

APPROFONDIMENTI

EUROPA, USA E CINA: OBIETTIVI UNILATERALI IN VISTA DI UN OBIETTIVO GLOBALE

di Donatella Bobbio, Claudia Checchi - REF-E

Emissioni storiche e prospettive

Nel corso degli ultimi venti anni le emissioni globali di gas serra hanno segnato un forte trend di crescita: dal 1990 al 2012 solo la CO₂ è aumentata del 50% circa. Unione Europea (UE), Stati Uniti e Cina fin dal 1990 hanno contribuito per oltre la metà delle emissioni mondiali (57% nel 1990, 53% nel 2012). Il peso delle due aree economicamente più sviluppate si è però progressivamente ridotto, la quota delle emissioni europee di CO₂ è passata dal 21% all'11% dal 1990 al 2012, mentre quella delle statunitensi dal 24% al 16%: nel caso dell'UE questo dato è derivato da una riduzione del 15% rispetto al 1990, mentre nel caso degli USA da una moderata crescita (+4%). Al contempo, lo sviluppo dell'economia asiatica ha impresso una forte accelerazione delle emissioni cinesi, che dal 2000 al 2010 sono aumentate di circa 2.5 volte, da 3.4 GtCO₂ a 8.3 GtCO₂ (Figura 1).

In prospettiva, secondo la IEA¹ le emissioni globali di CO₂ dovrebbero ancora crescere fino a raggiungere 38 GtCO₂ nel 2040, anche tenendo conto, oltre che delle politiche e misure per la lotta al cambiamento climatico già adottate dagli Stati a metà 2014, anche delle più rilevanti politiche oggetto di proposta ("New Policy Scenario" presentato dalla IEA nel World Energy Outlook 2014). Tuttavia, al fine di contenere l'innalzamento delle temperature globali entro i 2°C., secondo le

raccomandazioni espresse dal pool di scienziati riuniti nell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), le emissioni globali di CO₂ dovrebbero sostanzialmente stabilizzarsi sui livelli attuali entro il 2020, per poi scendere a 19 GtCO₂ nel 2040 ("450 Scenario" della IEA). Rispetto al 1990, occorrerebbe quindi contenere l'aumento delle emissioni globali a circa il 20% nel 2030, per arrivare a una riduzione dell'8% nel 2040, al fine di evitare che il cambiamento climatico determini danni irreversibili sull'ecosistema e sulle attività umane (Figura 2).

Sulla base delle politiche unilaterali già approvate o oggetto di proposta, nei prossimi anni l'UE dovrebbe proseguire nel trend di diminuzione delle emissioni di CO₂, mentre gli USA dovrebbero stabilizzare le emissioni nel 2020 per poi iniziare la discesa. Per contenere l'innalzamento delle temperature entro i 2°C., secondo la IEA le due aree dovrebbero però compiere sforzi aggiuntivi, riducendo le emissioni di ulteriori 0.7 GtCO₂ nel 2030 e 0.9 GtCO₂ nel 2040 (nel caso dell'UE) e di ulteriori 1.5 GtCO₂ nel 2030 e 2.2 GtCO₂ nel 2040 (nel caso degli USA). Per quanto riguarda la Cina, sulla base delle policy approvate o proposte a metà 2014, la IEA prevede invece il raggiungimento del livello massimo di emissioni nel 2030 (10.2 GtCO₂) e una sostanziale stabilizzazione delle emissioni nel decennio successivo (Figura 3).

► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO
REPORT/ NOVEMBRE 2014

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 10
 Mercati energetici Europa
 pag 15
 Mercati per l'ambiente
 pag 18

APPROFONDIMENTI

Europa, USA e Cina: obiettivi unilaterali in vista di un obiettivo globale
 di Donatella Bobbio, Claudia Checchi
 - REF-E
 pagina 24

NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

APPUNTAMENTI

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, segnano una nuova flessione su base annua (-2,4%), la decima degli undici mesi del 2014. Le vendite da impianti di produzione, contenute anche dalla crescita delle importazioni dall'estero (+8,8%), continuano a calare (-5,0%) stagnando ai minimi storici. Anche la crescita delle vendite da impianti a fonti rinnovabili attenua il suo slancio, pur segnando un modesto incremento su base annua (+1,4%). Stabile la

liquidità del mercato. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), con una flessione congiunturale di poco più di 7 €/MWh, annulla parzialmente i rialzi di settembre ed ottobre portandosi a 54,59 €/MWh; su base annua la flessione è dello stesso ordine di grandezza. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, i prezzi dei prodotti negoziati evidenziano un generale ribasso con il mensile baseload Dicembre 2014 che chiude a 57,00 €/MWh (-4,9%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un calo di 7,65 €/MWh (-12,3%) su ottobre e di 7,15 €/MWh (-11,6%) su novembre 2013, ripiega a 54,59 €/MWh. La flessione su base annua ha riguardato sia le ore di picco, pari a 67,92 €/MWh (-6,36

€/MWh; -8,6%), che quelle fuori picco, pari a 47,92 (-7,54 €/MWh; -13,6%), con il rapporto picco/baseload, pari a 1,24, ai massimi da marzo 2012 (Grafico 1 e Tabella 1).

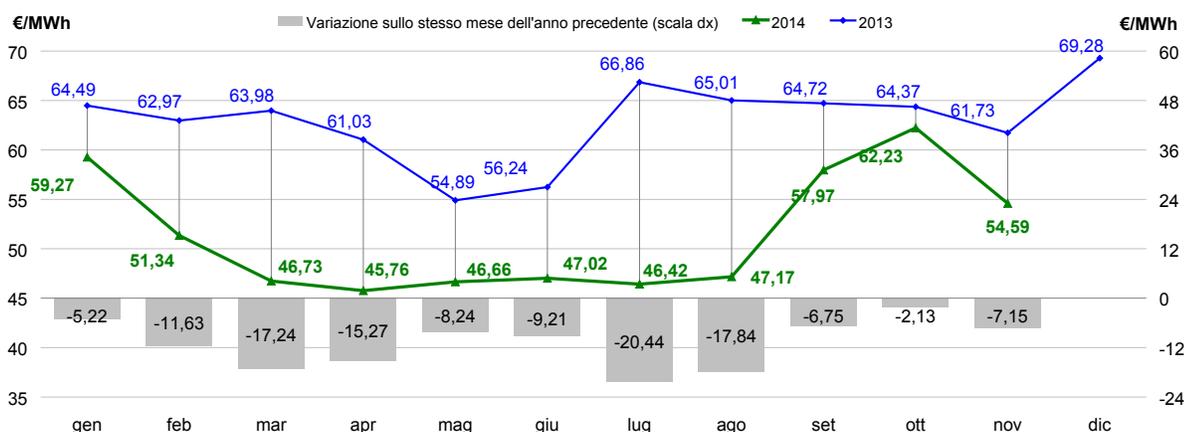
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	54,59	61,73	-7,15	-11,6%	20.435	-2,0%	32.165	-2,4%	63,5%	63,3%
Picco	67,92	74,28	-6,36	-8,6%	25.580	-0,9%	39.914	-2,9%	64,1%	62,8%
Fuori picco	47,92	55,46	-7,54	-13,6%	17.862	-2,8%	28.290	-2,0%	63,1%	63,6%
Minimo orario	17,76	21,44			10.826		19.977		53,9%	50,2%
Massimo orario	145,03	140,02			30.216		44.452		71,6%	75,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



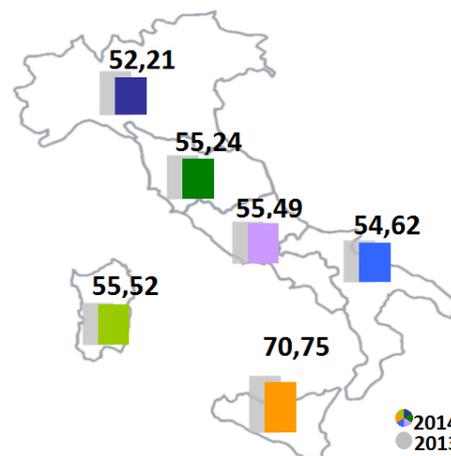
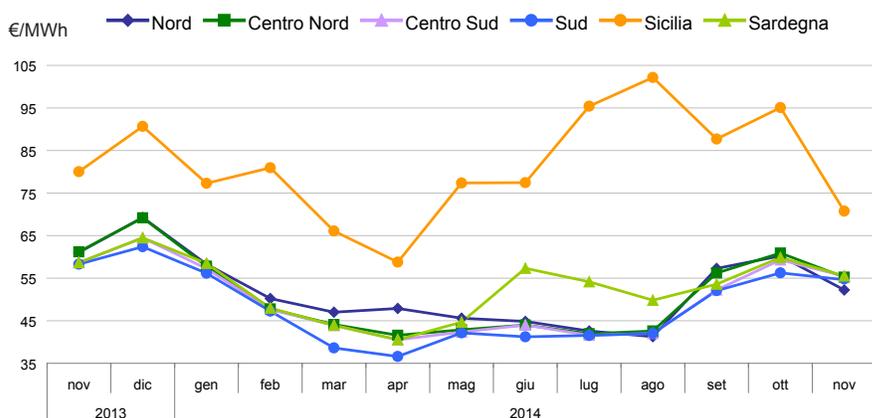
(continua)

I prezzi medi di vendita hanno segnato nette flessioni in tutte le zone sia rispetto al mese precedente che su base annua. I cali tendenziali più consistenti hanno riguardato il Nord (-14,5%) e la Sicilia (-11,6%). La prima, con 52,21 €/MWh, si riafferma dopo

tre mesi come la zona più competitiva con un differenziale di oltre 2 €/MWh rispetto alle altre zone continentali ed alla Sardegna; il prezzo della Sicilia, invece, ai minimi degli ultimi sette mesi, si conferma il più alto con 70,75 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



A novembre, i volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, in calo su base annua del 2,4%, si attestano a 23,2 milioni di MWh. In flessione anche gli scambi nella borsa elettrica, pari a 14,7 milioni di MWh (-2,0%) e quelli over the

counter registrati sulla PCE e nominati su MGP attestatisi a 8,4 milioni di MWh (-3,0%) (Tabelle 2 e 3).

La liquidità del mercato, pressoché invariata rispetto ai due riferimenti temporali, si attesta a quota 63,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.713.014	-2,0%	63,5%
Operatori	7.955.140	-2,8%	34,4%
GSE	2.988.812	-11,9%	12,9%
Zone estere	3.769.062	+9,8%	16,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	8.445.726	-3,0%	36,5%
Zone estere	1.160.124	+5,7%	5,0%
Zone nazionali	7.285.602	-4,3%	31,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.158.739	-2,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.777.469	-11,9%	
OFFERTA TOTALE	39.936.208	-6,6%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

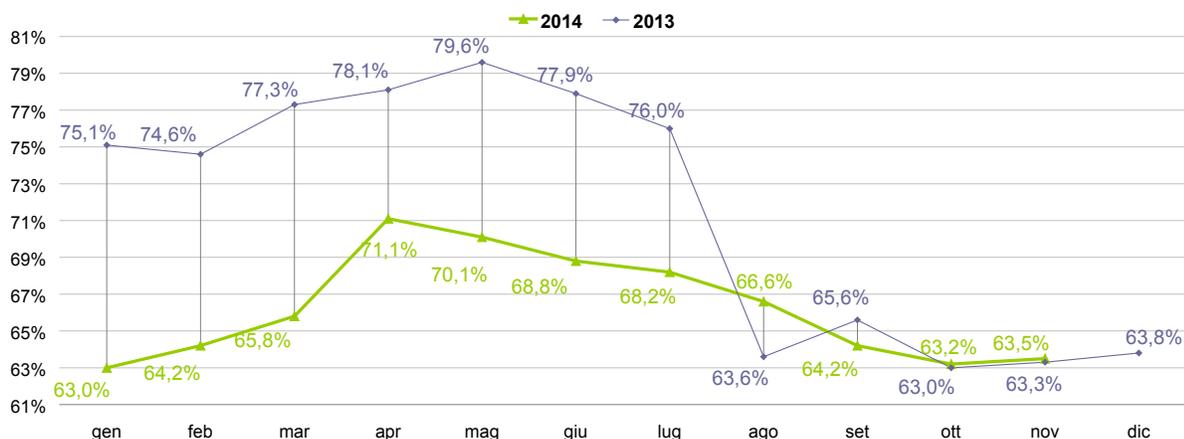
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.713.014	-2,0%	63,5%
Acquirente Unico	1.881.577	-4,0%	8,1%
Altri operatori	7.770.141	-12,0%	33,6%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	427.717	-7,9%	1,8%
Saldo programmi PCE	4.633.578	+23,7%	20,0%
PCE (incluso MTE)	8.445.726	-3,0%	36,5%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	3.094.800	-12,7%	13,4%
Zone nazionali altri operatori	9.984.503	+12,2%	43,1%
Saldo programmi PCE	-4.633.578	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.158.739	-2,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.998.304	-27,4%	
DOMANDA TOTALE	26.157.043	-6,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 22,7 milioni di MWh, sono diminuiti del 2,2%; il calo ha interessato tutte le zone, ad eccezione del *Centro Sud* (+1,3%), ed in maniera più consistente le isole (-13,3% la *Sicilia*, -7,7% la *Sardegna*). In calo anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 428 mila MWh (-10,4% su base annua) (Tabella 4).
Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale, aggiornano il minimo storico in media oraria scendendo a 18,2 milioni di MWh (-5,0%). A livello zonale ancora in evidenza le due isole con flessioni tendenziali in doppia cifra. Le importazioni, per contro, salgono ai massimi da marzo 2013 a quota 4,9 milioni di MWh (+8,8%) (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	18.553.063	25.768	-7,5%	9.319.012	12.943	-3,9%	12.792.719	17.768	-1,8%
Centro Nord	2.549.931	3.542	-1,0%	1.409.896	1.958	-3,8%	2.340.244	3.250	-1,2%
Centro Sud	4.029.008	5.596	-29,9%	1.947.729	2.705	-9,1%	3.575.844	4.966	+1,3%
Sud	5.418.165	7.525	-6,8%	3.604.613	5.006	-1,2%	2.022.251	2.809	-1,8%
Sicilia	2.703.878	3.755	+8,1%	1.205.486	1.674	-13,1%	1.274.562	1.770	-13,3%
Sardegna	1.348.977	1.874	+9,2%	742.818	1.032	-12,3%	725.401	1.008	-7,7%
Totale nazionale	34.603.022	48.060	-8,8%	18.229.553	25.319	-5,0%	22.731.022	31.571	-2,2%
Estero	5.333.186	7.407	+10,8%	4.929.186	6.846	+8,8%	427.717	594	-10,4%
Sistema Italia	39.936.208	55.467	-6,6%	23.158.739	32.165	-2,4%	23.158.739	32.165	-2,4%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano un modesto incremento tendenziale (+1,4%) sostenuto dalla fonte idraulica (+1,6%) e dal solare (+27,4%); in calo l'eolico (-24,0%). Arretrano ancora le vendite da impianti a fonte tradizionale (-9,2%), ed in particolare quelle degli impianti a gas (-19,8%) (Tabella 5). La quota delle fonti

rinnovabili sale pertanto al 39,5% (37,0% a novembre 2013), con l'eolica al 6,1% (-1,6 punti percentuali) ed il solare al 10,0% (+2,6 p.p.), mentre si riduce la quota degli impianti a gas scesa al 33,8% (40,1% un anno fa); pressoché invariate le quote delle altre fonti (Grafico 4).

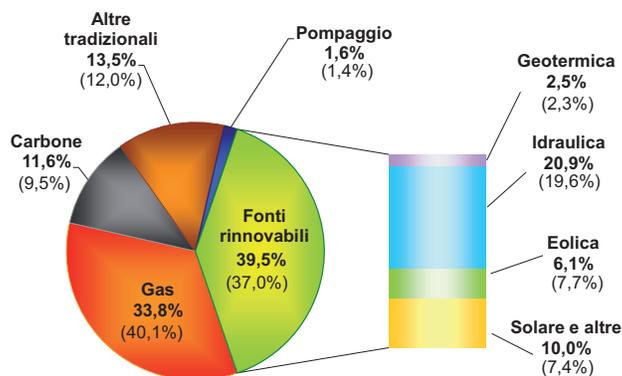
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

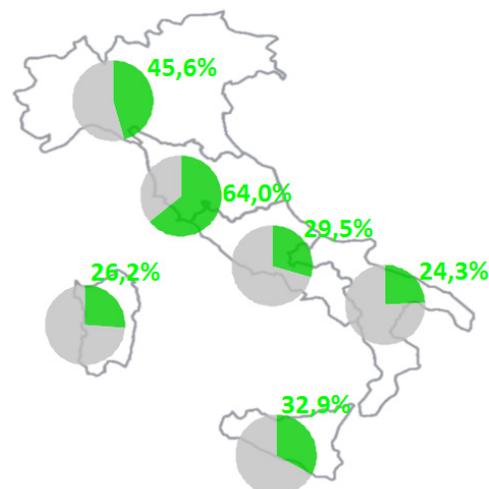
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.665	-15,9%	705	-12,8%	1.865	-2,1%	3.790	+7,1%	1.123	-20,4%	760	-9,5%	14.908	-9,2%
Gas	4.397	-22,4%	577	-20,1%	132	-77,9%	2.012	+10,8%	1.005	-24,3%	435	-19,9%	8.557	-19,8%
Carbone	1.072	-8,4%	45	+30,2%	1.535	+44,1%	-	-	-	-	289	+6,0%	2.941	+15,7%
Altre	1.197	+10,2%	84	+58,9%	198	-18,7%	1.778	+3,3%	118	+40,6%	36	+48,3%	3.410	+6,2%
Fonti rinnovabili	5.903	+13,4%	1.253	+2,2%	799	-23,2%	1.217	-20,6%	551	+7,9%	271	-19,4%	9.994	+1,4%
Idrraulica	4.376	+4,9%	388	+4,1%	329	-20,4%	131	-24,9%	54	+30,4%	16	-57,6%	5.294	+1,6%
Geotermica	-	-	622	+1,0%	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	622	+0,9%
Eolica	8	-42,5%	16	-41,7%	223	-44,9%	713	-28,3%	392	+10,1%	200	-18,3%	1.550	-24,0%
Solare e altre	1.520	+48,8%	227	+7,5%	247	+11,1%	373	+2,8%	105	-7,5%	55	+3,4%	2.527	+27,4%
Pompaggio	375	+12,2%	-	-	41	+32,9%	-	-	-	-100,0%	1	+182,6%	416	+12,5%
Totale	12.943	-3,9%	1.958	-3,8%	2.705	-9,1%	5.006	-1,2%	1.674	-13,1%	1.032	-12,3%	25.319	-5,0%

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 novembre il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 601 MW (514 MW nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato sempre in import, così come un anno fa. Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP si attesta a 7,73 €/MWh (era 15,87 €/MWh a novembre 2013); quasi dimezzata la rendita generata, pari a 3,24 milioni di €

(-46,3%) (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), in aumento del 23,5% rispetto a novembre 2013, è stata allocata per il 91,4% tramite il meccanismo del market coupling (96,5% nel 2013) e per lo 0,9% tramite asta esplicita (1,2% un anno fa); il rimanente 7,6% non è stato utilizzato (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
52,21	44,48	7,73	3,24	648	601	100,0%	76,3%	657	-	-	-
(61,07)	(45,19)	(15,87)	(6,03)	(526)	(514)	(100,0%)	(90,8%)	(174)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente
*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

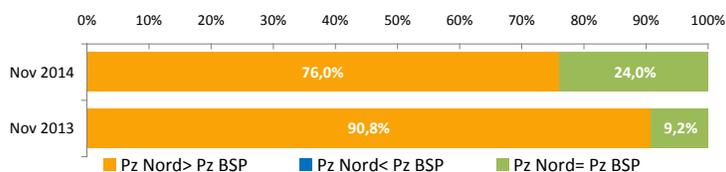
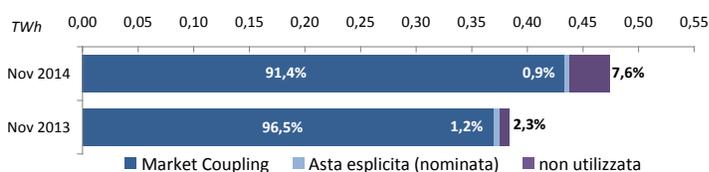


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto ripiegano dal massimo annuale registrato ad ottobre e, confermandosi in calo su base annua (tra il -4 ed il -14%), si attestano tra 53,76 €/MWh di MI2 e 70,93 €/MWh di MI4. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più alti per MI1 (+2,3%) ed MI4 (+5,7%) e più bassi per le altre sessioni (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero, assommano 1,9 milioni di MWh. In crescita tendenziale, anche questo mese, gli scambi su MI1, attestatisi a 1,0 milioni di MWh (+7,3%) e su MI2, con 560 mila MWh (+4,7%). In flessione, invece, i volumi scambiati sulle ultime due sessioni, pari a 151 mila MWh (-15,8%) su MI3 ed a 167 mila MWh (-17,5%) su MI4 (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)	54,59	61,73	-11,6%	32.165	32.943	-2,4%
MI1 (1-24 h)	55,83 (+2,3%)	62,20 (+0,8%)	-10,2%	1.449	1.351	+7,3%
MI2 (1-24 h)	53,76 (-1,5%)	60,23 (-2,4%)	-10,7%	778	743	+4,7%
MI3 (13-24 h)	59,05 (-5,5%)	68,34 (-3,1%)	-13,6%	421	500	-15,8%
MI4 (17-24 h)	70,93 (+5,7%)	73,97 (-3,3%)	-4,1%	696	844	-17,5%

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

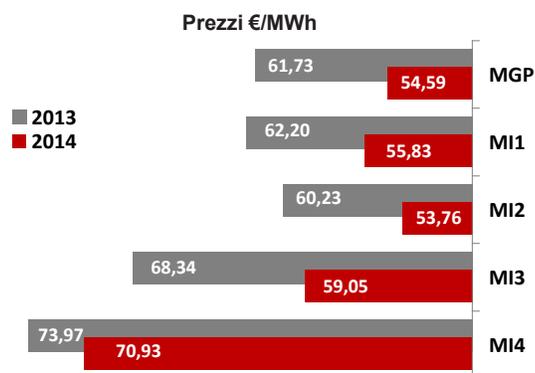
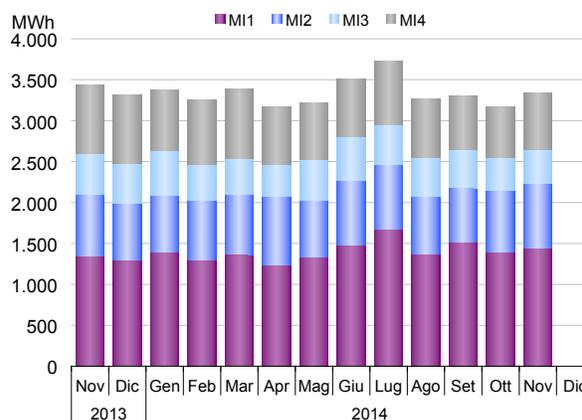
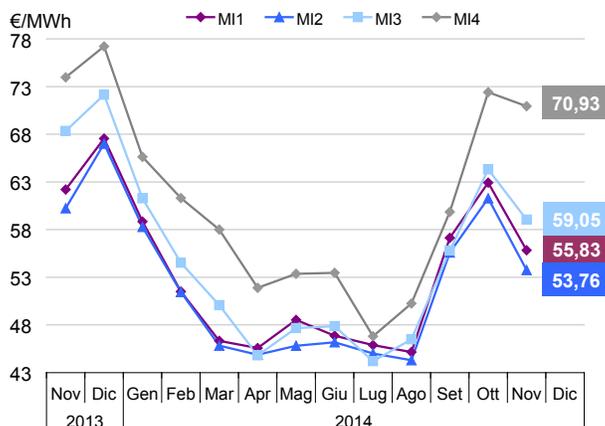


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



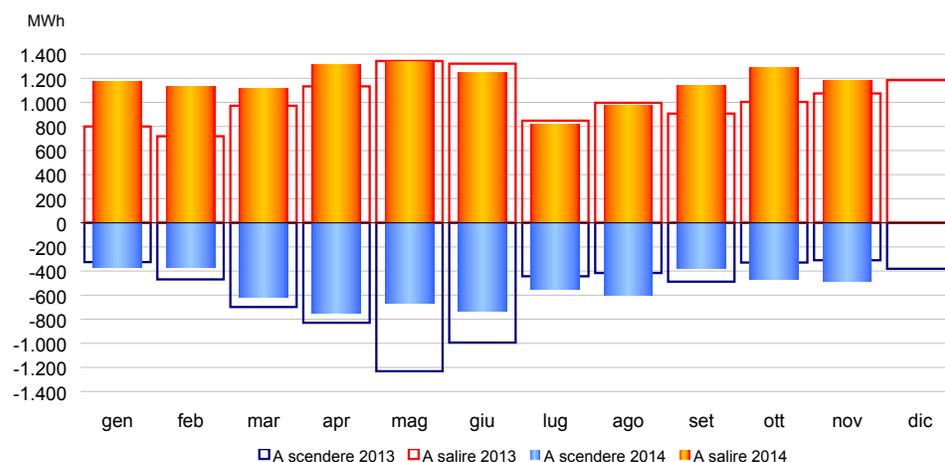
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A novembre, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, dopo tre rialzi congiunturali consecutivi, registrano una flessione attestandosi a 851 mila MWh, con una crescita tendenziale del 10,1%. In linea con

il mese precedente, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 350 mila MWh, segnano un aumento tendenziale del 56,3% (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 69 negoziazioni in cui sono stati scambiati 420 contratti, tra cui per la prima volta 5 contratti relativi al prodotto *Anno 2015 peakload*, per complessivi 3,0 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 27,7 milioni di MWh, in calo del 2,6% rispetto al mese precedente. In calo i prezzi

dei prodotti negoziati nel mese (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto *Dicembre 2014* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 57,00 €/MWh sul *baseload* e 62,52 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.010 e 1.346 MW, per complessivi 3,4 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

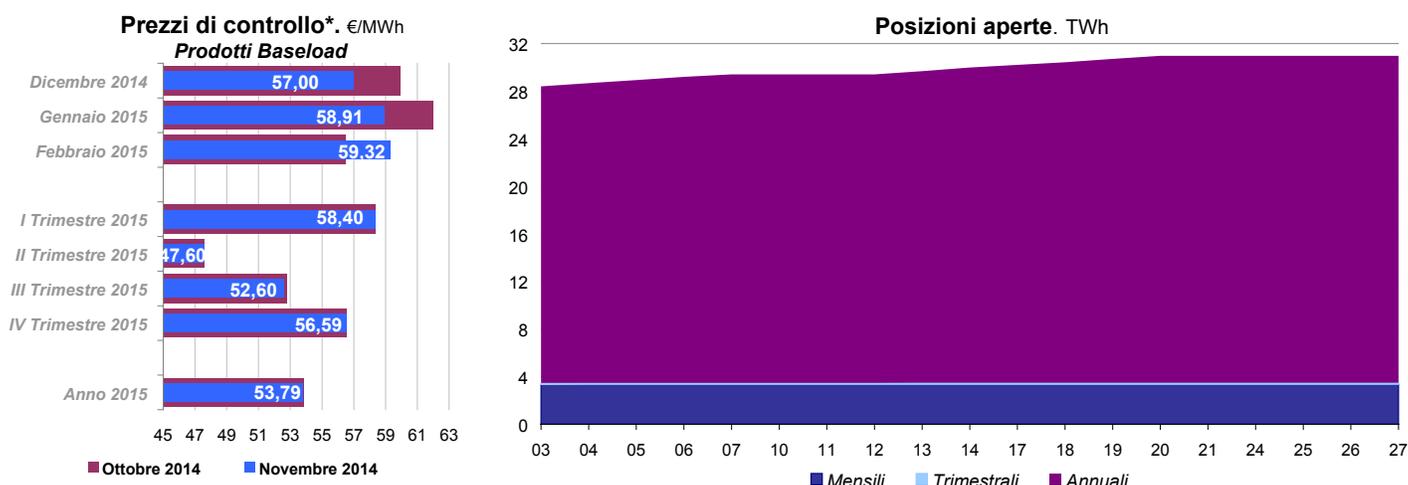
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Dicembre 2014	57,00	-4,9%	14	85	-	85	4.010	2.983.440
Gennaio 2015	58,91	-0,3%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2015	59,32	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2015	57,06	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2015	58,40	-1,1%	-	-	-	-	30	64.770
II Trimestre 2015	47,60	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	52,60	-0,4%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	56,59	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	53,79	-0,4%	54	330	-	330	3.146	27.558.960
Totale			68	415	-	415		27.623.730
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Dicembre 2014	62,52	-5,2%	-	-	-	-	1.346	371.496
Gennaio 2015	67,50	+2,2%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2015	71,50	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2015	68,53	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2015	69,10	+1,2%	-	-	-	-	25	19.200
II Trimestre 2015	50,47	+2,5%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	55,20	+4,1%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	65,87	-7,5%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	60,13	-0,5%	1	5	-	5	5	15.660
Totale			1	5	-	5		34.860
TOTALE			69	420	-	420		27.658.590

* 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

Gráfico 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 novembre 2014, ammontano a 32,7 milioni di MWh, in aumento tendenziale dell'8,5%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 29,5 milioni di MWh, sono aumentate dell'11,7% rispetto allo scorso anno; mentre quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,2 milioni di MWh, si confermano in calo (-13,7%) (Tabella 9).

In crescita la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, salita a 17,8 milioni di MWh, con un aumento su base annua dell'11,6%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si attesta a 1,83, in aumento di 0,6 su ottobre ma in flessione 0,5 rispetto ad un anno fa (Gráfico 11).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,4 milioni di MWh, segnano una flessione del 3,0% su base annua; prosegue, invece, la crescita dei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 9,4 milioni di MWh (+29,1%). Ancora in aumento anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 13,0 milioni di MWh (+5,0%), con lo sbilanciamento a programma che, in aumento del 34,8%, sale a 4,7 milioni di MWh segnando un nuovo record per il secondo mese consecutivo.

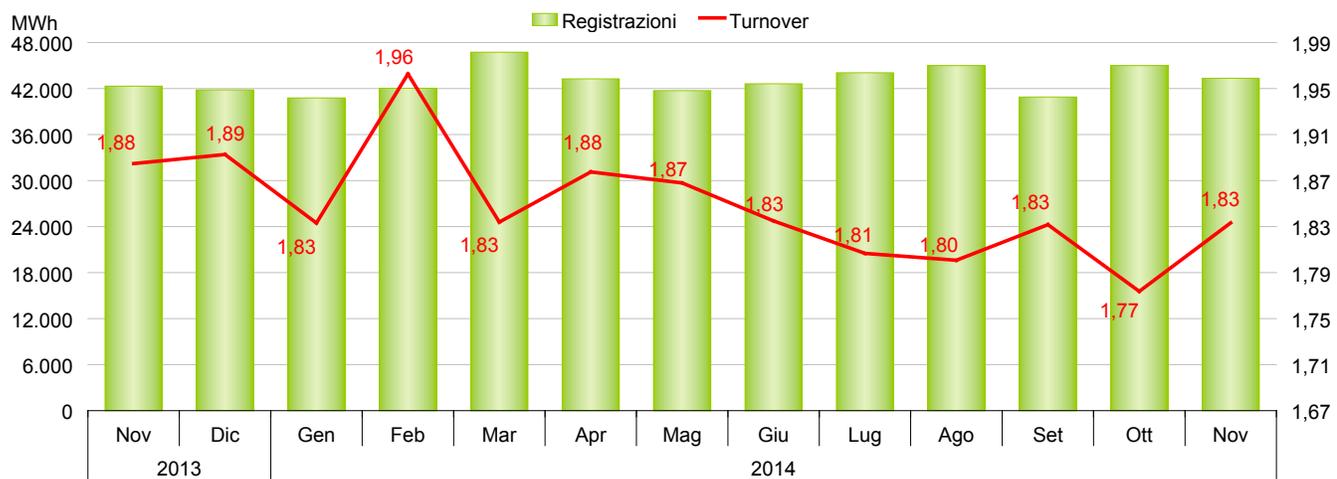
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	8.172.284	+21,1%	25,0%	Richiesti	10.128.784	-0,8%	100,0%	13.079.303	+5,0%	100,0%
Off Peak	1.003.476	+58,3%	3,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.676.511	+21,7%	36,3%	-	-	-
Peak	1.142.189	+48,4%	3,5%	Rifiutati	1.683.059	+11,9%	16,6%	0	-100,0%	0,0%
Week-end	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.677.152	+11,9%	16,6%	-	-	-
Totale Standard	10.317.949	+26,6%	31,6%							
Totale Non standard	19.144.788	+5,0%	58,6%	Registrati	8.445.726	-3,0%	83,4%	13.079.303	+5,0%	100,0%
PCE bilaterali	29.462.737	+11,7%	90,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.999.359	+31,3%	19,7%	-	-	-
MTE	3.211.440	- 13,7%	9,8%	Sbilanciamenti a programma	9.376.943	+29,1%		4.743.366	+34,8%	
TOTALE PCE	32.674.177	+8,5%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4.633.578	+23,7%	
POSIZIONE NETTA	17.822.669	+11,6%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre, i consumi di gas naturale segnano una nuova flessione su base annua (-11,4%), che ha interessato non solo i consumi del settore termoelettrico (-14,8%), ma anche quelli del settore civile (-12,6%), sui quali hanno inciso anche le miti temperature del mese, e quelli del settore industriale (-5,7%). Sul lato offerta, si registra ancora una decisa contrazione delle importazioni (-12,0%) ed in particolare del gas russo ed algerino; pressoché stabile la produzione nazionale. Le erogazioni dai sistemi di stoccaggio sono scese del 17,9%

con le giacenze a fine mese che raggiungono quasi 11.000 milioni di mc (+15,3%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 3,5 milioni di MWh (pari al 5,8% della domanda complessiva di gas naturale), tutti nel comparti G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), dove i prezzi non si sono significativamente scostati dalle quotazioni al PSV (25,92 €/MWh) in calo congiunturale dopo i rialzi dei mesi precedenti.

IL CONTESTO

A novembre, i consumi di gas naturale in Italia, pari a 5.706 milioni di mc, segnano ancora una flessione su base annua (-11,4%). I consumi del settore *termoelettrico* confermano le riduzioni tendenziali in doppia cifra degli ultimi mesi, attestandosi a 1.442 milioni di mc (-14,8%). In consistente contrazione, questo mese, anche i consumi del settore *civile* che, al secondo ribasso consecutivo, segnano una flessione del 12,6% scendendo a 2.932 milioni di mc; la battuta di arresto non ha risparmiato neanche i prelievi del settore industriale che scendono a 1.112 milioni di mc (-5,7%). Ancora in crescita tendenziale, invece, le esportazioni, pari a 220 milioni di mc (+2,1%).

Dal lato offerta, la produzione nazionale, pari a 584 milioni di mc, si conferma sui livelli del 2013 (-0,7%) mentre le importazioni di gas naturale, al quinto calo tendenziale consecutivo, scendono

a 4.304 milioni di mc (-12,0%). Tra i punti di entrata, si conferma la flessione delle importazioni di gas naturale russo da Tarvisio (-33,6%), pari a 1.740 milioni di mc, e di quello algerino da Mazara (-63,3%) che risale tuttavia dai minimi storici del mese precedente a 419 milioni di mc. Aumentano invece le importazioni di gas del nord Europa da *Passo Gries* (1.036 milioni di mc; +108,1%) e di quello libico da Gela (692 milioni di mc; +197,2%), ai massimi dopo la crisi del 2011. In ripresa anche le importazioni dal rigassificatore di Cavarzere (+30,1%), mentre permane a regime ridotto quello di Panigaglia.

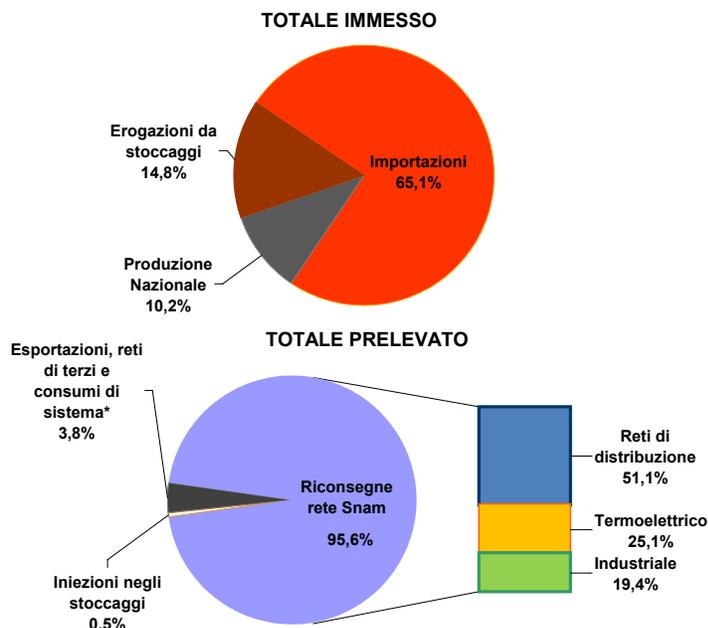
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 30 milioni di mc di gas naturale, in calo del 57,7% rispetto ad un anno fa, mentre ne sono stati erogati 848 milioni di mc (-17,9%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.304	45,6	-12,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	419	4,4	-63,3%
Tarvisio	1.740	18,4	-33,6%
Passo Gries	1.036	11,0	+108,1%
Gela	692	7,3	+197,2%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+2,6%
Cavarzere (GNL)	416	4,4	+30,1%
Livorno (GNL)	-	-	-100,0%
Produzione Nazionale	584	6,2	-0,7%
Erogazioni da stoccaggi	848	9,0	-17,9%
TOTALE IMMESSO	5.736	60,7	-11,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>5.486</i>	<i>58,1</i>	<i>-11,9%</i>
Industriale	1.112	11,8	-5,7%
Termoelettrico	1.442	15,3	-14,8%
Reti di distribuzione	2.932	31,0	-12,6%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>220</i>	<i>2,3</i>	<i>+2,1%</i>
TOTALE CONSUMATO	5.706	60,4	-11,4%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>30</i>	<i>0</i>	<i>-57,7%</i>
TOTALE PRELEVATO	5.736	60,7	-11,9%

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



(continua)

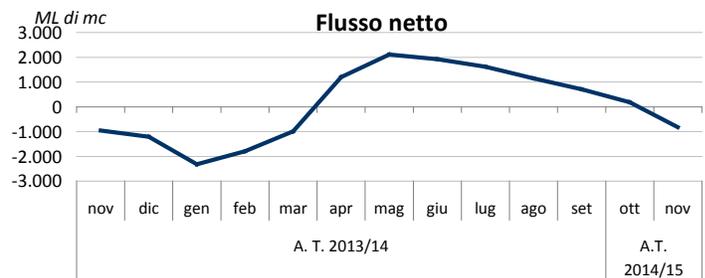
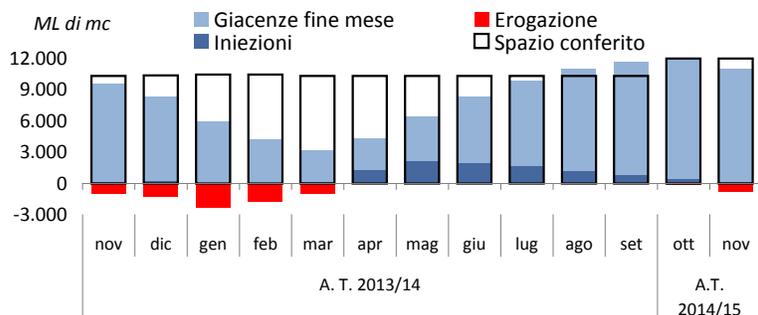
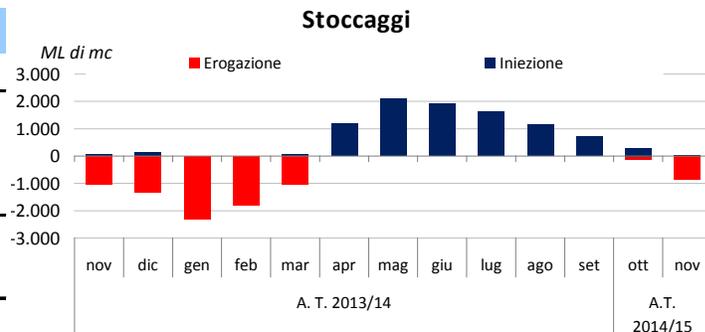
Nell'ultimo giorno del mese di novembre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 10.931 milioni di mc, in aumento del 15,3% rispetto allo stesso giorno del 2013. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta a 91,5%, pressoché stabile rispetto al 2013 (-0,8 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in calo congiunturale dopo i marcati rialzi dei mesi precedenti, si è portata a 25,92 €/MWh confermandosi in flessione su base annua (-9,1%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2014)	10.931	+15,3%
Erogazione (flusso out)	848	-17,9%
Iniezione (flusso in)	30	-57,7%
Flusso netto	818	-14,9%
Spazio conferito	11.942	+16,2%
Giacenza/Spazio conferito	91,5%	-0,8 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A novembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,5 milioni di MWh, pari al 5,8% della domanda complessiva di gas naturale (7,5% a novembre 2013), tutti nel

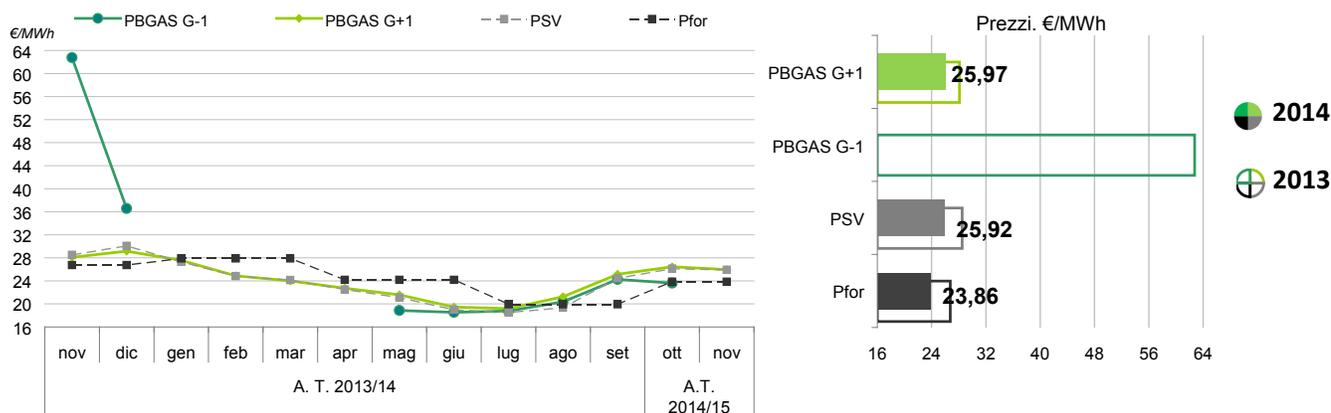
comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

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	-	(62,75)	-	-	(17.931)
Comparto G+1	25,97	(28,10)	24,98	3.523.573	(5.078.158)
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

** Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g MWh
BoM-2014-11	-	-	25,808	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-12	-	-	32,735	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-12	-	-	32,512	0,0%	-	-	-	-	-	-
M-2015-01	-	-	27,691	0,0%	-	-	-	-	-	-
M-2015-02	-	-	27,135	0,0%	-	-	-	-	-	-
M-2015-03	-	-	34,212	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	0,0%	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	0,0%	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,747	0,0%	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	27,500	0,0%	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,517	0,0%	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 3,5 milioni di MWh in calo del 30,6% rispetto ad un anno fa. Il prezzo medio, alla decima flessione tendenziale consecutiva, ripiegando dal massimo annuale del mese precedente, si attesta a 25,97 €/MWh (-7,6%), in linea con l'andamento delle quotazioni registrate al PSV (+0,05 €/MWh).

Nei 18 giorni, sui 30 di novembre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,3 milioni di MWh, di cui

l'80,0%, pari a 1,9 milioni di MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 25,67 €/MWh (-3,4% su base annua). Nei restanti 12 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,2 milioni di MWh, di cui l'81,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 26,41 €/MWh (-9,3%).

Complessivamente l'80,3% dei volumi scambiati (2,8 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 19,7% da scambi tra operatori, pari a 693 mila MWh.

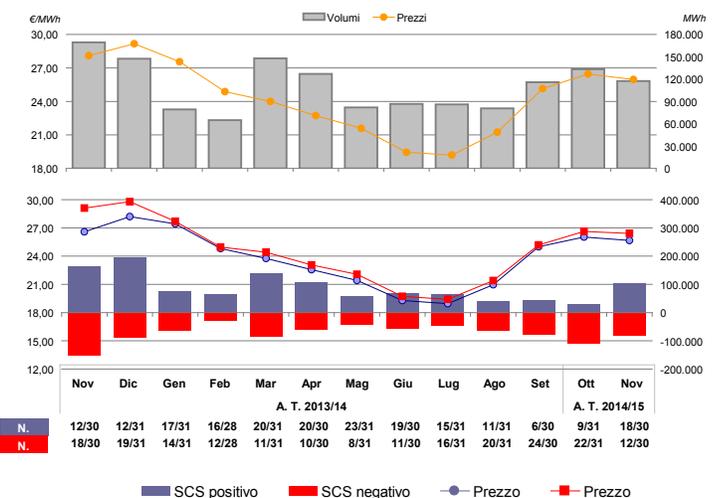
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
		positivo n.giorni 18/30	negativo n.giorni 12/30
Prezzo. €/MWh	25,97 (-7,6%)	25,67	26,41
Acquisti. MWh	3.523.573 (-30,6%)	2.335.762	1.187.810
RdB	963.403 (-64,6%)		963.403
Operatori	2.560.169 (+8,6%)	2.335.762	224.407
Vendite. MWh	3.523.573 (-30,6%)	2.335.762	1.187.810
RdB	1.867.489 (-4,6%)	1.867.489	
Operatori	1.656.084 (-46,9%)	468.273	1.187.810

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

	Partecipazione al mercato	
	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	45	39



Nel Comparto G-1 della Piattaforma di Bilanciamento non si

sono registrati scambi di gas naturale nel mese di novembre.

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In costante calo dall'estate, a novembre il prezzo spot del Brent giunge al di sotto degli 80 \$/bbl, mantenendosi sui livelli minimi dalla fine del 2010. Ancora in aumento invece, sebbene su livelli inferiori allo scorso anno, i prezzi rilevati presso gli hub europei del gas più liquidi, dinamiche sostanzialmente connesse alla ripresa stagionale dei

consumi e alle meno intense, ma ancora presenti, frizioni tra Russia e Ucraina. Sempre inferiori al 2013, la maggior parte delle quotazioni a pronti dei mercati elettrici europei risultano invece in calo congiunturale, ad eccezione di quella tedesca che segna un modesto rialzo mensile e si pone sul livello massimo del 2014.

Nessun segnale di ripresa dal mercato spot del petrolio, il cui riferimento europeo (in analogia al WTI e al prezzo iraniano) segna il quinto calo congiunturale consecutivo (79,65 \$/bbl, -9%), assecondando il trend discendente intrapreso in estate e replicando in tal modo lo sviluppo mostrato nella seconda metà del 2008, sebbene in un contesto economico differente. Si confermano in linea con l'andamento della commodity di riferimento i due combustibili derivati (olio combustibile 422 \$/MT, -14% / gasolio 709 \$/MT, -6%) – con il gasolio che tuttavia sembra assorbirne con minore intensità gli effetti ribassisti – che registrano peraltro diffusi e analoghi cali tendenziali (-22/-29%). Decisamente rivalutate al ribasso le quotazioni dei prodotti future (-7/-11%), tutte

poste comunque al di sopra dei corrispondenti valori spot. Lievi segnali di ripresa arrivano dal prezzo europeo del carbone che giunge a 74 \$/MT (+2%), in deciso calo tendenziale (-12%), restando comunque sui valori più bassi degli ultimi quattro anni e al di sopra del riferimento sudafricano fermo a 66 \$/MT. Più bassi della quotazione mensile, seppur aggiustati al rialzo, i valori dei prodotti a termine (72/73 \$/MT, +2%).

Scende ai minimi dall'agosto del 2012 il cambio dollaro-euro (1,25 \$/€, -2%, -8%), il cui andamento decrescente prosegue senza sosta da maggio di quest'anno, confermando il ridotto potere d'acquisto dell'euro sul dollaro, quotazione più bassa di 10 punti rispetto allo scorso anno.

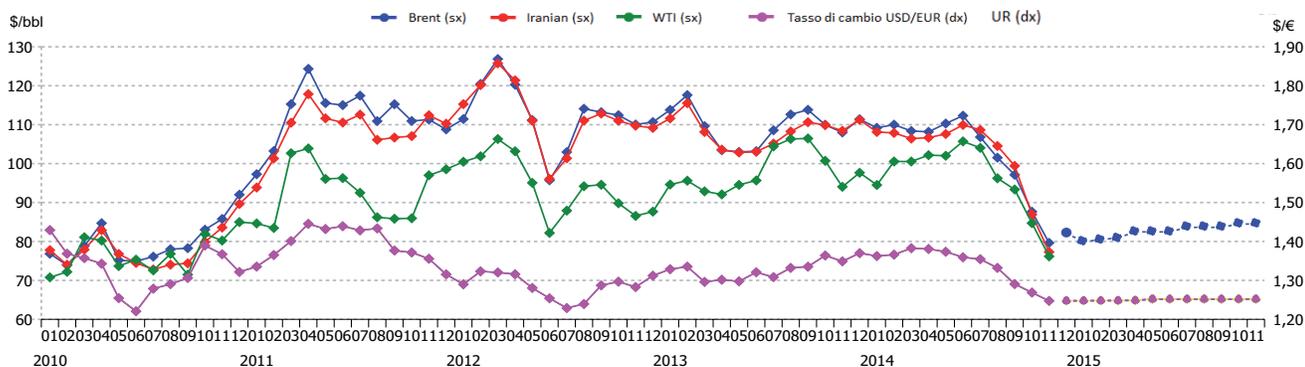
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Nov 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 14	Var M-1 (%)	Gen 15	Var M-1 (%)	Feb 15	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	79,65	- 9 %	- 26 %	84,47	82,12	- 7 %	79,93	- 10 %	80,48	-	82,88	- 9 %
Brent FOB	€/bbl	63,85	- 8 %	- 20 %	-	65,83	-	64,06	-	64,49	-	66,19	-
OLIO COMB.	\$/MT	421,61	- 14 %	- 29 %	459,51	423,51	- 11 %	425,92	- 11 %	428,23	-	437,94	- 11 %
0.1 FOB Barge	€/MT	337,97	- 13 %	- 24 %	-	339,48	-	341,35	-	343,13	-	349,77	-
GASOLIO	\$/MT	709,07	- 6 %	- 22 %	764,00	721,36	- 7 %	717,11	- 7 %	-	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	568,41	- 4 %	- 16 %	-	578,24	-	574,72	-	-	-	-	-
CARBONE	\$/MT	73,94	+ 2 %	- 12 %	72,15	73,06	+ 2 %	72,25	+ 0 %	71,54	-	71,64	- 1 %
ARA Strm 6000K	€/MT	59,27	+ 3 %	- 4 %	-	58,56	-	57,91	-	57,32	-	57,22	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,25	- 2 %	- 8 %	-	1,25	- 2 %	1,25	- 2 %	1,25	-	1,25	- 2 %

Fonte: Thomson-Reuters

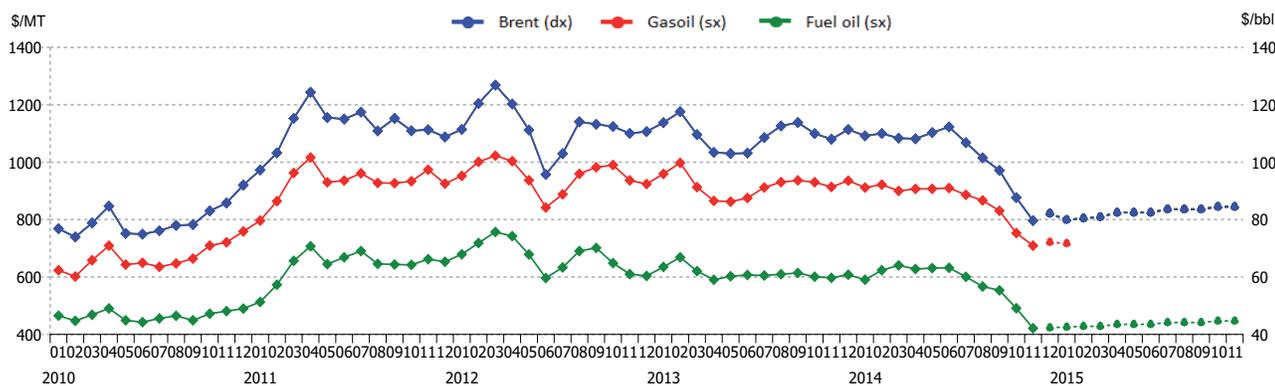
(continua)

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



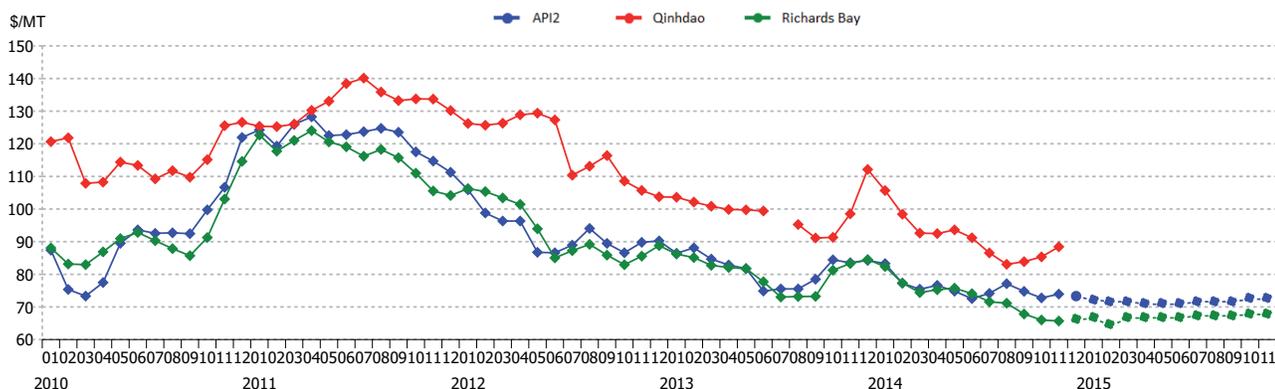
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

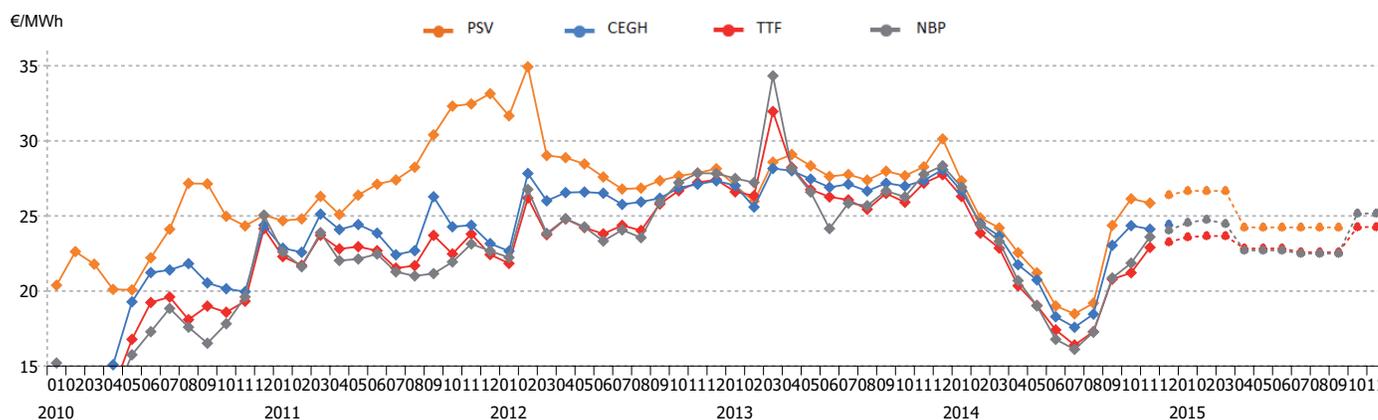
(continua)

Confermano la tendenza rialzista in atto da luglio i prezzi dei due principali e più liquidi hub europei del gas (TTF 23 €/MWh, NBP 24 €/MWh, +8%), in linea con l'atteso aumento stagionale della domanda. Tale dinamica si inserisce comunque in un contesto di incessante crescita rilevata negli ultimi quattro mesi, che in parte risulta connessa alle tensioni geopolitiche in Europa orientale. In controtendenza, i prezzi di Italia e Austria descrivono un lieve decremento (26 €/MWh, 24 €/MWh, -1%),

con la quotazione al PSV che, pur comprovando le aspettative manifestate dagli operatori nel mese scorso, disattende il consueto rincaro osservato in novembre e si attesta a 3 €/MWh al di sotto del corrispondente prezzo dello scorso anno. La contestuale discesa dei prezzi dei prodotti a termine favorisce una riduzione dello spread dagli omologhi valori spot (TTF/ NBP 23/24 €/MWh, -2/-3%).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Nov 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 14	Var M-1 (%)	Gen 15	Var M-1 (%)	Feb 15	Var M-1 (%)	GY 2015/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	25,86	- 1 %	- 9 %	25,85	26,40	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	22,90	+ 8 %	- 16 %	21,60	23,26	- 3 %	23,59	-	-	-	23,92	- 2 %
CEGH	AT	24,12	- 1 %	- 12 %	23,50	24,43	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	23,60	+ 8 %	- 15 %	22,53	24,04	- 2 %	24,55	- 3 %	24,75	-	24,57	- 2 %



Fonte: Thomson-Reuters

I prezzi spot delle principali borse elettriche europee si mostrano sostanzialmente in linea con l'andamento rilevato nei combustibili di riferimento, la cui tendenza ribassista su entrambi i riferimenti temporali pare prevalere sulla potenziale spinta rialzista connessa a dinamiche di tipo stagionale. Le quotazioni che rappresentano l'area franco-tedesca (Francia 39 €/MWh, Germania 37 €/MWh massimo del 2014) riducono la loro reciproca distanza in ragione di andamenti congiunturali discordi che in Germania consistono in un incremento del

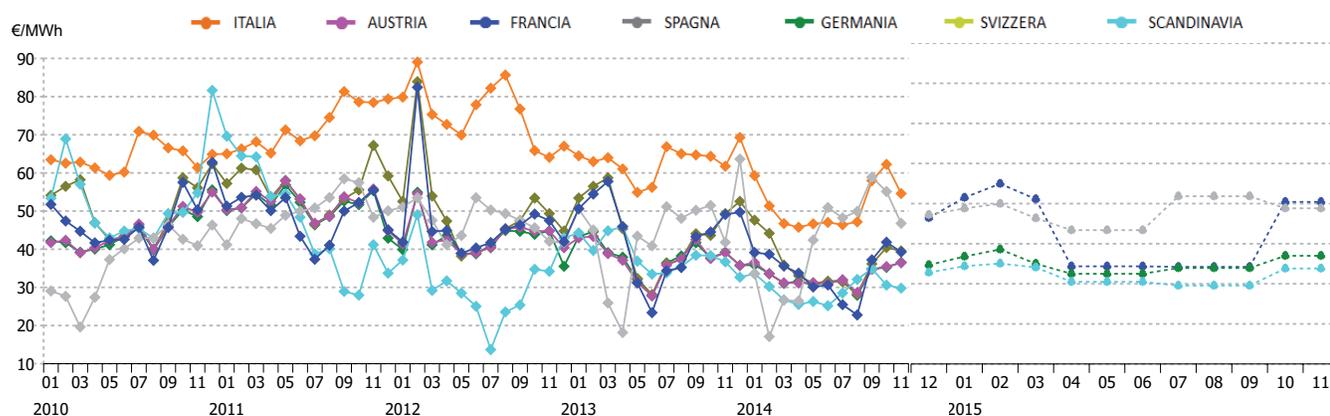
4%. In decisa, diffusa flessione il Pun scende a 55 €/MWh (-12%, -12%), staccando al ribasso le previsioni espresse lo scorso mese (60 €/MWh) e replicando tuttavia la tendenza generalmente registrata nel mese di novembre. Assorbono le dinamiche mostrate dai prezzi spot i valori dei prodotti a termine, che in generale dunque si riducono rispetto al mese precedente (-2/-11%). Fa eccezione il set di quotazioni tedesche di prossima consegna, in lieve rialzo (35/37 €/MWh, +1%).

(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	Nov 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 14	Var M-1 (%)	Gen 15	Var M-1 (%)	Feb 15	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	54,59	- 12 %	- 12 %	59,96	57,87	- 4 %	60,46	- 2 %	58,62	-	53,84	+ 0 %
FRANCIA	39,27	- 6 %	- 20 %	45,98	46,44	- 11 %	51,49	- 8 %	54,96	-	42,51	-
GERMANIA	36,54	+ 4 %	- 7 %	35,70	34,70	+ 1 %	36,81	+ 0 %	38,57	-	35,01	-
SPAGNA	46,80	- 15 %	+ 12 %	49,65	47,23	- 7 %	48,82	- 4 %	49,97	-	47,63	-
AREA SCANDINAVA	29,79	- 3 %	- 19 %	28,15	32,81	- 2 %	34,41	- 2 %	35,05	-	32,00	-
AUSTRIA	36,47	+ 3 %	- 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	39,55	- 2 %	- 20 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



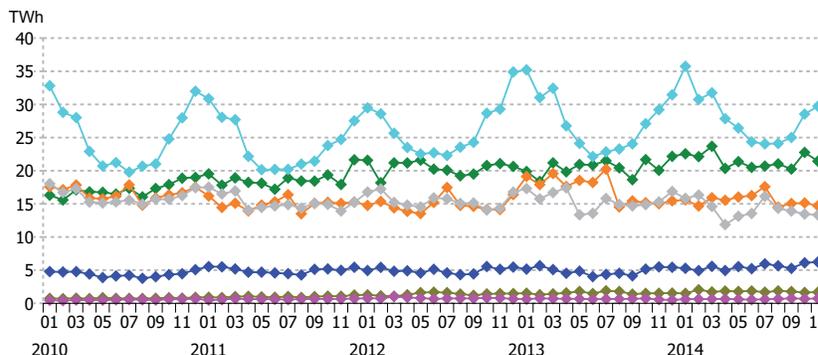
I volumi gestiti dalle principali borse elettriche europee risultano in generale aumento tendenziale, con Nord Pool principale bacino di scambi come solitamente osservato (30 TWh circa, +2%), seguito dalla merger franco-tedesca (27 TWh circa,

+8%). Fanno eccezione la borsa italiana, sostanzialmente ferma sui 15 TWh circa negli ultimi quattro mesi (-2% rispetto a novembre 2013) e quella spagnola (13 TWh circa, -13%), leggermente meno liquida della concorrente mediterranea.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Nov 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	14,7	- 3 %	- 2 %
FRANCIA	6,2	+ 2 %	+ 13 %
GERMANIA	21,4	- 6 %	+ 7 %
SPAGNA	13,3	- 1 %	- 13 %
AREA SCANDINAVA	29,7	+ 4 %	+ 2 %
AUSTRIA	0,7	+ 8 %	+ 32 %
SVIZZERA	1,7	+ 3 %	+ 12 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di novembre 2014 sul mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 261.991 TEE, in diminuzione rispetto ai 296.883 TEE scambiati ad ottobre.

Dei 261.991 TEE sono stati scambiati 89.070 TEE di Tipo I, 138.616 TEE di Tipo II, 10.867 TEE di Tipo II CAR, 23.309 TEE di Tipo III e 129 TEE di Tipo V.

Nel mese di novembre si registra una diminuzione dei prezzi medi rispetto al mese di ottobre, pari a 3,20% per la Tipologia I, 2,91 % per la Tipologia II, 1,95% per la Tipologia II CAR e del 2,00 % per la Tipologia III.

In particolare, i titoli di Tipo I hanno registrato una media pari a 101,78 € (105,14 € a ottobre), i titoli di Tipo II sono stati scambiati

ad una media di 102,28 € (105,35 € il mese scorso), il prezzo medio dei titoli di Tipo II CAR è stato pari a 101,10 € (103,11 € a ottobre), i titoli di Tipo III sono stati quotati in media a 102,44 € (104,53 € a ottobre) ed infine i titoli di Tipo V, assenti sulla piattaforma lo scorso mese, sono stati quotati a 99,94 €.

I titoli emessi, dall'inizio dell'anno sono pari a 8.193.788 (1.923.207 di Tipo I, 4.176.633 di Tipo II, 731.691 di Tipo II CAR, 1.361.568 di Tipo III e 689 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 32.185.614. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di novembre 2014.

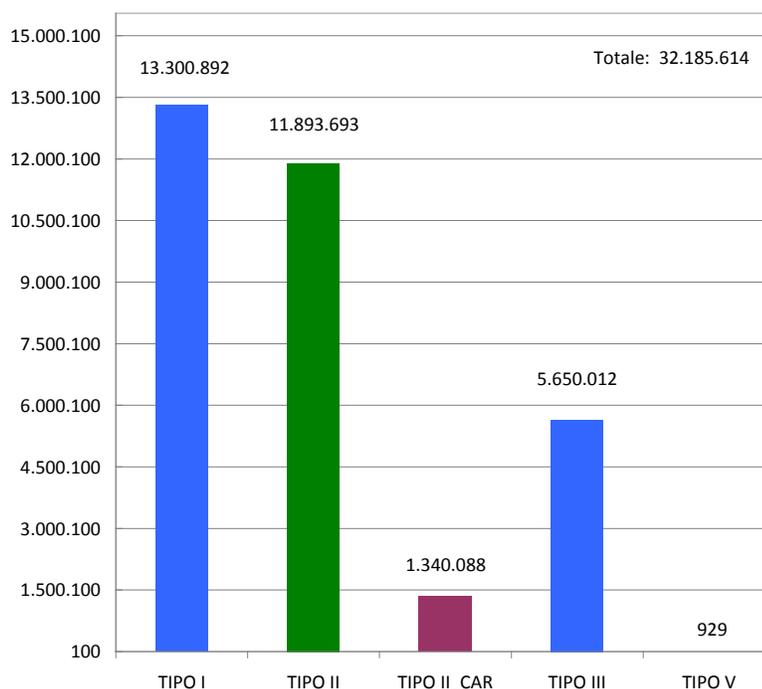
TEE, risultati del mercato del GME - novembre 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati (n.TEE)	89.070	138.616	10.867	23.309	129
Valore Totale (€)	9.065.177,73	14.178.099,48	1.098.676,00	2.387.766,06	12.892,60
Prezzo minimo (€/TEE)	99,50	99,60	98,00	99,50	99,00
Prezzo massimo (€/TEE)	104,50	104,40	104,00	104,40	100,90
Prezzo medio (€/TEE)	101,78	102,28	101,10	102,44	99,94

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

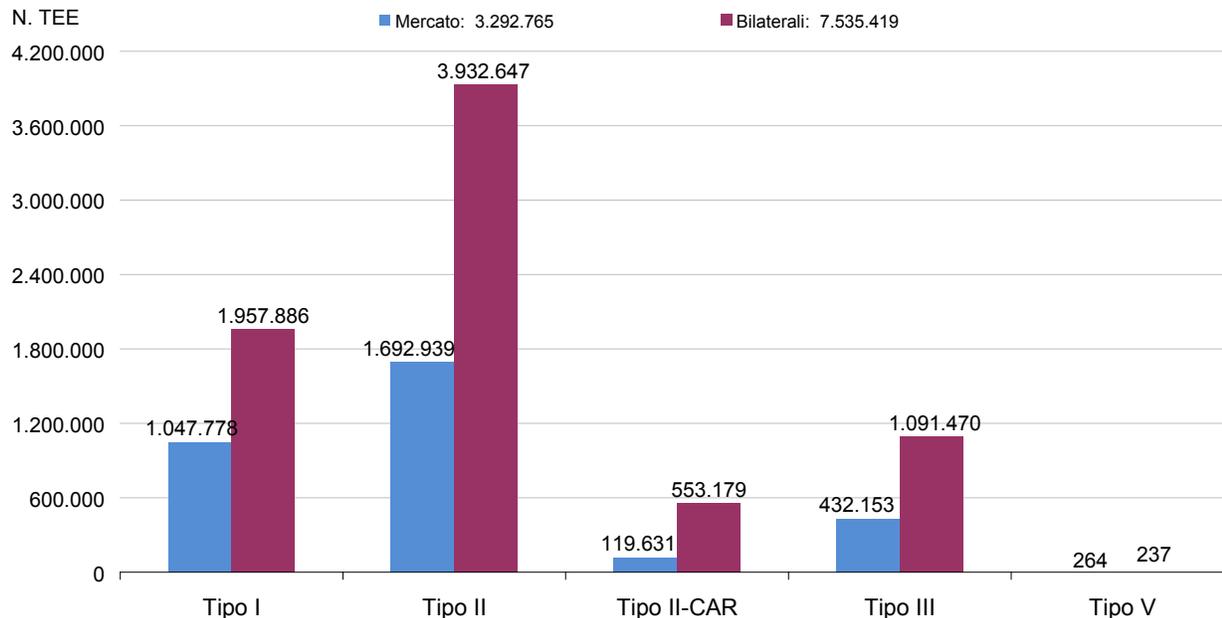
Fonte: GME



(continua)

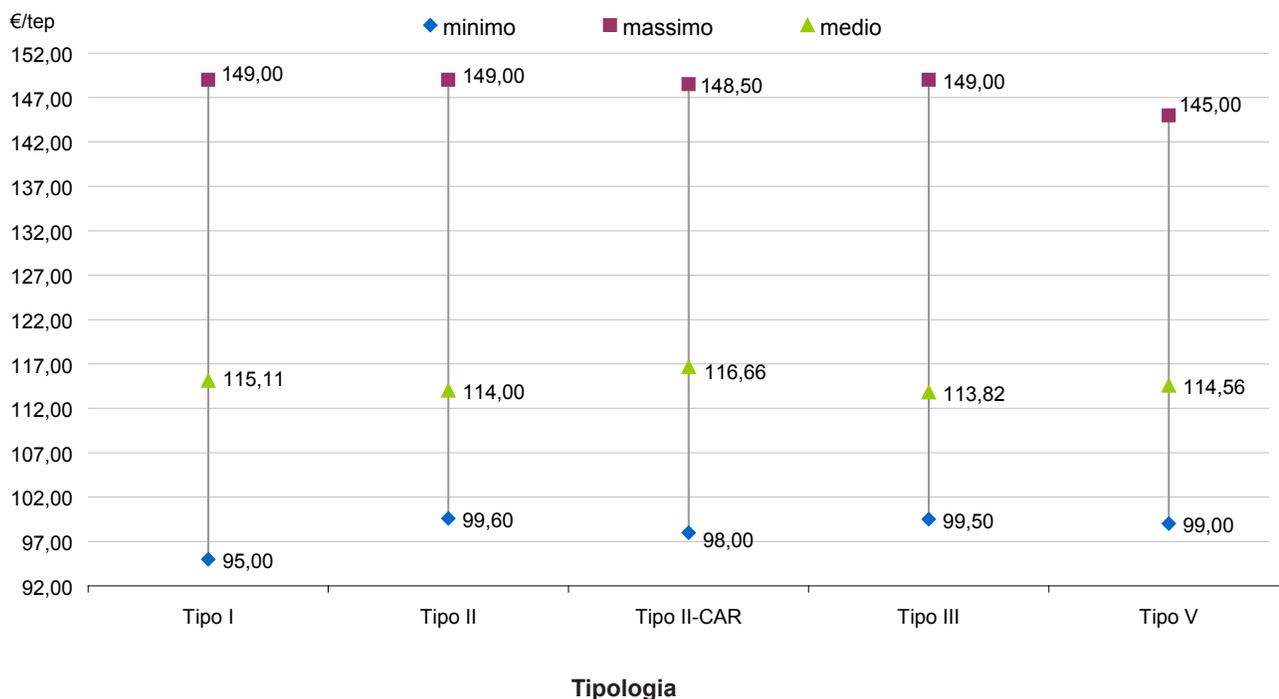
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



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

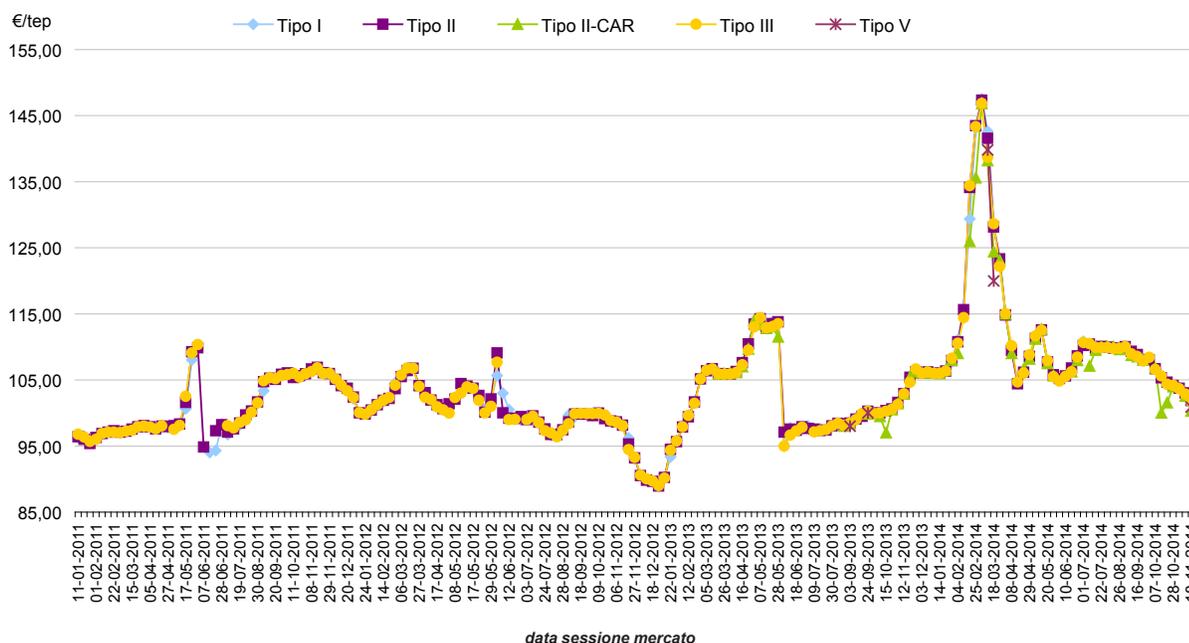
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

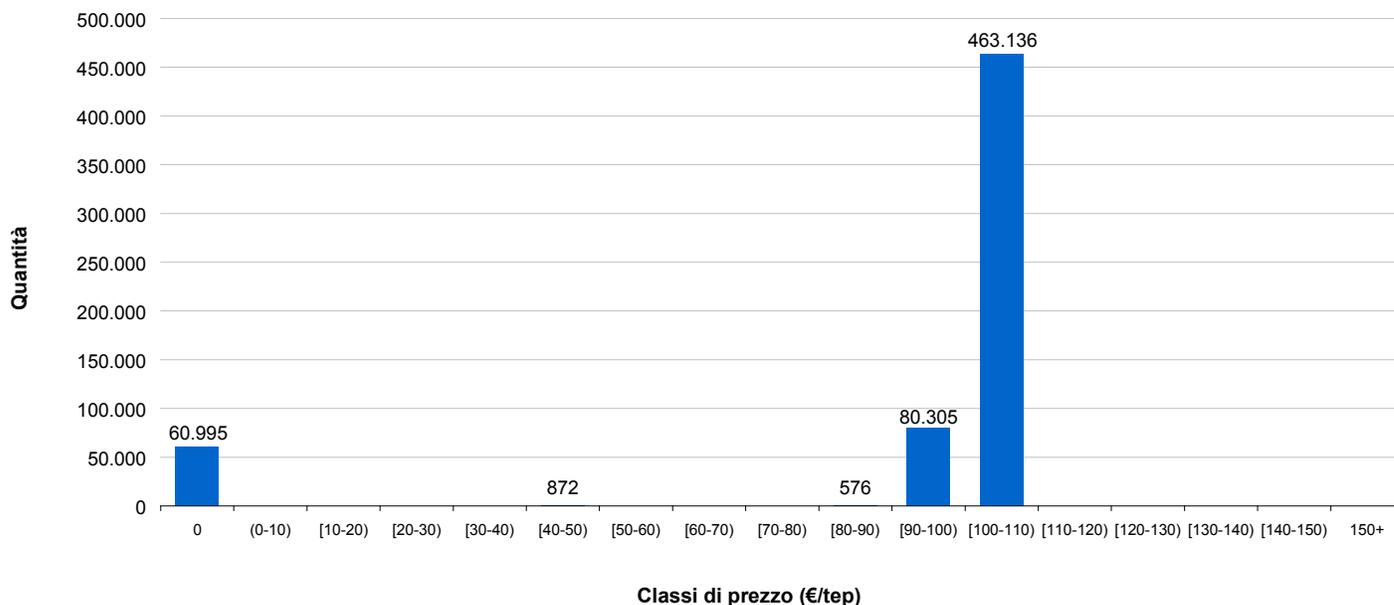


Nel corso del mese di novembre 2014 sono stati scambiati 605.884 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (872.040 TEE lo scorso ottobre). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 91,77 €/tep (84,73 €/tep nel mese di ottobre) infe-

riore di 10,30 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 102,07 €/tep (105,15 €/tep a ottobre). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - novembre 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di novembre 2014, sono stati scambiati 751.804 CV, in aumento, rispetto ai 650.540 CV scambiati nel mese di ottobre.

La concentrazione degli scambi sul mercato ha visto il prevalere dei CV 2014 III Trim, con 451.519 certificati (338.516 ad ottobre), seguono i CV 2014 II Trim con un volume pari a 182.073 CV (contro i 178.929 CV 2014 II Trim scambiati lo scorso mese) e i CV 2013 IV Trim, con 75.452 titoli sulla piattaforma (45.990 i CV 2013 IV Trim presenti nel mese a confronto).

I CV 2014 I Trim hanno raggiunto sul mercato un volume pari a 26.733 quote (45.618 i CV 2014 I Trim ad ottobre), mentre i CV 2012 hanno registrato una quantità di titoli pari a 11.162 CV (18.902 CV 2012 il numero dei certificati relativi allo scorso mese).

Seguono nell'ordine i CV 2014 IV Trim con 2.002 CV assenti lo scorso mese sulla piattaforma, i CV 2013 TRL, con una quantità pari a 1.201 CV (11.072 i CV 2013 TRL scambiati nel mese di ottobre) e i CV 2013 III Trim con 1.000 certificati (9.027 i CV 2013 III Trim, presenti a ottobre sulla piattaforma).

Chiudono l'elenco, i 662 CV 2013 II Trim (818 CV 2013 II Trim lo scorso mese).

In relazione all'andamento dei prezzi medi in base all'anno di produzione è stato osservato per i CV 2012, un prezzo medio

pari a 86,62 €/MWh, in diminuzione di 2,44 €/MWh rispetto al mese di ottobre.

Riguardo invece al periodo di produzione 2013, si rileva un incremento, rispetto al mese scorso, di 1,59 €/MWh, relativo ai CV 2013 II Trim (90,67 €/MWh) e di 4,59 €/MWh per i CV 2013 III Trim (93,91 €/MWh), mentre i prezzi medi dei CV 2013 IV Trim (88,81 €/MWh) dei CV 2013 TRL (83,90 €/MWh) sono risultati in diminuzione, rispettivamente, di 0,36 €/MWh e di 0,52 €/MWh, rispetto al mese di ottobre.

In aumento, infine, i prezzi medi relativi al periodo di produzione 2014.

Si segnala, infatti, l'incremento di 0,28 €/MWh rispetto al mese di ottobre, del prezzo medio dei CV 2014 I Trim (96,48 €/MWh), il rialzo di 0,47 €/MWh dei CV 2014 II Trim (96,20 €/MWh) e la rivalutazione pari a 0,51 €/MWh dei CV 2014 III Trim (95,49 €/MWh)

Il prezzo medio dei CV 2014 IV Trim è risultato pari a 95,63 €/MWh.

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

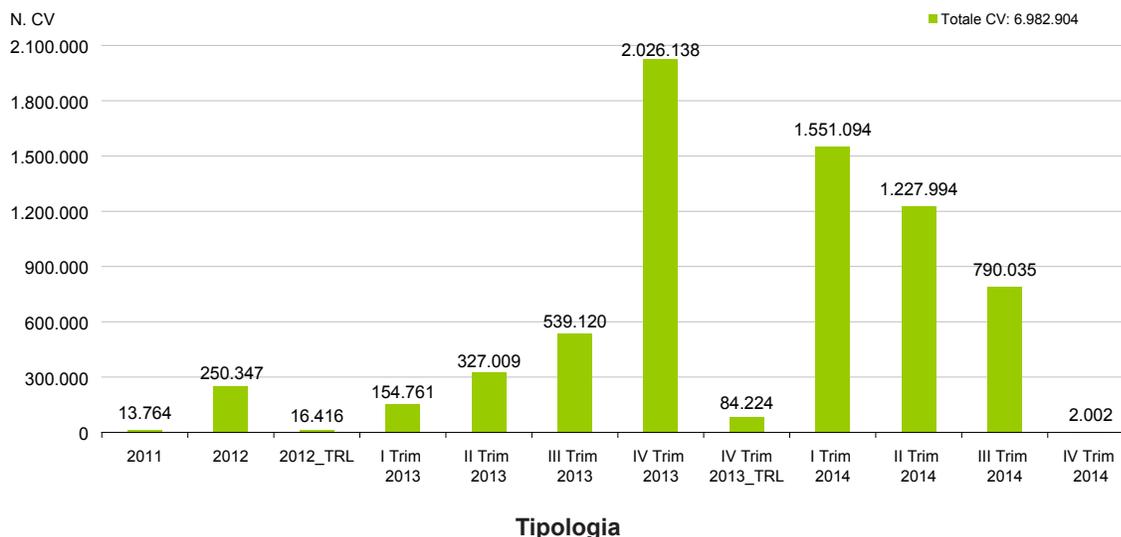
CV, risultato del mercato GME - novembre 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento								
	2012	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	IV Trim 2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	11.162	662	1.000	75.452	1.201	26.733	182.073	451.519	2.002
Valore Totale (€)	966.841,40	60.025,00	93.914,70	6.700.907,87	100.765,45	2.579.103,36	17.514.868,66	43.115.162,08	191.442,25
Prezzo minimo (€/CV)	85,70	88,60	89,00	87,00	83,90	96,00	92,20	93,35	95,00
Prezzo massimo (€/CV)	88,50	96,20	94,90	89,20	85,45	97,50	96,58	95,95	96,50
Prezzo medio (€/CV)	86,62	90,67	93,91	88,81	83,90	96,48	96,20	95,49	95,63

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

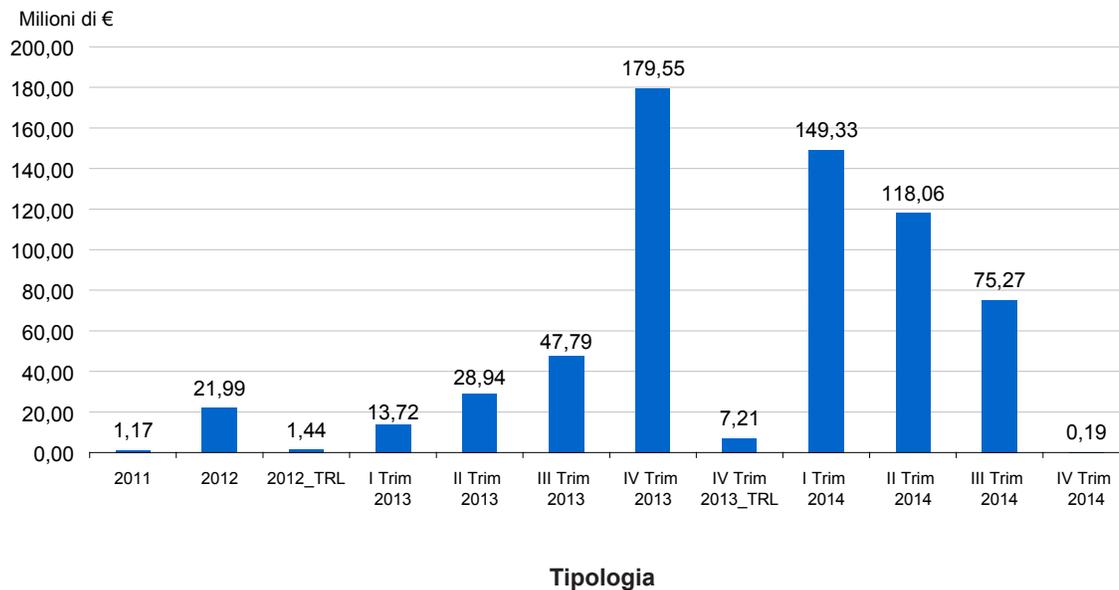
Fonte: GME



(continua)

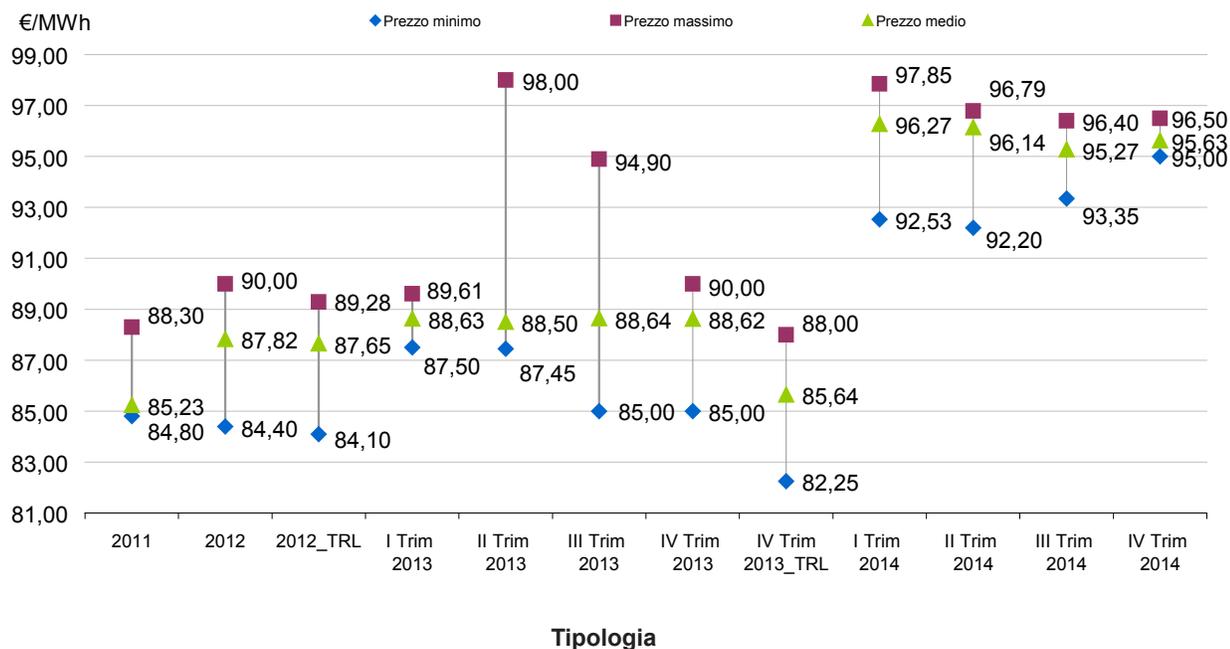
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di novembre 2014 sono stati scambiati 1.893.771 CV attraverso contratti bilaterali (2.969.677 il mese di ottobre) delle varie tipologie.

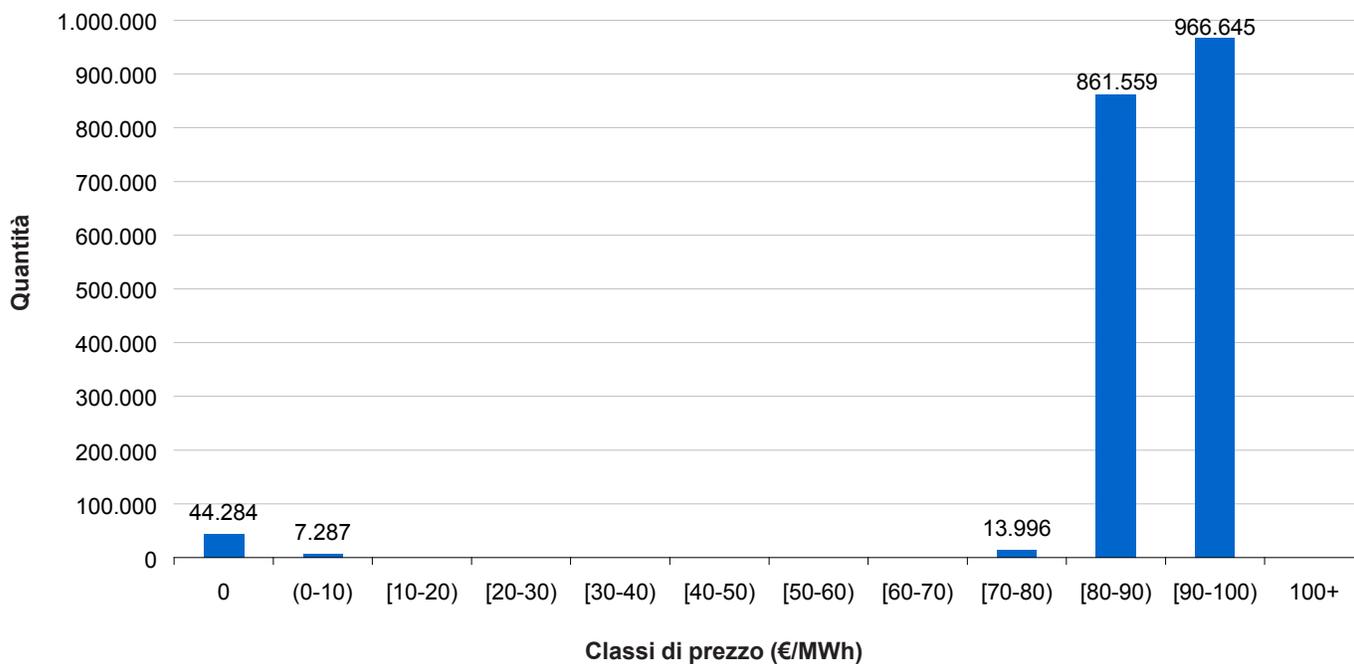
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 88,66 €/MWh, inferiore di 6,21 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (94,87 €/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 - novembre 2014

Fonte: GME



EUROPA, USA E CINA: OBIETTIVI UNILATERALI IN VISTA DI UN OBIETTIVO GLOBALE

di Donatella Bobbio, Claudia Checchi - REF-E

(continua dalla prima)

Figura 1. Emissioni di CO2 storiche per area

Fonte: UNFCCC e World Bank

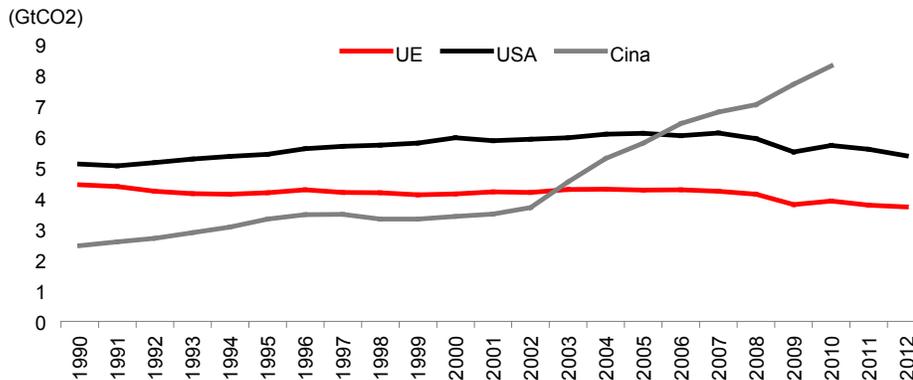


Figura 2. Emissioni globali di CO2: prospettive

Fonte: IEA, World Energy Outlook 2014

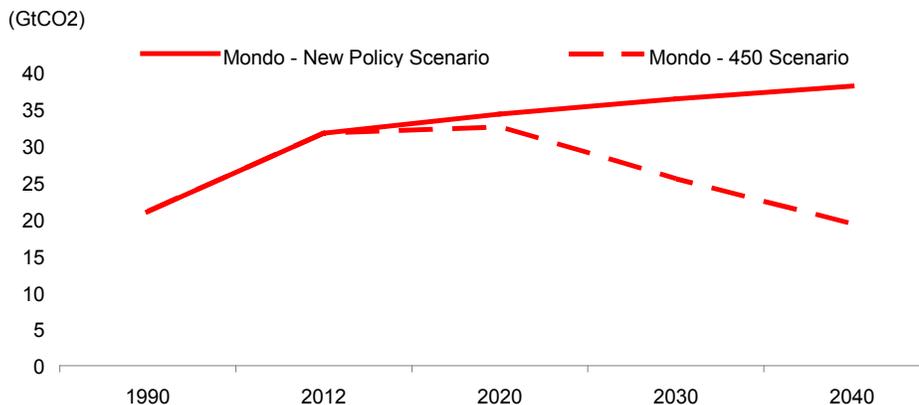
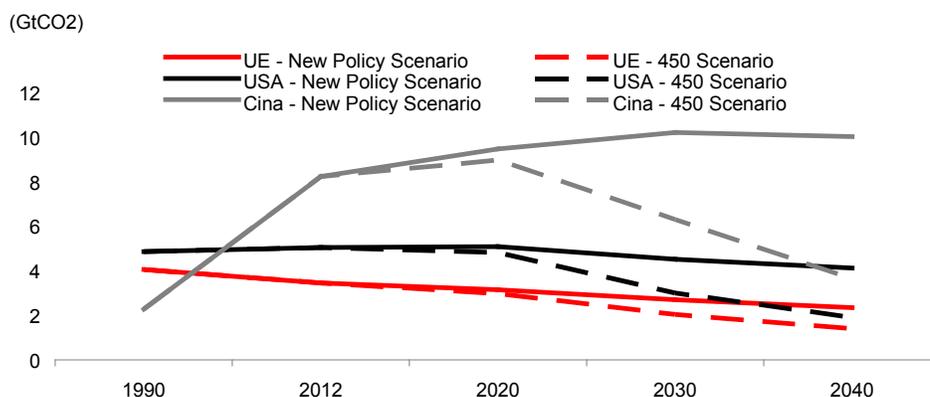


Figura 3. Emissioni di CO2: prospettive per area

Fonte: IEA, World Energy Outlook 2014



EUROPA, USA E CINA: OBIETTIVI UNILATERALI IN VISTA DI UN OBIETTIVO GLOBALE

(continua)

Obiettivi unilaterali in vista di un obiettivo globale

La lotta al cambiamento climatico, problema di carattere non locale ma globale, richiederebbe il raggiungimento di un accordo globale di mantenimento delle emissioni di gas serra entro un limite prestabilito. Tuttavia finora l'unica intesa internazionale vincolante raggiunta è stata il Protocollo di Kyoto, che imponeva agli Stati industrializzati di ridurre del 5% le emissioni di 6 gas serra nel periodo 2008-2012 rispetto al 1990. Nessun vincolo era stato imposto ai paesi emergenti, che non avevano contribuito nel passato alla concentrazione di gas serra nell'atmosfera e che dovevano essere lasciati liberi in modo da non compromettere la loro traiettoria di sviluppo.

Per quanto riguarda il periodo successivo al 2012, nonostante la discussione prosegua con alti e bassi da almeno sette anni (molte aspettative erano state riposte nella COP² di Copenaghen nel 2009) le emissioni non sono soggette a vincoli determinati a livello internazionale³. A ostacolare il raggiungimento di un nuovo accordo interviene la richiesta da parte delle economie avanzate di imporre vincoli alle emissioni anche ai paesi emergenti più industrializzati che, Cina in testa, contribuiscono per larga parte delle emissioni globali e che, se lasciati senza freni, potrebbero vanificare gli sforzi compiuti dalle economie industrializzate; peraltro la presenza di vincoli asimmetrici deteriorerebbe la competitività delle industrie localizzate in paesi soggetti a vincoli.

Al momento attuale la lotta al cambiamento climatico procede quindi su iniziativa unilaterale degli Stati che possono decidere di fissare internamente obiettivi di contenimento o abbattimento delle emissioni. In questo quadro l'Unione Europea è stata precorritrice, fissando obiettivi sfidanti di abbattimento delle emissioni entro il 2020 (-20% rispetto al 1990), accanto a obiettivi di consumo di energia da fonte rinnovabile e di efficienza energetica che dovrebbero contribuire a raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni.

Il passo in avanti più significativo a livello internazionale nel corso degli ultimi anni è stato raggiunto nel 2011 nella COP di Durban, quando gli Stati (sia avanzati che emergenti) si sono posti un tempo limite (COP 2015 a Parigi) entro il quale raggiungere un accordo globale vincolante. Da allora il processo è proseguito timidamente, con l'Unione Europea che intendeva fare degli obiettivi interni una moneta di scambio al tavolo della trattativa internazionale e gli altri paesi che sembravano stare a guardare.

In questo contesto, in cui l'Unione Europea sembrava a livello internazionale l'unica vera promotrice della politica di lotta al cambiamento climatico, si è svolta la discussione tra gli Stati Membri per la fissazione degli obiettivi di politica climatica

con orizzonte 2030. Il timore per la competitività dell'industria europea, complice anche la stagnazione dell'economia del vecchio continente, ha portato all'approvazione (Consiglio Europeo del 23 ottobre 2014) di un obiettivo di compromesso (abbattimento delle emissioni del 40% nel 2030 rispetto al 1990), che rappresenta il minimo necessario per rimanere sulla traiettoria per il conseguimento dell'obiettivo indicativo di lunghissimo periodo (riduzione dell'80-95% nel 2050 rispetto al 1990⁴); si consideri che a politiche attuali la Commissione Europea prevede in ogni caso una riduzione delle emissioni comunitarie del 32% al 2030. Accanto a questo, è stato fissato un obiettivo di consumo finale lordo da fonti energetiche rinnovabili (FER) del 27%, vincolante ma di difficile implementazione. L'obiettivo per le FER è vincolante infatti solo a livello comunitario, con la Commissione Europea incaricata di coordinare i piani di azione degli Stati per il conseguimento di questo obiettivo comune. L'obiettivo del 27% delle FER sembra inoltre poco sfidante, dato che a politiche attuali la quota raggiunta nel 2030 dovrebbe raggiungere comunque il 24%. Infine, è stato fissato un obiettivo solo indicativo di risparmio di energia primaria del 27% (la proposta iniziale della Commissione Europea in materia di efficienza energetica era del 30%).

L'accordo tra Cina e Stati Uniti per il contenimento delle emissioni dei due Stati, reso pubblico lo scorso novembre, potrebbe tuttavia mutare lo scenario in vista dell'accordo di Parigi. Si tratta infatti di impegni non vincolanti e non particolarmente sfidanti, ma che pongono le due superpotenze in un ruolo attivo al tavolo delle trattative internazionali. In particolare, gli Stati Uniti si sono impegnati a ridurre le emissioni del 26-28% nel 2025 rispetto al 2005. L'anno base non è stato scelto a caso (il 2005 rappresenta uno degli anni di massimo storico delle emissioni statunitensi), tuttavia questo rappresenta il primo impegno assunto dal Governo statunitense con orizzonte post 2020. La Cina si è invece impegnata a raggiungere il picco delle emissioni nel 2030: anche in questo caso lo sforzo assunto è contenuto (come ha evidenziato la IEA, le politiche approvate e proposte a metà 2014 dovrebbero essere già sufficienti a conseguire questo obiettivo), tuttavia rappresenta un segnale importante in quanto è la prima volta che un paese emergente pone un vincolo alla dinamica delle proprie emissioni, accettando quindi un limite al modello di sviluppo finora perseguito. Inoltre, la Cina ha promesso di coprire al 2030 almeno il 20% del consumo di energia primaria da fonti a zero emissioni e per raggiungere questo obiettivo dovrebbe investire nella costruzione di ulteriori 800-1000 GW di capacità da fonti rinnovabili e nucleare.

EUROPA, USA E CINA: OBIETTIVI UNILATERALI IN VISTA DI UN OBIETTIVO GLOBALE

(continua)

Obiettivi influenzati dall'opinione pubblica e dal mix energetico interno

Le tre economie che contribuiscono per oltre la metà delle emissioni globali hanno quindi oggi presentato i loro obiettivi

unilaterali in materia di lotta al cambiamento climatico (Tabella 1) e avranno un anno di tempo per far valere questi impegni in sede di trattativa internazionale in vista della COP di Parigi.

Tabella 1. Obiettivi in materia di energia e clima

Fonte: elaborazioni REF-E

	2020		2025		2030	
	Emissioni CO2	Consumi da FER	Emissioni CO2	Consumi da FER	Emissioni CO2	Consumi da FER
UE	-20% (1990)*	20% (CFL)*	-	-	-40% (1990)*	27% (CFL)*
Stati Uniti	-17% (2005)	-	-26-28% (2005)	-	-	-
Cina	-	15%** (energia)	-	-	Max	20%** (energia)

* Obiettivi vincolanti

** FER e nucleare

Per tutte le aree succitate, la scelta della portata degli obiettivi ha risentito del ruolo dell'opinione pubblica interna. In Europa una parte di essa e delle istituzioni, da sempre più attente ai problemi ambientali, avrebbe auspicato obiettivi più ambiziosi, ma si è dovuta scontrare con i timori di settori dell'industria sulla competitività e sulla perdita di risorse legata alla stagnazione economica, oltre che con la posizione di alcuni Stati (Polonia in testa) dipendenti ancora per larga parte dal carbone e per i quali una riconversione verso tecnologie green potrebbe risultare più costosa. La fissazione dei target ambientali 2030 è stata inoltre accompagnata da concessioni a favore degli Stati con economia più debole (di fatto i paesi dell'Europa dell'Est), che dovranno sostenere oneri inferiori per centrare l'obiettivo di abbattimento delle emissioni. In particolare per quanto riguarda il meccanismo ETS (emission trading scheme) che regola le emissioni del settore termoelettrico e dell'industria pesante, sono previsti, per gli Stati con PIL pro capite inferiore al 60% della media UE, la possibilità di continuare a assegnare quote gratuite al settore termoelettrico fino al 2030 e l'istituzione di una riserva di quote per investimenti aggiuntivi in efficienza energetica e ammodernamento del sistema elettrico. Inoltre, il 10% delle quote messe all'asta (quindi il 10% dei proventi), sarà redistribuito tra i soli Stati con PIL pro capite inferiore al 90% della media UE, mentre la parte restante delle quote ad asta sarà redistribuita tra tutti gli Stati in proporzione alle emissioni verificate.

Per quanto riguarda Stati Uniti e Cina, l'opinione pubblica interna ha favorito la fissazione degli obiettivi, seppure poco sfidanti. Negli Stati Uniti Obama aveva bisogno di dare un segnale forte ai suoi elettori dopo l'insuccesso della sua politica ambientale alla COP di Copenaghen e dopo la sconfitta alle elezioni di mid-term. Il Governo cinese deve invece affrontare il peso crescente della classe media sempre più scontenta degli elevatissimi livelli di inquinamento, oltre che le difficoltà dell'industria del fotovoltaico che ha scorte invendute a causa tra l'altro del cambio di rotta della politica di incentivazione del

fotovoltaico in Europa.

D'altra parte, in Europa, USA e Cina, per l'industria (almeno quella pesante) è ormai consuetudine operare in un regime di vincoli alle proprie emissioni di gas serra, essendo stati istituiti meccanismi di assegnazione e scambio dei permessi di emissione a livello comunitario (nell'UE) o quantomeno regionale (negli USA e in Cina). Ne discende che la fissazione di obiettivi unilaterali è accettata con relativa facilità dagli operatori industriali.

Nelle tre aree inoltre gli impegni assunti riflettono la struttura del mix energetico. In Europa, la scelta di fissare un obiettivo vincolante di penetrazione delle fonti rinnovabili accanto all'obiettivo di abbattimento delle emissioni è il risultato del compromesso tra gli Stati (come la Germania) che hanno deciso di investire nella filiera nazionale dell'industria green e gli Stati (come il Regno Unito) che intendono realizzare una parte significativa dell'abbattimento delle emissioni attraverso lo switch da centrali a carbone a centrali a gas. In Cina, dove il fortissimo peso del carbone per la generazione termoelettrica e per il riscaldamento rappresenta la principale causa di inquinamento, lo sviluppo di nuova capacità a zero emissioni risulta indispensabile per affrontare il problema dell'inquinamento locale, oltre che per sostenere le filiere nazionali, e spiega la scelta del Governo cinese di assumere impegni anche per la penetrazione delle fonti rinnovabili e del nucleare. L'accordo recentemente annunciato per la fornitura di gas naturale dalla Russia alla Cina, sebbene con orizzonte di lungo periodo, lascia in ogni caso intendere che anche lo spostamento del mix energetico a favore di un maggiore peso del gas naturale rispetto a quello del carbone giocherà un ruolo importante per il contenimento delle emissioni del paese asiatico. Infine, negli Stati Uniti, dove il recente sviluppo dello shale gas dovrebbe consentire di abbattere le emissioni a costi relativamente contenuti rimpiazzando il carbone con il gas naturale, il Governo ha preferito non assumere alcun impegno per lo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili.

EUROPA, USA E CINA: OBIETTIVI UNILATERALI IN VISTA DI UN OBIETTIVO GLOBALE

(continua)

Quale ruolo per l'Europa in vista della COP di Parigi?

L'annuncio di obiettivi di abbattimento delle emissioni da parte dei tre principali emettitori mondiali dovrebbe avere un effetto trascinato anche per altri paesi più restii ad assumere obiettivi di politica ambientale e quindi dovrebbe avere un effetto potenzialmente positivo in vista del raggiungimento di un accordo globale a Parigi, fortemente auspicato dall'UE. Tuttavia, l'annuncio a sorpresa di un accordo tra Stati Uniti e Cina su questi temi potrebbe porre questi ultimi in una posizione di forza al tavolo delle trattative internazionali, rischiando di indebolire il ruolo di leadership nelle trattative finora assunto dall'UE, sebbene gli impegni assunti siano sicuramente meno sfidanti di quelli assunti dall'Europa. L'asimmetria della portata degli obiettivi europei rispetto a quelli di Stati Uniti e Cina potrebbe inoltre esporre ancora l'industria europea a rischi di perdita di competitività. Il gioco di forza che si svilupperà tra le

principali economie in vista della COP di Parigi sembra quindi al momento quanto mai delicato.

In ogni caso per tutte le aree analizzate, all'annuncio degli obiettivi dovrà ora seguire il disegno e l'implementazione di politiche idonee. Dalle scelte politiche in particolare discenderà lo sforzo richiesto ai diversi settori, al momento incerto nonostante siano stati in alcuni casi fissati obiettivi anche per lo sviluppo della generazione rinnovabile o nucleare. I meccanismi di mercato (in particolare i meccanismi ETS di assegnazione e scambio di permessi di emissione) sono al momento gli strumenti privilegiati. In questo senso molti degli effetti per l'Europa dei nuovi obiettivi saranno più chiari a valle dell'attesa riforma del meccanismo ETS, che con tutta probabilità sarà influenzata proprio dai risultati della COP di Parigi.

¹ International Energy Agency.

² Conference of Parties, si tratta del meeting annuale istituito nell'ambito dell'UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) per la discussione a livello internazionale degli obiettivi e delle politiche per la lotta al cambiamento climatico.

³ In realtà nella COP di Durban del 2011 è stato approvato Kyoto2 per la riduzione delle emissioni nel periodo 2013-2020, a cui però hanno aderito solo l'Unione Europea e pochi altri Stati già strettamente coinvolti nella politica ambientale dell'UE (Norvegia, Svizzera) e che quindi si configura come un accordo regionale piuttosto che globale.

⁴ Roadmap 2050.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 27 novembre 2014 590/2014/R/eel** | “Riconoscimento, per l’anno 2013, degli oneri derivanti dall’emission trading system, limitatamente all’energia elettrica ritirata dal Gse ai sensi del provvedimento Cip 6/92” | pubblicata il 28 novembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/590-14.htm>

Nell’ambito del sistema di gestione e di incentivazione degli impianti produttivi in regime Cip n.6/92 è prevista l’erogazione, su base annuale, di un contributo economico a copertura degli oneri aggiuntivi per tali impianti derivanti dall’applicazione della normativa comunitaria *Emission Trading System*. Tale contributo è determinato e periodicamente aggiornato sulla base di criteri e provvedimenti emessi dall’AEEGSI.

Con riferimento al terzo periodo di attuazione dell’Emission Trading System (2013–2015), con la deliberazione 307/2013/R/eel del 11 luglio 2013, l’AEEGSI ha pubblicato i criteri per il riconoscimento, ai produttori titolari di convenzioni sottoscritte ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri aggiuntivi derivanti dall’applicazione della Direttiva 2003/87/CE; tali criteri consistono nella valorizzazione economica, sulla base di prezzi individuati dal Regolatore, delle quote di emissione ammesse al riconoscimento dei relativi oneri aggiuntivi.

Segnatamente, l’Art. 3, comma 1, della richiamata deliberazione 307/2013/R/eel ha previsto che il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto sia pari, in ciascun anno solare, al prodotto tra:

a) il numero di quote scoperte (differenza annuale, se positiva, tra il numero di quote rese come risultante dall’attestato di verifica della dichiarazione riguardante le emissioni, rilasciato da un verificatore accreditato ai sensi del decreto legislativo 30/13, e il numero di quote assegnate) e

b) il minimo tra 1 e il rapporto tra la quantità di energia elettrica ceduta al GSE ai sensi del provvedimento Cip 6/92, nell’ambito di convenzioni di cessione destinata, e la quantità di energia elettrica netta complessivamente prodotta.

Sulla base del medesimo provvedimento, le quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri aggiuntivi, per ogni impianto e per ogni anno solare, risultano suddivise in due classi:

a) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli CER ed ERU (P_{FLEX}).

b) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli EUA (P_{EUA}).

Il successivo Articolo 4, commi 1 e 2, della medesima deliberazione ha disposto che:

a) il valore unitario P_{FLEX} , espresso in euro/t, sia pari alla media delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER ed ERU complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno dal Regolatore stesso, ponderata sulle quantità giornaliere complessivamente

negoziati e sottostanti a tali prezzi;

b) il valore unitario P_{EUA} , espresso in euro/t, sia pari alla media delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento individuati per ciascun anno dal Regolatore stesso, ponderata sulle quantità giornaliere complessivamente negoziati e sottostanti a tali prezzi.

A completamento, con l’articolo 6, comma 1, della medesima deliberazione, l’AEEGSI ha individuato, con riferimento all’anno 2013, i mercati e prodotti di riferimento per il calcolo dei riferimenti di prezzo P_{FLEX} e di P_{EUA} .

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore:

a) ha definito, per ogni società istante e per ogni impianto avente diritto, il numero di quote di emissione ammesse al riconoscimento secondo quanto previsto dall’Art. 3 della richiamata deliberazione 307/2013/R/eel, distinguendo, allo scopo, tra quote per le quali viene riconosciuto un prezzo pari a P_{FLEX} e quote per le quali viene riconosciuto un prezzo pari a P_{EUA} (cfr. Tabella 1 in allegato al provvedimento); e

b) ha quantificato l’onere complessivo da riconoscere, pari al prodotto tra il numero di quote ammesse al riconoscimento ed i rispettivi valori unitari P_{FLEX} e P_{EUA} definiti, per l’anno 2013, con la determinazione AEEGSI del 31 maggio 2014, DMEG/EFR/7/2014.

Infine, stante quanto previsto dall’Articolo 5, comma 4, della deliberazione 307/2013/R/eel, l’AEEGSI ha inoltre stabilito che il rimborso degli oneri di cui sopra sia operato dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all’articolo 49, del Testo Integrato Trasporto.

■ **Delibera 13 novembre 2014 562/2014/R/eel** | “Approvazione del regolamento disciplinante le aste per l’importazione elettrica virtuale, per l’anno 2015” | pubblicata il 14 Novembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/562-14.htm>

L’Art. 32 della legge 23 luglio 2009, n.99, recante “*Disposizioni per lo sviluppo e l’internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*”, al fine di contribuire all’effettiva realizzazione di un mercato unico europeo dell’energia elettrica, ha previsto la realizzazione di ulteriori infrastrutture di interconnessione con l’estero - in particolare con i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale - nei limiti di un incremento complessivo di capacità di trasporto pari a 2000 MW. In attuazione di tale norma, Terna S.p.A. (TERNA), a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, ha programmato e sta tuttora ultimando uno o più potenziamenti delle infrastrutture di connessione con l’estero (definiti «interconnectors»). Segnatamente, ai sensi di quanto stabilito dalla Legge n.99/09, nelle more dell’effettiva realizzazione ed entrata in esercizio di tali interconnectors in via di completamento, è prevista la gestione da parte del Gestore di rete di un servizio di importazione virtuale. Tale servizio di importazione virtuale si realizza attraverso la

Novità normative di settore (continua)

selezione da parte del Gestore di rete - mediante procedura d'asta annuale soggetta all'approvazione dell'Autorità (nel seguito: Regolamento) - di uno o più soggetti (Shippers) che si impegnino con TERNA stessa, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo mensile - erogato sulla base di un contratto tipo anch'esso soggetto ad approvazione annuale (Contratto TERNA-Shipper) - a trasferire e rendere disponibile sul mercato italiano (segnatamente sulla piattaforma PCE) a favore dei soggetti finanziatori, la corrispondente quantità di energia elettrica da quest'ultimi precedentemente ceduta agli Shippers su determinati mercati esteri europei. Ciò premesso, in data 31 ottobre 2014, TERNA ha inviato all'AEEGSI, per approvazione, il Regolamento d'asta relativo all'anno 2015 nonché il modello di contratto tipo TERNA-Shippers, precisando che non sono state apportate modifiche o integrazioni sostanziali rispetto al precedente Regolamento/ modello di contratto tipo approvato dall'Autorità nell'anno 2014. Pertanto, con il provvedimento de quo, il Regolatore ha approvato per il 2015:

- il Regolamento relativo alla gestione da parte di TERNA delle aste di importazione virtuale per la selezione dei relativi Shippers per il prossimo anno;
- il modello di contratto che gli Shipper selezionati all'esito dell'espletamento delle procedure concorsuali dovranno sottoscrivere con TERNA.

■ **Delibera 09 novembre 2014 546/2014/R/eel** | **“Approvazione delle regole per l’allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera valevoli a partire dall’anno 2015”** | pubblicata il 12 Novembre 2014 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/546-14.htm>

Nell'ambito del processo di integrazione del mercato elettrico italiano con il mercato unico europeo, le *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management* approvate da ACER hanno identificato nel meccanismo di asta implicita (ovvero: market coupling) il modello di riferimento da applicare per l'allocazione e la valorizzazione della capacità di interconnessione giornaliera nell'ambito del mercato del giorno prima. Segnatamente, il meccanismo di market coupling - già attivo dal 1 gennaio 2011 tra Italia e Slovenia - sarà adottato nel primo trimestre del 2015 anche con riferimento alle frontiere Italia-Francia e Italia-Austria, migliorando l'efficienza nell'uso della capacità di interconnessione delle frontiere italiane su tali confini. A tal fine, nel corso del 2014 i gestori di rete coinvolti nelle regioni Centro-Sud e Centro Ovest europee - tra cui TERNA - nonché i gestori di rete di Spagna e Svizzera hanno predisposto, in esito ad un processo di consultazione tenutosi dal 7 al 25 luglio u.s., le Access Rules 2015, tenendo conto sia dell'estensione del market coupling alla nuova frontiera Francia-Spagna, sia del previsto avvio di tale meccanismo su determinate frontiere italiane, promuovendo in tal senso una sempre maggior armonizzazione delle regole di

allocazione della capacità adottate sui diversi confini europei. Rispetto alla precedente versione, le principali modifiche - rilevanti ai fini dell'allocazione della capacità tra l'Italia e l'estero - apportate dal documento *Access Rules 2015* riguardano:

- le regole per l'allocazione da applicare sia precedentemente che conseguentemente all'avvio del market coupling su determinate frontiere, nonché la possibilità di gestire il possibile avvio, anche non simultaneo, del market coupling sulle diverse frontiere italiane;
- ove opportuno, l'introduzione delle *shadow auctions* quale meccanismo di fall back da applicarsi per le allocazioni di capacità su base giornaliera in casi eccezionali di indisponibilità del market coupling;

- il posticipo dei termini per la pubblicazione delle specifiche d'asta e per la notifica delle offerte relative alle aste esplicite giornaliere, ove ancora presenti, a partire dalla prima data di avvio del market coupling sulle frontiere Italia-Francia e Italia-Austria;

- l'armonizzazione del termine per effettuare le riduzioni di capacità *ex-ante* sulla frontiera Italia-Francia nella direzione Francia-Italia a partire dalla data di avvio del market coupling con quello già in vigore nella direzione Italia-Francia e per le altre frontiere;

- a partire dalla data di avvio del market coupling sulla frontiera con la Francia, l'indennizzo per i detentori della capacità al 110% del valore inizialmente pagato (in esito all'asta esplicita di assegnazione) in caso di riduzione della capacità assegnata su base annuale e mensile;

- per ciascuna frontiera ove è già attivo o verrà avviato il market coupling, la valorizzazione della capacità al differenziale di prezzo (market spread) in applicazione del principio generale *“Use-It-Or-Sell-It”*.

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, l'Autorità ha approvato la nuova versione delle Access Rules 2015, come trasmesse da Terna con comunicazione del 2 ottobre 2014, le quali entreranno in vigore a partire dal 1 gennaio 2015.

■ **Legge n. 161 del 30 ottobre 2014** | **“Disposizioni per l’adempimento degli obblighi derivanti dall’appartenenza dell’Italia all’Unione europea – Legge europea 2013-bis”** | pubblicata nella G.U. n.261 del 10-11-2014 Suppl. **Ordinario n.83**

Nell'ambito della disposizioni contenute nella legge in oggetto, si segnala quanto disposto dall'articolo 22 in materia di attribuzioni all'AEEGSI nel settore del mercato dell'energia all'ingrosso in attuazione delle disposizioni di cui al Regolamento n. 1227/2011 (nel seguito: Regolamento REMIT). In particolare, nel disciplinare quali siano le attività che l'AEEGSI può porre in essere nello svolgimento delle proprie attività di indagine e di esecuzione, l'articolo 22, comma 3, dispone espressamente che nello svolgimento delle indagini relative ai casi di sospetta violazione del divieto di abuso di informazioni

Novità normative di settore (continua)

privilegiate e manipolazioni del mercato (di cui, rispettivamente, agli articoli 3 e 5 del Regolamento REMIT) nonché del mancato ottemperamento all'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate (di cui all'articolo 4 del REMIT), l'AEEGSI stessa può avvalersi della collaborazione del GME e di Terna con riferimento ai mercati da essi gestiti, nonché coordinare la propria attività con l'AGCM ferme restando le rispettive competenze. In particolare, relativamente allo svolgimento di indagini per sospetta violazione del divieto di abuso di informazione privilegiata è previsto che l'AEEGSI possa coordinare la propria attività con la CONSOB.

Con riferimento ai poteri sanzionatori esercitati dall'AEEGSI in relazione alle violazioni dei divieti posti dal Regolamento REMIT, è previsto che l'Autorità irroghi, in base a ciascuna fattispecie di reato, sanzioni amministrative pecuniarie per i seguenti importi:

- da euro 20 mila a euro 3 milioni nei confronti dei soggetti la cui condotta sia risultata contraria al divieto di insider trading di cui all'articolo 3, paragrafo 1 del Regolamento REMIT;
- da euro 20 mila a euro 5 milioni nei confronti dei soggetti che abbiano posto in essere condotte lesive del divieto di manipolazione del mercato di cui all'articolo 5 del Regolamento REMIT ovvero la cui condotta sia riconducibile alla fattispecie di manipolazione del mercato di cui all'art. 2, paragrafo 2 o all'ipotesi di tentata manipolazione del mercato di cui all'articolo 2, paragrafo 3 del Regolamento REMIT;
- da euro 20 mila a euro 3 milioni nei confronti dei soggetti che non abbiano adempiuto all'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate di cui all'articolo 4 del REMIT;
- da euro 10 mila a euro 200 mila nel caso in cui gli operatori di mercato non adempiano all'obbligo di comunicazione dei dati relativi alle transazioni dagli stessi conclusi e agli ordini di compravendita presentati nei mercati energetici all'ingrosso di cui all'articolo 8 del REMIT.

A completamento si rappresenta altresì che i proventi derivanti dall'applicazione delle sanzioni amministrative pecuniarie sono destinate ad alimentare l'apposito "Fondo costi energia elettrica e gas" (FOCEES) - istituito nello stato di previsione presso il Ministero dello sviluppo economico e finalizzato a ridurre i costi dell'energia a carico delle imprese e dei cittadini – le cui modalità di funzionamento saranno stabilite con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di concerto con il Ministro dello Sviluppo economico.

GAS

■ **Deliberazione 7 novembre 2014 551/2014/R/GAS** | "Approvazione di modifiche alla Convenzione tra Snam Rete Gas S.p.A. e Gestore dei mercati energetici e disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico" | pubblicata il 10 novembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/551-14.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha approvato le proposte di modifica alla Convenzione in essere tra il GME e Snam Rete Gas, relativamente alla piattaforma di bilanciamento PB-GAS, predisposte al fine di disciplinare i flussi informativi inerenti la nuova gestione delle risorse di flessibilità linepack e capacità di stoccaggio da reintegrarsi nei giorni successivi al giorno G (reintegro Stogit) nell'ambito della comparto G-1 in recepimento delle disposizioni di cui alla deliberazione 485/2014/R/GAS.

In considerazione del fatto che il nuovo algoritmo di risoluzione zonale del mercato, approvato con la predetta deliberazione 485/2014/R/GAS, presuppone una funzione di costo della risorsa linepack maggiore rispetto a quella applicata alla risorsa reintegro Stogit, con il medesimo provvedimento l'AEEGSI ha altresì disposto che il codice di rete di Snam Rete Gas sia modificato prevedendo che il valore attribuito alla funzione di costo linepack sia posto pari a 0,34 €/GJ mentre la funzione di costo per il reintegro Stogit sia posta pari a 0,33 €/GJ.

■ **Deliberazione 27 novembre 2014 586/2014/R/GAS** | "Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di meccanismi regolatori per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio del sistema nazionale del gas" | pubblicato il 28 novembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/586-14.htm>

In attuazione di quanto previsto dal decreto legge 133/2014, con la deliberazione in oggetto l'AEEGSI ha avviato un procedimento volto all'adozione di provvedimenti in materia di meccanismi regolatori incentivanti per la realizzazione di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio il cui termine è stato fissato al 31 marzo 2015. Il predetto meccanismo incentivante, che in sede di prima attuazione potrà essere applicato limitatamente agli investimenti autorizzati e avviati entro l'anno 2015, dovrà soddisfare i seguenti requisiti:

- risultare coerente con le esigenze di realizzazione minima di infrastrutture di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale;
- individuare strumenti di incentivazione che, a parità di prestazioni, minimizzino i costi a carico del sistema;
- individuare opportuni indicatori di performance in grado di assicurare che gli investimenti ammessi all'incentivazione siano in grado di garantire prestazioni non inferiori a quelle che caratterizzano l'attuale sistema degli stoccaggi.

A completamento si rappresenta che l'adozione da parte dell'AEEGSI dei predetti provvedimenti sarà preceduta dalla pubblicazione di uno o più documenti di consultazione nei quali l'Autorità stessa descriverà i propri orientamenti in materia.

Gli appuntamenti

15 dicembre

I consumi energetici delle famiglie

Roma, Italia

Organizzatore: Istat

www.istat.org

15 dicembre

L'Aggregazione come opportunità: il ruolo dei consorzi e dei gruppi d'acquisto di energia nell'attuale scenario di mercato

Milano, Italia

Organizzatore: Assolombarda

www.assolombarda.it

19 dicembre

Energy Ri-Generation

Roma, Italia

Organizzatore: Orizzonte energia

www.orizzontenergia.it

19-20 dicembre

The MacroTrend Conference on Energy Policy: Paris 2014

Parigi, Francia

Organizzatore: Macro Journal

www.macrojournals.com/paris/energy_and_sustainability

22-24 dicembre

ENTECH '14 / Energy Technologies Conference

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Yildiz Technical University & Dakam

www.entechconference.com

13-14 gennaio

International Conf. on Substantial Environmental Engineering and Renewable Energy

Abu Dhabi, UAE

Organizzatore: UREBE

www.seere.org

16 gennaio

Politica energetica europea e programma Horizon 2020

Roma, Italia

Organizzatore: Federesco

www.federesco.com

17-18 gennaio

3rd International Conference on Electrical Energy and Networks (ICEEN 2015)

Kuala Lumpur, Malesia

Organizzatore: IACSIT

www.iceen.org

19-22 gennaio

The World Future Energy Summit

Abu Dhabi, UAE

Organizzatore: REED

www.worldfutureenergysummit.com/Portal/about-wfes/overview.aspx

26-27 gennaio

MiFID II: Implementation for the Energy Markets

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marcus Evans

www.marcusevans-conferences-paneuropean.com/MiFIDEnergy_conalerts

26-27 gennaio

Middle East and North Africa Energy, Leadership and Production

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Chatham House

www.chathamhouse.org/events/Mena-Energy2015

29 gennaio – 1 febbraio

Klimahouse

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

www.fierabolzano.it/klimahouse/

26 marzo

Klimaenergy

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

www.fierabolzano.it/klimahouse/

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.