 178.810 TEE di Tipo II, 9.364 TEE di Tipo II CAR, e 40.267 TEE di Tipo III.

Nel mese in esame si registra un aumento dei prezzi medi pari a 2,98 % per la Tipologia I, 3,43 % per la Tipologia II, 1,77% per la Tipologia II CAR e del 2,92 % per la Tipologia III.

In particolare, i titoli di Tipo I hanno registrato una media pari a

110,27 € (107,08 € a giugno), i titoli di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 110,14 € (106,49 € il mese scorso), la media dei titoli di Tipo II-CAR è stata pari a 109,71 € (107,81 € a giugno), ed infine i titoli di Tipo III sono stati quotati in media a 110,03 € (106,91 € a giugno).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.618.137 (1.445.409 di Tipo I, 2.700.720 di tipo II, 594.798 di Tipo II CAR, 858.216 di Tipo III e 18.994 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 29.609.963. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di luglio 2014.

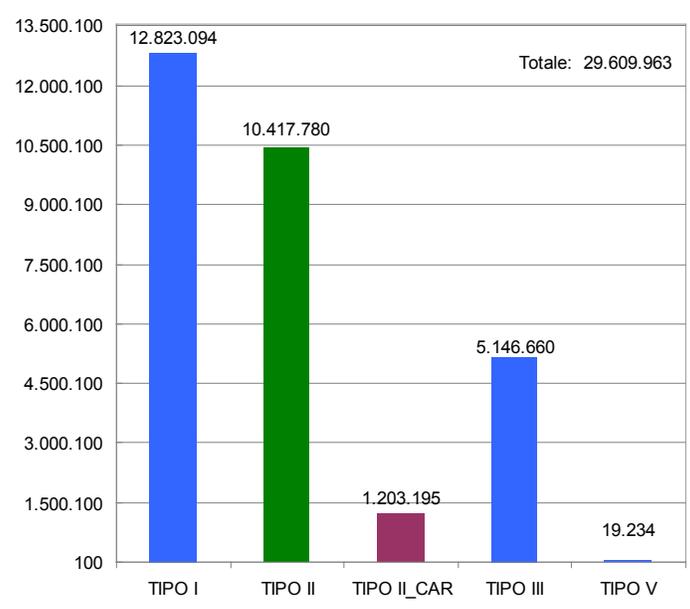
TEE, risultati del mercato del GME - luglio 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	141.309	178.810	9.364	40.267
Valore Totale (€)	15.581.749,51	19.693.702,69	1.027.347,71	4.430.676,13
Prezzo minimo (€/TEE)	105,90	107,12	107,10	107,10
Prezzo massimo (€/TEE)	111,00	111,00	110,50	111,00
Prezzo medio (€/TEE)	110,27	110,14	109,71	110,03

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

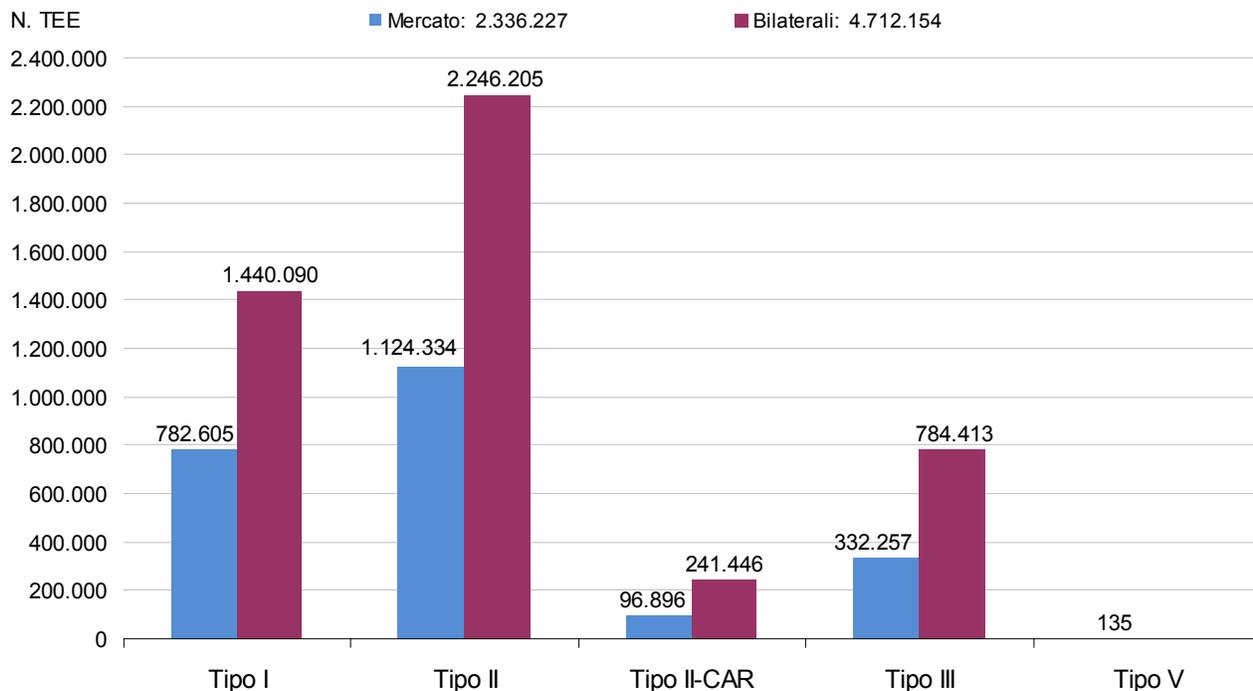
Fonte: GME



(continua)

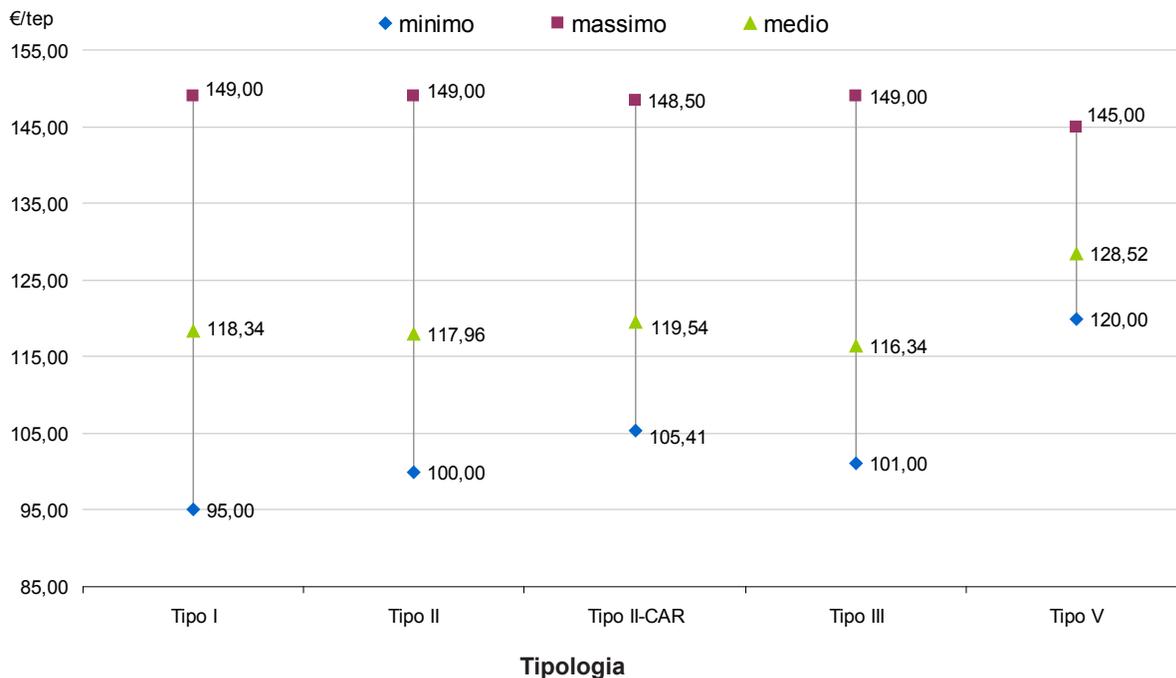
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



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

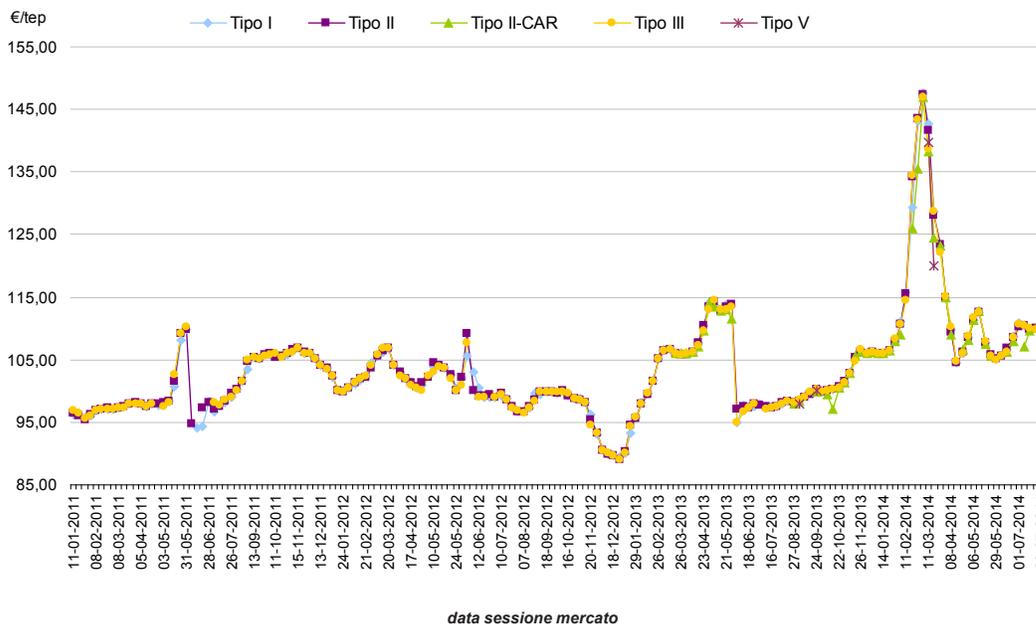
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

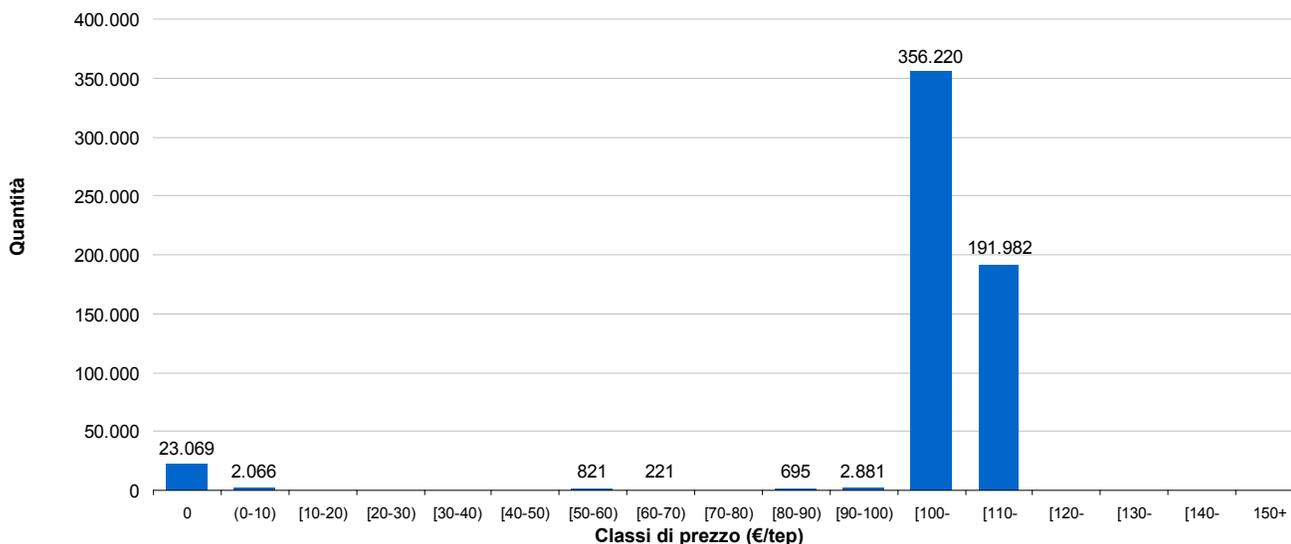


Nel corso del mese di luglio 2014 sono stati scambiati 577.955 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (145.202 TEE lo scorso giugno). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 104,29 €/tep (104,76 €/tep nel mese di giugno) in-

feriore di 5,87 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 110,16 €/tep (106,78 €/tep a giugno). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - luglio 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di luglio 2014 sono stati scambiati 659.179 CV in diminuzione rispetto ai 846.084 CV scambiati nel mese di giugno.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV con anno di riferimento 2014 I Trim con 329.685 certificati (531.127 CV 2014 I Trim lo scorso mese), dei CV 2014 II Trim con un volume pari a 196.085 CV (contro gli 52.019 CV II Trim di giugno) e dei CV 2013 IV Trim con una quantità pari a 98.578 titoli (143.621 CV 2013 IV Trim a giugno).

I CV 2013 TRL, hanno raggiunto un volume pari a 14.308 quote (30.679 CV 2013 TRL lo scorso mese) mentre i CV con anno di riferimento 2013 III Trim hanno registrato una quantità di titoli pari a 8.877 (73.390 CV 2013 III Trim a giugno).

Seguono nell'ordine i CV 2013 I Trim, che hanno registrato sulla piattaforma un volume pari a 4.866 CV (616 i CV 2013 I Trim nel mese di giugno), i CV 2013 II Trim con 3.640 certificati (6.940 CV 2013 II Trim a giugno) e, infine, 3.140 CV 2012 sono stati scambiati sul mercato, nel mese di luglio (7.692 CV 2012 a giugno).

Nel mese di luglio i prezzi medi sono rimasti sostanzialmente in linea con quelli dello scorso mese tranne che per i CV 2014 che registrano un trend in aumento.

In particolare rispetto al mese di giugno, è stato osservato un prezzo medio pari a 97,38 €/MWh in aumento di 1,39 €/MWh per i CV 2014 I Trim e un incremento di 1,23 €/MWh relativo ai CV 2014 II Trim (96,31 €/MWh), al secondo mese di contrattazione. Segue l'aumento di 0,31 €/MWh dei CV 2013 IV Trim (88,68 €/MWh), di 0,03 €/MWh dei CV 2013 II Trim (88,53 €/MWh) e di 0,01 del CV 2013 I Trim (88,45 €/MWh).

In diminuzione di 0,09 €/MWh rispetto al mese precedente il prezzo medio dei CV 2013 III Trim (88,60 €/MWh) e di 0,35 €/MWh il prezzo medio dei CV 2013 TRL (85,63 €/MWh).

Infine, il prezzo di riferimento dei CV 2012 (88,27 €/MWh) è risultato in linea con il prezzo medio del mese di giugno.

La sottostante Tabella è riassuntiva delle transazioni relative al mese di luglio 2014.

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

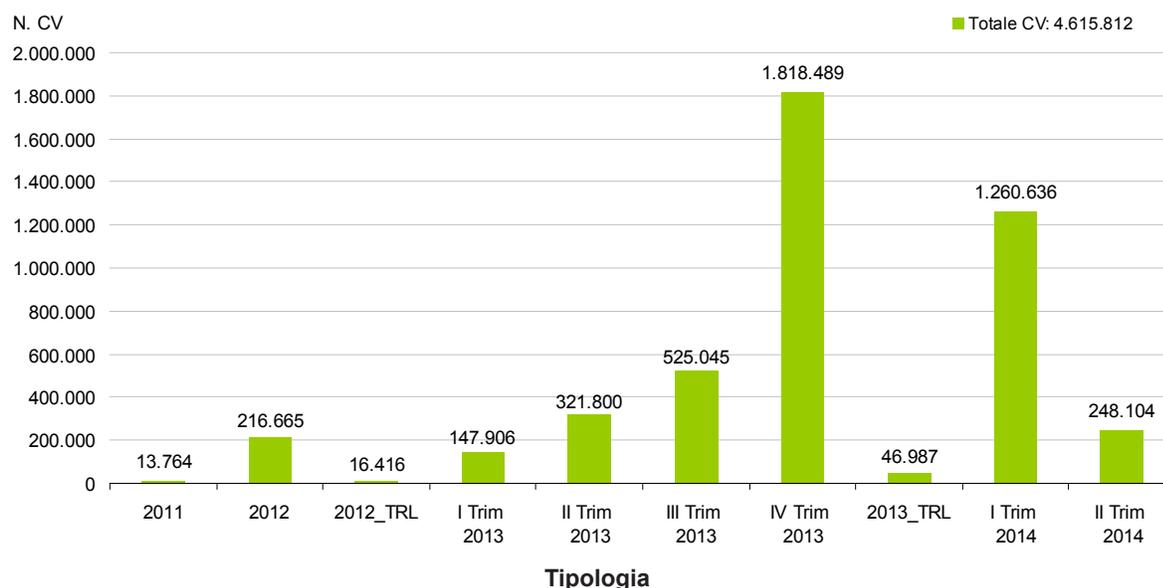
CV, risultato del mercato GME - luglio 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento							
	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	3.140	4.866	3.640	8.877	98.578	14.308	329.685	196.085
Valore Totale (€)	277.157,00	430.377,56	322.238,15	786.472,60	8.741.573,64	1.225.195,54	32.105.043,92	18.885.420,98
Prezzo minimo (€/CV)	86,00	88,00	88,40	88,20	88,40	85,00	96,45	95,30
Prezzo massimo (€/CV)	89,00	89,00	97,00	88,90	88,93	86,10	97,85	96,79
Prezzo medio (€/CV)	88,27	88,45	88,53	88,60	88,68	85,63	97,38	96,31

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

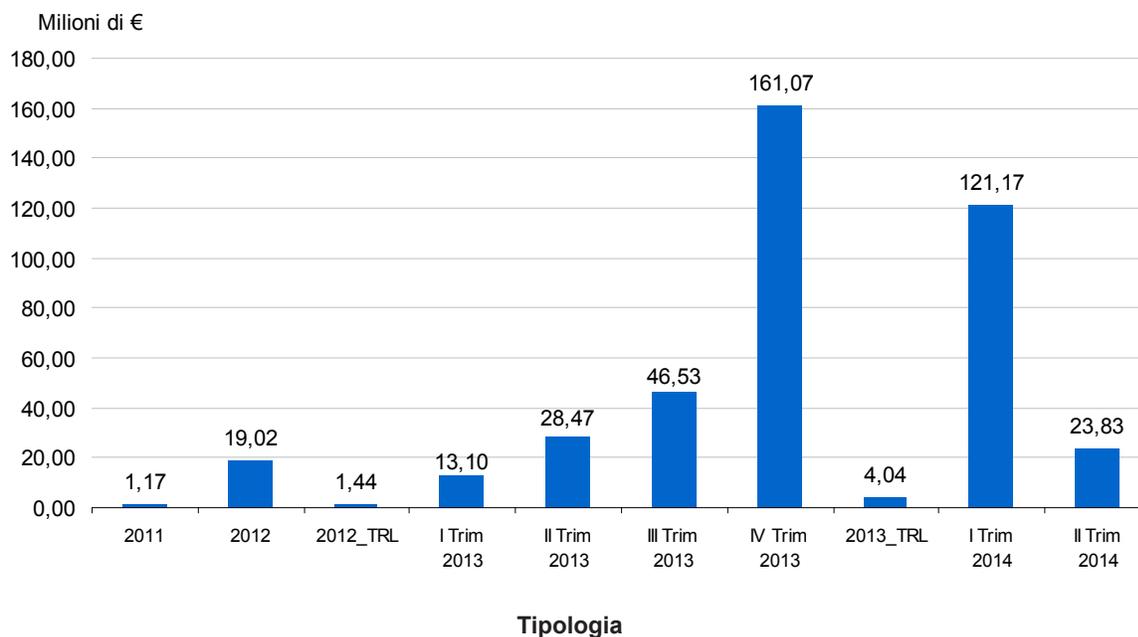
Fonte: GME



(continua)

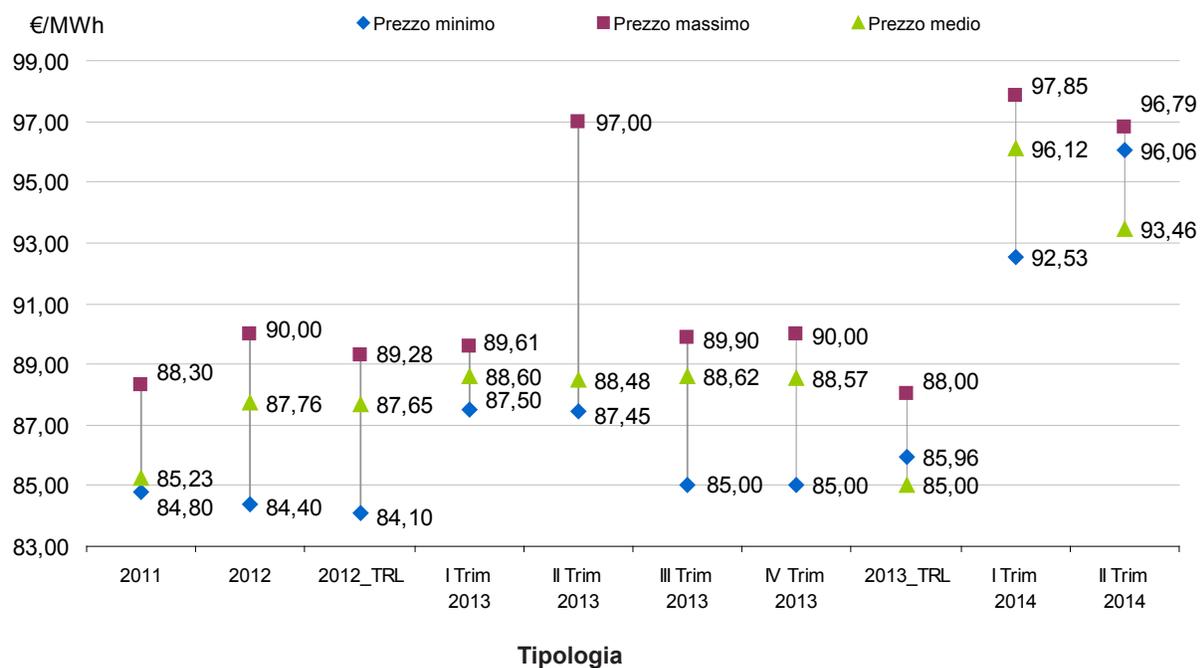
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di luglio 2014 sono stati scambiati 1.344.423 CV attraverso contratti bilaterali (2.594.546 il mese scorso) delle varie tipologie.

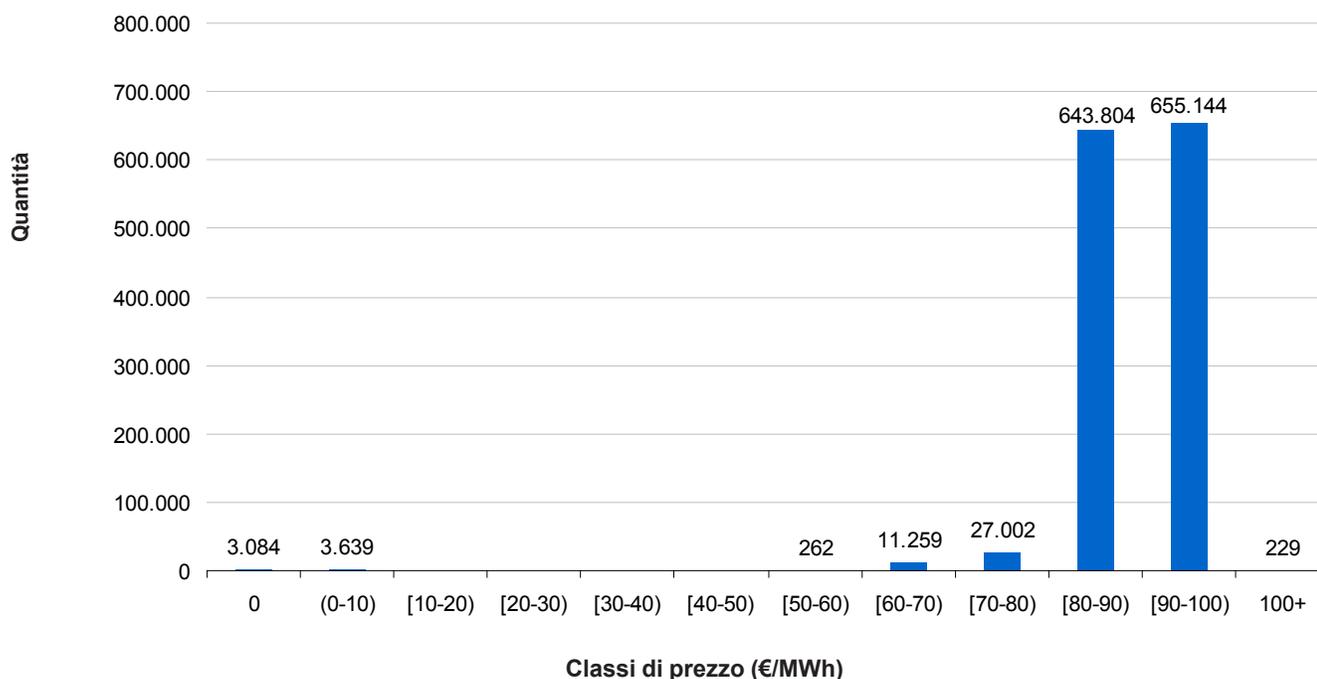
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 89,62 €/MWh, inferiore di 5,61 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (95,23 €/MWh).

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

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - luglio 2014

Fonte: GME



EU-ETS: ANDAMENTO DEL MECCANISMO ALLA LUCE DELLA PUBBLICAZIONE DEI DATI EMISSIVI PER IL 2013

di Emanuele Vendramin - RIE

(continua dalla prima)

2013, una flessione delle proprie emissioni del 2,4% a conferma della crisi che sta attraversando questo settore fiaccato da una domanda che permane debole e incalzato dalla vigorosa crescita delle fonti rinnovabili (che nella maggior parte dei Paesi europei godono, rispetto alle fonti fossili tradizionali, di incentivi e priorità di dispacciamento nel mercato elettrico). Più

complessa invece la valutazione dei settori manifatturieri, il cui peso percentuale nell'ETS è pari al 28,8% (rispetto al 25,6% dell'anno precedente), dato che la crescita emissiva registrata tra 2012 e 2013 è pesantemente condizionata dalle modifiche normative intercorse.

Tab. 1 – Emissioni ETS (2012-2013). Disaggregazione per settore economico ²

	2012		2013		Δ 2013-2012
	Mton	%	Mton	%	
Impianti di combustione	1.389.341	74,40%	1.355.816	71,20%	-2,40%
Impianti manifatturieri di cui:	477.821	25,60%	548.313	28,80%	14,80%
<i>Raffinazione</i>	133.391	7,10%	134.159	7,00%	0,60%
<i>Siderurgia e produzione coke</i>	120.141	6,40%	137.497	7,20%	14,40%
<i>Produzione alluminio</i>	440	0,00%	13.209	0,70%	2902,00%
<i>Cemento, gesso calce e clinker</i>	140.811	7,50%	140.561	7,40%	-0,20%
<i>Vetro e derivati</i>	19.778	1,10%	19.234	1,00%	-2,80%
<i>Ceramiche e laterizi</i>	7.941	0,40%	12.816	0,70%	61,40%
<i>Carta e derivati</i>	28.618	1,50%	27.812	1,50%	-2,80%
<i>Chimica</i>	26.701	1,40%	63.025	3,30%	136,00%
TOTALE ETS	1.867.162	100,00%	1.904.129	100,00%	2,00%

Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA (EU-ETS data viewer)

Tuttavia, per alcuni di questi settori, come la raffinazione (le cui emissioni hanno registrato una crescita dello 0,6% tra 2012 e 2013), la produzione di cemento, calce e gesso (in flessione dello 0,2%), la produzione di vetro (-2,8%) e la produzione di carta (-2,8%) è possibile una comparazione con il 2012 poiché sono stati interessati in misura minore o per nulla dalle nuove regole, mentre per i restanti (chimica, alluminio, siderurgia,

ceramiche e laterizi) le valutazioni risultano più complesse. Indipendentemente dalle modifiche intercorse i tre settori manifatturieri che rappresentano il maggior contributo nell'ETS sono la produzione di cemento, la raffinazione e la siderurgia che complessivamente rappresentano il 22% delle emissioni ETS e il 75% delle emissioni del manifatturiero.

Tab. 2 – Emissioni impianti italiani ETS (2012-2013). Disaggregazione per settore economico

	2012		2013		Δ 2013-2012
	Mton	%	Mton	%	
Impianti di combustione	116.409	65,00%	103.890	63,20%	-10,80%
Impianti manifatturieri di cui:	62.666	35,00%	60.510	36,80%	-3,40%
<i>Raffinazione</i>	22.156	12,40%	20.064	12,20%	-9,40%
<i>Siderurgia e produzione coke</i>	14.251	8,00%	12.100	7,40%	-15,10%
<i>Produzione alluminio</i>	0	0,00%	600	0,40%	-
<i>Cemento, gesso calce e clinker</i>	18.450	10,30%	16.485	10,00%	-10,70%
<i>Vetro e derivati</i>	2.659	1,50%	2.552	1,60%	-4,00%
<i>Ceramiche e laterizi</i>	276	0,20%	2.814	1,70%	919,60%
<i>Carta e derivati</i>	4.378	2,40%	4.273	2,60%	-2,40%
<i>Chimica</i>	495	0,30%	1.622	1,00%	227,70%
TOTALE ETS	179.074	100,00%	164.400	100,00%	-8,20%

Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA (EU-ETS data viewer)

EU-ETS: ANDAMENTO DEL MECCANISMO ALLA LUCE DELLA PUBBLICAZIONE DEI DATI EMISSIVI PER IL 2013

(continua)

Facendo un focus sull'Italia si nota la minore incidenza sul totale emissioni degli impianti di combustione e la conseguente maggiore incidenza degli impianti manifatturieri rispetto al valore europeo a dimostrazione di un parco termoelettrico più orientato verso combustibili a minor fattore di emissione (più gas e meno carbone e lignite oltre agli elementi comuni al contesto europeo quali la bassa domanda e l'elevato apporto delle fonti rinnovabili) ed una percentuale nell'economia di industria manifatturiera maggiore rispetto alla media europea. Da evidenziare anche una maggior incidenza rispetto alla media europea, di alcuni specifici settori industriali quali la raffinazione, la produzione di cemento, le ceramiche, il vetro, la carta e la siderurgia, mentre una minor incidenza per la produzione di alluminio e l'industria chimica. Per quanto riguarda il raffronto con il 2012 sono da segnalare i vistosi cali emissivi del settore termoelettrico, della raffinazione, della siderurgia (settore tra l'altro in cui il nuovo regolamento ha comportato una crescita del numero di impianti e dei processi assoggettati), della produzione di cemento, del vetro e della carta. Come per il contesto europeo le comparazioni con gli anni precedenti dei restanti settori (produzione ceramiche e laterizi, chimica e

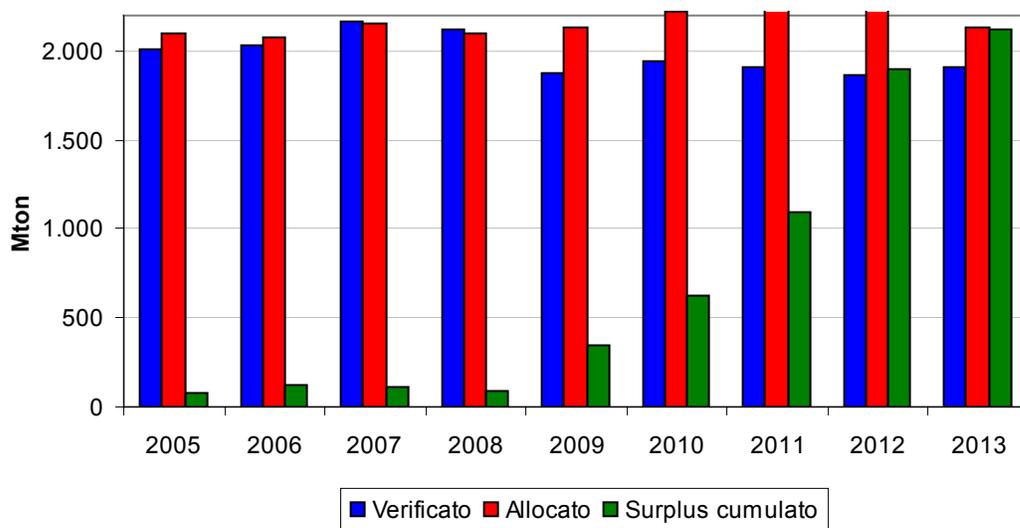
alluminio) risultano invece poco significative.

La compliance

Anche nel 2013 il quantitativo di permessi allocati agli impianti ETS è risultato superiore alle emissioni verificate: a fronte di una domanda complessiva di 1,904 miliardi di permessi (costituita dall'ammontare di emissioni rilasciate in atmosfera dall'ETS nel 2013), l'offerta complessiva è risultata pari a 2,134 miliardi, con un saldo netto di 230 milioni. Di conseguenza è incrementato il già cospicuo surplus di quote a disposizione delle installazioni passando da circa 1,9 miliardi del 2012 ai 2,1 miliardi del 2013.

Tale dinamica (offerta ben superiore alla domanda) ha avuto l'effetto di mettere sotto pressione i prezzi dei permessi. Se si amplia la prospettiva all'intero periodo di regolazione (2005-2013) si nota come solamente nel 2007 e nel 2008 le emissioni verificate siano risultate inferiori all'ammontare allocato, quando, tuttavia, gli operatori hanno potuto beneficiare del surplus accumulato nei due anni precedenti. In sintesi dall'avvio del meccanismo l'ETS non si è mai trovato in una situazione di deficit di quote sul mercato.

Fig. 1 – ETS compliance emissiva (verificato, allocato, surplus cumulato)



Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA (EU-ETS data viewer)

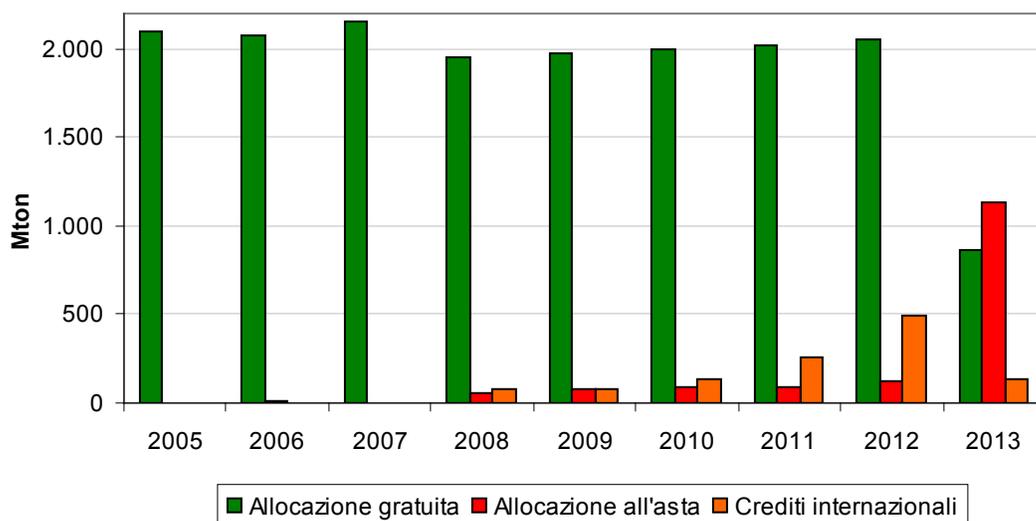
EU-ETS: ANDAMENTO DEL MECCANISMO ALLA LUCE DELLA PUBBLICAZIONE DEI DATI EMISSIVI PER IL 2013

(continua)

A fronte dell'enorme surplus di permessi accumulato, con l'avvio della terza fase dell'ETS, sono intervenute anche delle modifiche che hanno cambiato le modalità di assegnazione delle quote per gli impianti termoelettrici e parzialmente per gli impianti manifatturieri non a rischio delocalizzazione. Si è passati, infatti, da un'allocatione totalmente gratuita ad un'allocatione tramite asta modificando, quindi, la struttura dell'offerta di permessi che per le installazioni si è trasformata da un costo opportunità (cioè la possibilità di rivendere sul mercato i permessi ricevuti gratuitamente) ad un costo vivo (dovuto all'acquisto dei permessi all'asta). La figura 2 riporta

l'evoluzione della composizione dell'offerta di permessi sul mercato e si nota chiaramente che con l'inizio del terzo periodo di regolazione (2013) la quantità di permessi venduti all'asta (inclusiva delle quote della NER300³ e dei 120 milioni di permessi venduti nelle early auction⁴) è risultata per la prima volta superiore alla quantità allocata gratuitamente. Oltre alle aste contribuiscono ad accrescere l'offerta anche i crediti internazionali il cui impiego nell'ETS ha raggiunto quota 1,18 miliardi, pari a circa il 75% dei crediti utilizzabili nell'intero periodo 2008-2020.

Fig. 2 – ETS composizione dell'offerta sul mercato



Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA (EU-ETS data viewer)

Nel 2013 sono stati restituiti 132,9 milioni di crediti di Kyoto con un ammontare identico tra CERs e ERUs pari a 66,4 milioni. Tuttavia il ritardo con cui sono state rese disponibili le funzionalità di swap sul registro europeo delle emissioni e l'incertezza legata alla definizione delle tipologie e dei quantitativi di crediti impiegabili successivamente al 2013 hanno pesato negativamente sull'utilizzo di questi strumenti di compliance. L'origine di questi crediti è risultata limitata a pochi Paesi: l'80% proviene da progetti realizzati in Cina e il 5% da progetti realizzati in India (due nazioni che non potranno più fornire crediti utilizzabili nell'ETS), mentre per quanto riguarda gli ERUs il 70% proviene da progetti realizzati in Ucraina e

il 25% da progetti realizzati in Russia. Confrontando i dati di compliance degli ultimi due anni si nota che la percentuale di allocazione gratuita è passata dal 76,9% del 2012 al 40,6% del 2013, l'allocatione onerosa tramite aste è invece cresciuta dal 4,7% del totale allocazioni del 2012 al 53,2% del 2013, infine l'impiego di crediti internazionali è passato dal 18,4% delle allocazioni 2012 al 6,2% del 2013.

Tra i settori economici che maggiormente hanno beneficiato del surplus di quote spicca la siderurgia con i tre colossi europei dell'acciaio (ArcelorMittal, Tata e il Gruppo Riva) che hanno accumulato complessivamente un saldo netto di quote pari a 23 milioni.

EU-ETS: ANDAMENTO DEL MECCANISMO ALLA LUCE DELLA PUBBLICAZIONE DEI DATI EMISSIVI PER IL 2013

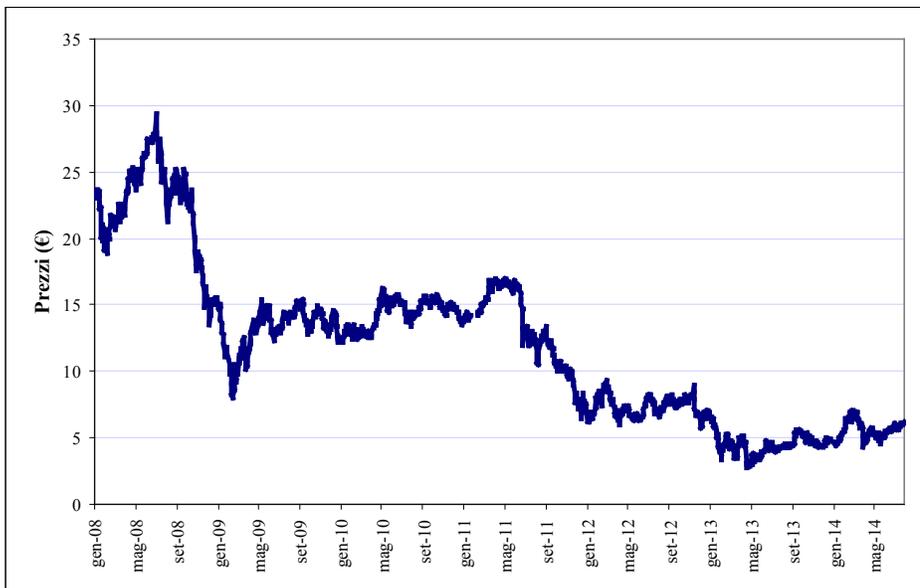
(continua)

Andamento dei prezzi

La progressiva crescita del surplus di permessi ha portato il mercato in una situazione di eccesso di offerta ed ha messo sotto pressione i prezzi facendoli precipitare dal valore massimo di 30€ registrato a fine giugno 2008 al valore minimo di 2,7 € dell'aprile 2013 per poi risollevarsi fino ai 6€ delle quotazioni attuali. L'ETS vede, quindi, minata la sua credibilità quale principale strumento finalizzato all'abbattimento delle emissioni di gas serra, all'incentivazione degli investimenti *low carbon* e allo *switch* verso combustibili più puliti. Tra gli elementi che hanno inciso sui prezzi possiamo distinguere tra fattori che hanno influito sul trend di lungo periodo e fattori che hanno influito nel breve. Nella prima tipologia rientra il surplus di permessi. Se si sovrappone il grafico dell'andamento dei prezzi dei permessi in fig. 3 con quello in fig. 1 che riporta l'andamento del surplus cumulato si nota, infatti, una correlazione negativa

tra prezzi dei permessi e surplus, in cui i prezzi hanno raggiunto i valori massimi in corrispondenza del quantitativo minimo di surplus cumulato e viceversa. Nell'accrescimento del surplus hanno contribuito diversi fattori alcuni imprevedibili quali le crisi internazionali del 2009 e del 2012 che hanno fatto precipitare consumi, produzione ed emissioni, ma anche errori evitabili come la definizione di target emissivi poco ambiziosi e un eccesso di strumenti di flessibilità. Sul banco degli imputati giacciono anche le altre due direttive su cui si fondava il Pacchetto Clima-Energia: quella sulle rinnovabili e quella sull'efficienza energetica, che si sono sovrapposte alla direttiva ETS, grazie ai molteplici e generosi strumenti di incentivazione introdotti in molti Paesi membri, vanificando l'intento di inglobare nel prezzo della CO² i costi dello *switch* verso combustibili puliti.

Fig. 3 - Andamento dei prezzi spot EUA dall'inizio della fase due dell'ETS (€/ton)



Fonte: Elaborazione RIE su dati borsa EEX

Tra gli elementi che, invece, hanno influenzato l'andamento dei prezzi nel breve periodo rientrano i rumors provenienti dal fronte politico europeo, legati principalmente alle indiscrezioni sui possibili interventi della Commissione nell'ETS, ed

internazionale come lo sviluppo degli accordi mondiali sul clima che permetterebbero all'Europa di inasprire i propri target climatici e di collegare l'ETS ad altri analoghi sistemi nel mondo.

EU-ETS: ANDAMENTO DEL MECCANISMO ALLA LUCE DELLA PUBBLICAZIONE DEI DATI EMISSIVI PER IL 2013

(continua)

Prospettive e dinamiche future dei prezzi

Rispetto ai massimi raggiunti durante i primi mesi dall'avvio della seconda fase dell'ETS le quotazioni attuali sono inferiori di circa l'80%, un valore totalmente inadeguato ad incentivare gli investimenti di riduzione emissiva. La Commissione Europea, che ha fatto dell'ETS il principale strumento economico per il perseguimento degli obiettivi climatici sottoscritti con il Pacchetto Clima Energia, si è adoperata in ogni modo per arrestare la caduta dei prezzi e ridare fiducia al mercato del carbonio, raggiungendo, tuttavia, scarsi risultati a seguito delle forti resistenze dei Paesi dell'est Europa (con la Polonia in prima fila), ma anche di alcune frange dell'Europarlamento e della Commissione stessa (DG Industria e DG Energia). Tra i principali interventi ricordiamo il bando all'impiego dei crediti internazionali provenienti da progetti di dubbia integrità ambientale e il backloading che prevede la ricalendarizzazione del numero di permessi da mettere all'asta durante il periodo 2013-2020 con lo spostamento dalle aste dai primi agli ultimi anni della fase 3 dell'ETS, quando parte del surplus emissivo dovrebbe essersi riassorbito⁵. Oggi, pur con una Commissione al termine del suo mandato, le condizioni sembrano poter dare maggior spazio all'ottimismo specialmente riguardo a due provvedimenti in corso di discussione. Il primo riguarda la definizione dell'obiettivo emissivo al 2030 che dovrebbe attestarsi su un 40% rispetto ai valori del 1990 e che comporterebbe per l'ETS un target del 43% rispetto al 2005 e con un aumento del fattore di riduzione annuo dall'attuale 1,74% al 2,2%, mentre il secondo riguarda una riforma del sistema ETS con l'introduzione di una market stability reserve. Se il primo intervento ha come scopo di dare certezza agli investitori sulle politiche europee e sui target di lungo periodo, il secondo

prevede la creazione di una sorta di banca centrale della CO₂ con il compito di intervenire sul quantitativo di permessi immessi sul mercato, riassorbendo l'eccesso di quote in circolazione⁶. Tale riserva, che avrà regole ben definite e precise, non lascerà margini di discrezionalità alla Commissione o agli Stati membri, e dovrebbe permettere un aggiustamento dinamico del mercato, regolando automaticamente il numero di quote da mettere all'asta. Questo intervento una volta approvato dovrebbe avere delle ripercussioni sui prezzi dei permessi anche nel breve periodo. Proprio in queste settimane si è assistito ad un deciso passo in avanti da parte di Germania, Danimarca, Regno Unito e Svezia, oltre che della stessa DG Clima della Commissione per l'implementazione di questo meccanismo già a partire dal 2017, trattenendo nella riserva le quote oggetto del backloading. A fare da sfondo è sempre lo scenario internazionale e la necessità dell'Europa di mandare al resto del mondo segnali forti sulle proprie ambizioni climatiche e sulla leadership che potrà vantare durante la Conferenza ONU sui cambiamenti climatici che si svolgerà a Parigi il prossimo anno.

Per quanto riguarda l'impatto che queste misure potranno avere sui prezzi dei permessi un gruppo di analisti convocato da Thomson Reuters ad inizio luglio ha stimato che il prezzo medio dell'EUA dovrebbe aggirarsi intorno a 7,05 € nella seconda parte dell'anno, mentre il valore medio del 2015 si attesterebbe a 8,80 €. Inoltre in uno scenario favorevole che preveda una rapida implementazione delle riforme e sotto la spinta di una robusta ripresa economica europea i prezzi al 2020 dovrebbero più che raddoppiare i livelli attuali per attestarsi in un intervallo compreso tra i 15 e i 20 €.

¹ Direttiva 2009/29/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

² I valori riportati in tabella rispecchiano le reali emissioni del registro ETS, quindi non sono corretti per le variazioni intercorse tra 2012 e 2013.

³ Riserva nuovi entranti composta da 300 milioni di permessi da distribuire all'asta durante la fase 3 dell'ETS.

⁴ Aste anticipate nell'ETS, per complessivi 120 milioni di permessi.

⁵ L'intervento prevede l'accantonamento di 400 milioni di permessi nel 2014, 300 milioni nel 2015 e 200 milioni nel 2016, con la futura reimmissione nel mercato prevista per il 2019 (300 milioni) e il 2020 (600 milioni).

⁶ La proposta prevede che la riserva opererà basandosi sulle rilevazioni dell'anno precedente in cui il 12% del numero totale di permessi in circolazione potrà essere accantonato a riserva se questo ammontare supererà i 100 milioni. Ad esempio se nel 2019 il numero di permessi sul mercato ammonterà a 1,3 miliardi, il 12% del totale (156 milioni, che risultano superiori alla soglia dei 100 milioni) saranno messi a riserva nel 2021 sottraendoli dai volumi messi all'asta. Parimenti se il numero di permessi in circolazione risulterà inferiore a 400 milioni la riserva rilascerà 100 milioni di permessi. Inoltre se per più di sei mesi consecutivi il prezzo dei permessi sarà superiore di più di tre volte alla media del prezzo dei due anni precedenti (anche se il numero dei permessi in circolazione è superiore ai 400 milioni) i permessi saranno rilasciati dalla riserva.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento per la consultazione 356/2014/R/eel** | “Adesione del mercato italiano al progetto di market coupling europeo, inquadramento normativo e proposte implementative” | pubblicato il 24 luglio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/356-14.jsp>

Con il documento per la consultazione de quo, l'AEEGSI illustra agli operatori del settore elettrico il percorso sin ora compiuto e presenta quello ancora da compiere relativamente al processo di adesione del mercato elettrico italiano al progetto di market coupling previsto a partire dalla fine del 2014. Il DCO in oggetto è finalizzato non solo a ripercorrere le principali tappe ad oggi compiute nel processo di integrazione del mercato elettrico europeo ma anche a sottoporre alla consultazione dei soggetti interessati alcune soluzioni implementative che sarà necessario adottare per rendere possibile l'integrazione anche del mercato italiano del giorno prima (MGP). Segnatamente, il Regolatore nel ripercorrere il processo europeo di integrazione dei singoli mercati nazionali si sofferma dapprima sul disegno, coordinato a livello istituzionale, su cui è stato basato il processo stesso, per poi evidenziare le principali tematiche da affrontare in vista dell'avvio operativo dell'integrazione del MGP italiano con i mercati confinanti, focalizzandosi in particolare su quegli aspetti relativamente ai quali l'Autorità intende conoscere un preliminare orientamento degli operatori di settore. Infine, l'AEEGSI descrive quali saranno i successivi passi da seguire e fornisce una panoramica di massima degli atti normativi, che verranno adottati nei prossimi mesi, funzionali all'avvio del marketcouplingsullafrontieranord(conesclusione della Svizzera). I soggetti interessati sono invitati a far pervenire al Dipartimento per la Regolazione dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il 15 settembre 2014, termine temporale di chiusura del processo consultivo.

■ **Documento di consultazione del GME S.p.A.** | “DCO n. 4/2014 per l'integrazione del mercato elettrico ai mercati UE” | pubblicato il 25 luglio 2014 | Download <http://goo.gl/op6H3I>

In linea con quanto indicato nella precedente news, con il DCO in oggetto, il GME sottopone alla valutazione degli operatori le diverse proposte di modifica al disegno del mercato MGP necessarie per realizzare l'integrazione, mediante market coupling, del mercato MGP italiano con gli omologhi mercati confinanti.

In tale contesto, infatti, l'implementazione del market coupling su tutte le frontiere italiane comporta la necessità di armonizzare o, quantomeno di rendere compatibili, alcuni aspetti peculiari del mercato italiano al disegno degli altri mercati europei ed, in particolare, l'aspetto riguardante le differenti tempistiche di

pagamento ivi adottate. A tal fine, nelle more che venga individuata una modalità operativa che consenta l'adeguamento della tempistica dei pagamenti del mercato italiano a quella degli altri mercati europei, il GME con il DCO de quo - oltre a rappresentare i principali aspetti tecnico-operativi che saranno oggetto di armonizzazione in vista dell'integrazione - sottopone alla consultazione dei soggetti interessati due soluzioni transitorie, alternative tra loro, da implementare per l'anno 2015, volte a consentire l'avvio dei predetti processi di integrazione, pur mantenendo, sebbene in via transitoria, le tempistiche di pagamento interne al mercato italiano secondo l'attuale regola del M+2.

I soggetti interessati possono far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni al GME (Struttura Legale e Regolazione), entro e non oltre il 15 settembre 2014, termine di chiusura della presente consultazione secondo una delle seguenti modalità:

e-mail: info@mercatoelettrico.org

fax: 06.8012-4524

posta: **Gestore dei mercati energetici S.p.A.**
Largo Giuseppe Tartini, 3/4
00198 – Roma

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 30 giugno 2014** | “Approvazione della disciplina del mercato della capacità elettrica” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n.158 del 10-7-2014 | Download <http://goo.gl/38h1Vv>

Facendo seguito al parere favorevole espresso dall'AEEGSI con il provvedimento n.319/2014/I/EEL in data 30 giugno 2014, con il D.M. in oggetto il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato lo schema di disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva elettrica (c.d. modello di Capacity Payment) proposto da Terna in data 20 settembre 2013. Detto schema è volto a superare l'attuale meccanismo transitorio di remunerazione della capacità produttiva ed a fornire al Gestore di rete gli strumenti necessari a garantire, in maniera più efficiente e al minimo costo per il sistema, l'adeguatezza della capacità produttiva nel medio e nel lungo termine.

In linea generale, scopo della riforma è, da un lato, quello di soddisfare - in sicurezza e con adeguati livelli di qualità - la domanda attesa di energia elettrica con riferimento alle ore e alle zone di maggiore scarsità nell'offerta, dall'altro, quello di fornire adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema e la copertura

Novità normative di settore (continua)

dei relativi fabbisogni senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali.

Segnatamente il MiSE, rispetto alla proposta originariamente formulata da TERNA, subordina la relativa approvazione al rispetto delle seguenti condizioni:

- la valutazione di adeguatezza della capacità produttiva espressa dal Gestore di rete dovrà tener conto degli effetti positivi derivanti dallo sviluppo delle reti e delle interconnessioni con l'estero, in coerenza con l'obiettivo del Governo di completa integrazione del mercato interno dell'energia;
- fin dalle prime sessioni d'asta per l'approvvigionamento della capacità necessaria al sistema, dovrà essere assicurata la possibilità di partecipazione attiva della domanda;
- il sistema dovrà promuovere l'adozione di assetti e tecnologie efficienti e la partecipazione anche della generazione distribuita a fonti rinnovabili, dotata dei requisiti funzionali a contribuire alle esigenze di adeguatezza del sistema;
- l'individuazione del valore minimo e del valore massimo del premio da riconoscere agli assegnatari della disponibilità a produrre (ovvero, nel caso della domanda, alla riduzione dei consumi) sarà finalizzata a far sì che la disciplina consenta la riduzione dei costi del sistema e degli oneri a carico dei consumatori, con verifica degli effetti prodotti.

Con riferimento all'assegnazione delle relative competenze, all'Art.2 è previsto che il GME dovrà elaborare indicatori per il monitoraggio degli effetti sulle dinamiche di mercato derivanti dall'entrata in funzione della nuova disciplina del *Capacity Payment* e che dovrà inoltre effettuare analisi periodiche sull'incidenza della stessa disciplina sui mercati dell'energia e dei servizi e sull'interazione con il sistema di *market coupling*, in base a direttive operative disposte dallo stesso Ministro dello Sviluppo Economico.

■ **Parere del 17 luglio 2014 350/2014//eel** | “Parere dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico al Ministero dello Sviluppo Economico in materia di modifiche al testo integrato della Disciplina del mercato elettrico” | pubblicata il 21 luglio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/350-14.htm>

Con il documento in oggetto l'AEEG ha espresso al Ministero dello Sviluppo Economico il proprio parere favorevole in ordine alla proposta di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico operata dal GME secondo la procedura di modifica urgente di cui all'art. 3, comma 3.5, del predetto Testo Integrato e trasmessa dallo stesso al MiSE per la relativa approvazione.

Le suddette modifiche, in vigore dalla data di pubblicazione sul sito internet del GME (del 14 marzo 2014), sono state predisposte dal GME al fine di salvaguardare il corretto funzionamento del mercato elettrico e dei certificati verdi nonché con lo scopo di uniformare le disposizioni previste in materia di misure disciplinari applicabili agli operatori di tali mercati. In dettaglio le proposte di modifica hanno riguardato:

- l'introduzione del concetto di presunta ipotesi di violazione delle disposizioni di cui al Testo Integrato da parte dell'operatore di mercato quale condizione sufficiente affinché il GME possa formulare nei confronti dello stesso richieste di chiarimenti e memorie;
- la sostituzione del termine “sanzione” con quello di “misura disciplinare”;
- l'integrazione degli obblighi di comunicazione degli operatori nei confronti del GME nella misura in cui gli stessi sono tenuti ad informare il GME di qualsiasi variazione di fatti, stati e qualità tali da comportare la perdita o modifica dei requisiti per l'ammissione;
- l'estensione anche al mercato dei certificati verdi della previsione della sospensione cautelare (già prevista per il mercato elettrico) nei casi in cui le violazioni delle disposizioni di cui alla disciplina da parte degli operatori

GAS

■ **Documento per la consultazione 373/2014/R/GAS** | “Integrazioni alla disciplina del bilanciamento di merito economico” | pubblicato il 24 luglio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/373-14.jsp>

Con il documento di consultazione in oggetto, l'AEEGSI intende sottoporre alla compagine degli *stakeholder* talune proposte di intervento da attuarsi nell'ambito della sessione *locational* della PB-GAS volte ad incrementare l'efficienza del meccanismo di bilanciamento nel suo complesso, nelle more che venga implementato, secondo un approccio graduale, un sistema di bilanciamento pienamente rispondente ai principi contenuti nel codice di rete europeo. In particolare le proposte formulate dall'AEEG sono essenzialmente volte a perseguire i seguenti obiettivi:

- una maggiore trasparenza dei criteri che determinano l'intervento del responsabile del bilanciamento nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS soprattutto in un'ottica, anche di breve termine, in cui sia riconosciuta agli utenti del bilanciamento la facoltà di effettuare la rinomina dei propri programmi;
- una maggiore corrispondenza tra i prezzi che si formano sul mercato e la reale situazione di tensione del sistema in termini di carenza/eccesso di gas;
- introduzione di un sistema d'incentivazione che induca SRG e Stogit ad intraprendere azioni efficienti in termini di costo e di risultato nell'ambito del mercato del bilanciamento;
- l'adozione di un sistema di monitoraggio che possa individuare e prevenire possibili comportamenti speculativi da parte degli operatori volti ad alterare i prezzi di mercato nell'ambito del mercato del bilanciamento.

Segnatamente, con riferimento ai primi due obiettivi sopra richiamati, gli strumenti proposti dall'AEEG riguardano:

- la modifica dell'attuale sistema di gestione delle risorse linepack e reintegro dello stoccaggio Stogit nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS, prevedendo che, limitatamente

Novità normative di settore (continua)

al periodo invernale, le risorse di gas in consegna nel medesimo giorno (G+1) possano essere accorpate in un unico merit order ai fini della risoluzione di ciascuna sessione di mercato del comparto locational della PB-GAS (e quindi le offerte riferite ad un medesimo giorno di consegna possano essere conseguentemente valorizzate ad un unico prezzo di remunerazione), a prescindere che la risorsa offerta sia funzionale al reintegro dello stoccaggio o del linepack. Sul piano prettamente operativo la proposta dell'AEEG prevede il mantenimento dei limiti di utilizzo per ciascuna risorsa flessibile così come comunicati da SRG al GME ai fini dell'esecuzione del mercato nonché l'applicazione delle funzioni di costo alle offerte presentate;

- la modifica della formula di determinazione del prezzo di remunerazione, nel caso in cui l'offerta di SRG non sia completamente o interamente soddisfatta nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS;
- la modifica dei parametri M ed R di cui all'art. 7bis della

deliberazione ARG/gas 45/11 che riflettono le incertezze di previsione connesse all'intervento di SRG nell'ambito della sessione locational della PB-GAS.

Per quanto concerne l'istituzione del sistema di monitoraggio, l'AEEGSI, nel rinviare ad una fase successiva la definizione delle condotte abusive sul mercato nonché gli indici per la rilevazione di tali condotte, formula alcune proposte in ordine ad un possibile set informativo su cui basare l'attività di monitoraggio e all'affidamento di tale attività al GME.

A completamento, con riferimento al sistema di incentivi da riconoscere a SRG e Stogit per l'adozione di azioni di bilanciamento efficienti, si evidenzia che l'AEEGSI ha ritenuto, in una prima fase, possibile individuare gli indici di performance solo per SRG indicando per Stogit solo l'obiettivo generale da perseguire nella gestione dello stoccaggio e rinviando la determinazione degli indici solo a valle dei necessari approfondimenti tecnici.

Gli appuntamenti

1-2 settembre

International Conference on Energy-Aware High Performance Computing

Dresda, Germania
Organizzatore: ENA
www.ena-hpc.org

15-16 settembre

1st Journal Conference on Clean Energy Technologies (JCCET 2014 1st)

Parigi, Francia
Organizzatore: CBEES
www.jocet.org/jccet/1st/

17-18 settembre

BIEE 10th Academic Conference - Balancing Competing Energy Policy Goals

Oxford, Regno Unito
Organizzatore: British Institute of Energy Economics
www.biee.org/conference-list/balancing-competing-energy-policy-goals/

23-25 settembre

Sustainable City 2014

Siena, Italia
Organizzatore: Wessex Institute of Technology, UK, Università di Siena
www.wessex.ac.uk/city2014

23-24 settembre

16Th Renewable Energy Finace Forum

Dublin, Irlanda
Organizzatore: Euromoney
www.euromoneyenergy.com/

26-27 settembre

International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2014)

Shanghai, Cina
Organizzatore: SAISE
<http://www.cpesenet/>

29-30 settembre – 1 ottobre

14th Italian energy summit

Milano, Italia
Organizzatore: Il Sole 24 Ore
www.energy2014.ilsole24ore.com

6-7 ottobre

Energy and Economic Competitiveness

Londra, Regno Unito
Organizzatore: Chatham House
www.atnd.it

8 ottobre

The Energy Customer

Londra, Regno Unito
Organizzatore: Marketforce
www.marketforce.eu.com

13-14 ottobre

5th Dii Desert Energy Conference

Roma, Italia
Organizzatore: EUMENA
www.dii-eumena.com

19-26 ottobre

VI EDIZIONE SETTIMANA PER L'ENERGIA

Bergamo, Italia
Organizzatore: Confindustria Bergamo
www.confindustriabergamo.it

22- 23 ottobre

Orizzontenergia media partner del billing & CRM forum 2014 empowerment del cliente nel settore energy & idrico

Milano, Italia
Organizzatore: IIR – Istituto Internazionale di Ricerca
<http://www.orizzontenergia.it/>



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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