

APPROFONDIMENTI

NUOVO PACCHETTO CLIMA-ENERGIA E TARGET AL 2030

di Emanuele Vendramin (RIE)

In questi giorni la Commissione europea ha messo sul tavolo le sue proposte per il nuovo Pacchetto clima-energia. Il documento, di consultazione pubblica, stabilisce i nuovi obiettivi climatici al 2030 estendendo quanto previsto dal primo pacchetto clima-energia al 2020 e si posiziona come tappa intermedia per conseguire gli obiettivi di lungo termine previsti dalla Roadmap 2050 (che prevedono una riduzione delle emissioni compresa tra l'80-95% entro il 2050). Dei tre obiettivi ambientali previsti al 2020, rimangono il taglio delle emissioni di gas serra, innalzato al 40% rispetto al livello del 1990, e la quota percentuale di rinnovabili nel mix energetico, che sale al 27% dei consumi finali lordi, mentre viene per ora accantonato ogni ulteriore impegno sull'efficienza energetica. Il lavoro della Commissione segue di qualche settimana quello presentato dall'Europarlamento in cui, di concerto, le commissioni Industria ed Energia (ITRE) e Ambiente e Salute (ENVI) indicavano come target climatici al 2030: la riduzione delle emissioni del 40% rispetto al 1990, l'incremento della percentuale di fonti rinnovabili fino al 30% del mix energetico e l'incremento del 40% dell'efficienza energetica. Sebbene gli obiettivi fissati della Commissione risultino meno ambiziosi rispetto a quelli richiesti dal Parlamento europeo, la versione finale del documento è stata molto dibattuta, superando i forti contrasti interni emersi tra i diversi commissari, cinque dei quali (tra cui quello all'energia, Günther Ottinger, quello all'industria, Antonio Tajani e quello all'Economia Olli Rehn) spingevano per misure meno drastiche con taglio emissivo del 35% al 2030. La Commissione invita l'Europarlamento ed il Consiglio europeo ad una rapida approvazione del pacchetto entro fine 2014. In

tal modo l'Europa darebbe un immediato segnale agli investitori e sarebbe in grado di presentarsi con una visione univoca e di lungo periodo ai prossimi negoziati internazionali per un nuovo accordo mondiale sul clima che si terranno a Parigi a fine 2015 con la speranza di ottenere dai grandi Paesi emettitori (soprattutto Cina e Stati Uniti) ambiziosi impegni climatici tali da contenere l'incremento della temperatura terrestre entro i 2 °C.

Le proposte contenute nel Pacchetto

Il documento presentato dalla Commissione articola nel dettaglio i nuovi obiettivi climatici ed inoltre presenta una serie di misure che riguardano: la riforma del mercato dei permessi di emissione (ETS), il completamento e l'integrazione del mercato europeo dell'elettricità e del gas, i costi dell'energia per i consumatori finali e la sicurezza nelle forniture di elettricità e gas.

Il primo obiettivo proposto riguarda il taglio entro il 2030 del 40% (rispetto al 1990) delle emissioni di gas serra. Tale risultato va conseguito tramite una riduzione del 43% (rispetto al 2005) delle emissioni prodotte dai settori rientranti nell'Emissions Trading Scheme, con un aumento del fattore di riduzione annuo che passa dall'attuale 1,74% al 2,2%, ed una contestuale riduzione del 30% (rispetto al 2005) delle emissioni dei settori non-ETS. Come per il primo pacchetto clima-energia, responsabili del rispetto del target imposto ai settori non-ETS saranno gli Stati membri dell'Unione a cui verranno attribuiti degli obiettivi differenziati definiti in base al livello di PIL pro-capite, mentre i permessi per le installazioni rientranti nell'ETS saranno allocati in maniera centralizzata dalla Commissione.

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2014

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

APPROFONDIMENTI

Nuovo pacchetto Clima-Energia e target al 2030.
 di Emanuele Vendramin (RIE)
 pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il 2014 si apre con una domanda di energia elettrica ancora depressa ed in calo, con gli scambi nel Mercato del Giorno Prima (33.275 MWh medi orari) mai così in basso a gennaio. Con le importazioni di energia dall'estero, ferme pressappoco sui livelli degli anni precedenti, non pare arrestarsi la caduta degli acquisti e delle vendite nazionali, ad eccezione, per queste ultime, degli impianti a fonte rinnovabile che continuano ad esibire tassi di crescita in doppia cifra. La liquidità del mercato, pressoché stabile negli ultimi sei mesi, cede però 12,1 punti percentuali su

gennaio 2013, attestandosi a 63,0%. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), in calo sia rispetto a dicembre che su base annua, segna un minimo assoluto per il mese di gennaio a quota 59,27 €/MWh. I prezzi di vendita zonali evidenziano una sostanziale convergenza ad eccezione della Sicilia che conferma lo spread con le altre zone. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, in calo i prezzi dell'Annuale 2015 e dei prodotti con consegna più ravvicinata.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), dopo il rialzo di dicembre, torna a segnare una netta flessione, sia congiunturale (-10,01 €/MWh; -14,5%) che tendenziale (-5,22 €/MWh; -8,1%), portandosi a 59,27 €/MWh, minimo storico per il mese di gennaio. L'analisi per gruppi di ore rivela un ribasso su base

annua di 6,60 €/MWh (-8,7%) nelle ore di picco e di 4,07 €/MWh (-7,0%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 69,47 e 54,05 €/MWh, ed il rapporto picco/baseload stabile a quota 1,17 (Grafico 1 e Tabella 1).

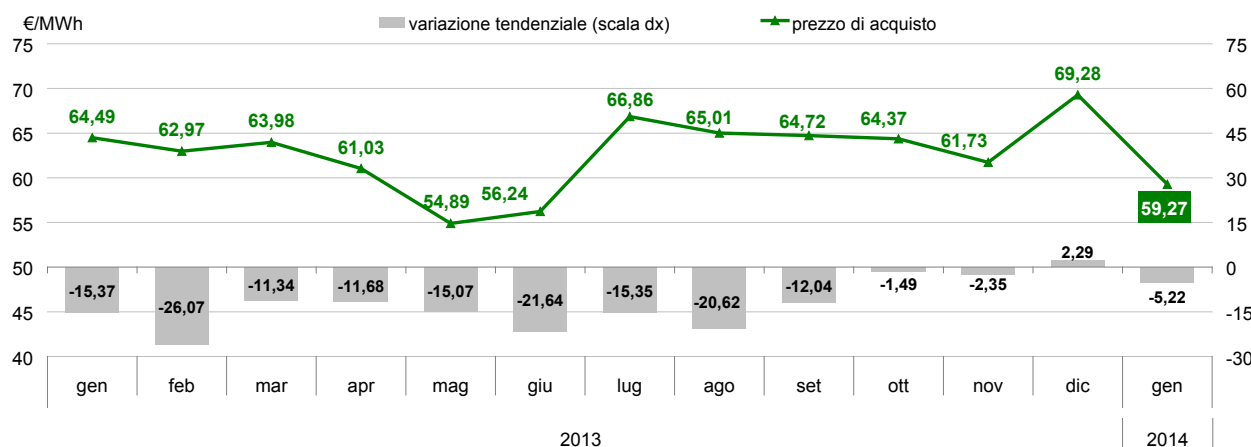
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	59,27	64,49	-5,22	-8,1%	20.966	-18,5%	33.275	-2,8%	63,0%	75,1%
<i>Picco</i>	69,47	76,07	-6,60	-8,7%	26.081	-16,5%	41.592	-1,9%	62,7%	73,7%
<i>Fuori picco</i>	54,05	58,12	-4,07	-7,0%	18.347	-19,2%	29.015	-2,5%	63,2%	76,2%
<i>Minimo orario</i>	6,94	29,82			10.983		19.322		52,5%	68,7%
<i>Massimo orario</i>	92,86	107,60			30.648		46.457		76,5%	80,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



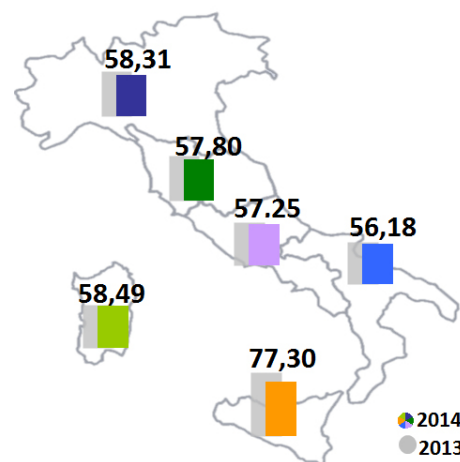
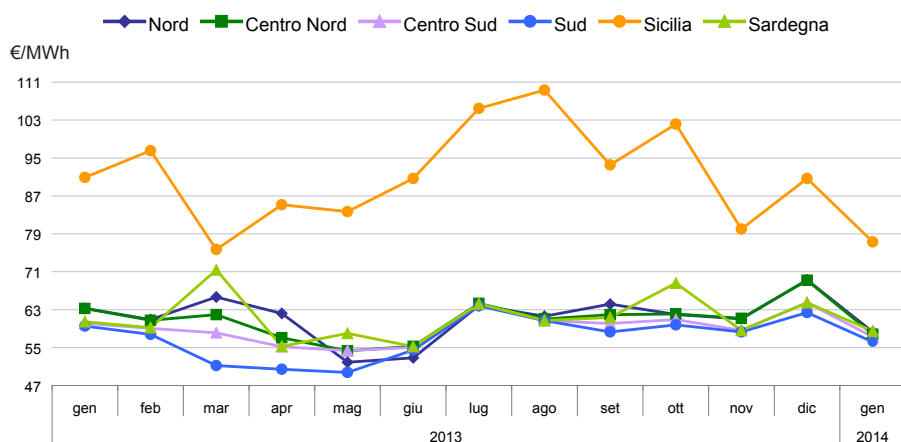
(continua)

I prezzi medi di vendita, in calo in tutte le zone, sia rispetto al mese precedente che su base annua, evidenziano una sostanziale convergenza, ad eccezione della Sicilia. Il prezzo di vendita dell'isola, pari a 77,30 €/MWh, benché ai minimi da

aprile 2013, resta decisamente più alto rispetto a quello delle altre zone, oscillato tra 58,49 €/MWh della Sardegna e 56,18 €/MWh del Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, con una flessione su base annua del 2,8%, scendono a 24,8 milioni di MWh, livello mai raggiunto nel mese di gennaio. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,6 milioni di MWh, subisce una pesante contrazione tendenziale (-18,5%) rispetto ai livelli record raggiunti nella prima metà del 2013 nel mercato organizzato. Per contro gli scambi over the

counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, pari a 9,2 milioni di MWh, con un aumento di ben 44,4 punti percentuali, si attestano ai massimi da oltre un anno (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pressoché stabile negli ultimi sei mesi, cede però 12,1 p.p. su gennaio 2013, portandosi a 63,0% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

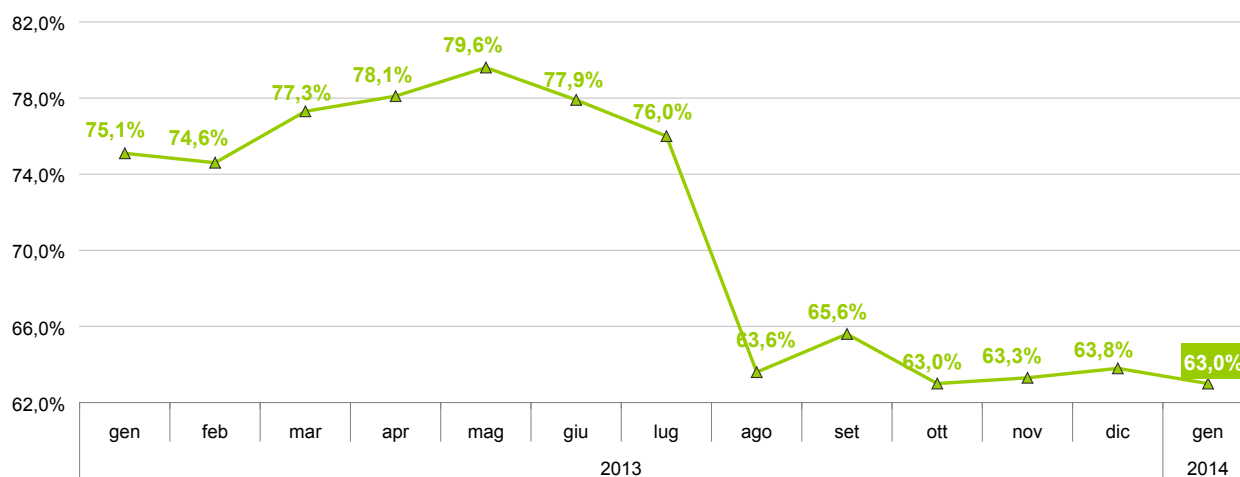
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.599.018	-18,5%	63,0%
Operatori	8.867.854	-24,9%	35,8%
GSE	3.451.886	-8,6%	13,9%
Zone estere	3.279.278	-7,5%	13,2%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	9.157.555	+44,4%	37,0%
Zone estere	1.224.996	+26,6%	4,9%
Zone nazionali	7.932.560	+47,7%	32,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.756.573	-2,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.935.347	-14,2%	
OFFERTA TOTALE	45.691.920	-8,4%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.599.018	-18,5%	63,0%
Acquirente Unico	3.118.998	+1,6%	12,6%
Altri operatori	7.537.254	-11,2%	30,4%
Pompaggi	4.048	-80,8%	0,0%
Zone estere	296.078	-25,0%	1,2%
Saldo programmi PCE	4.642.639	-35,2%	18,8%
PCE (incluso MTE)	9.157.555	+44,4%	37,0%
Zone estere	16.500	+64,2%	0,1%
Zone nazionali AU	3.234.780	-16,8%	13,1%
Zone nazionali altri operatori	10.548.915	+9,9%	42,6%
Saldo programmi PCE	-4.642.639	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.756.573	-2,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.219.131	+8,8%	
DOMANDA TOTALE	27.975.704	-1,6%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica segnano l'ennesimo calo tendenziale (il diciassettesimo) scendendo a 24,4 milioni di MWh (-2,5%). A livello zonale pressoché stabili gli acquisti del Nord e della Sardegna, in controtendenza al Sud (+6,0%). In flessione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 313 mila MWh (-22,8%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale, con una riduzione del 3,4% su base annua, scendono a 20,3 milioni di MWh. A livello zonale, in evidenza il Centro Sud (-14,5%) e le due isole; in controtendenza ancora il Sud (+4,8%) assieme al Centro Nord (+0,8%). In linea con gennaio 2013 le importazioni, pari a 4,5 milioni di MWh (-0,2%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.260.981	27.233	-9,8%	9.380.369	12.608	-1,4%	13.582.868	18.257	-0,1%
Centro Nord	3.227.508	4.338	+10,2%	1.529.942	2.056	+0,8%	2.387.622	3.209	-8,1%
Centro Sud	6.138.461	8.251	-13,1%	2.587.308	3.478	-14,5%	3.740.711	5.028	-8,4%
Sud	6.977.265	9.378	-10,6%	4.402.007	5.917	+4,8%	2.179.561	2.930	+6,0%
Sicilia	3.018.713	4.057	-3,7%	1.578.340	2.121	-7,9%	1.632.273	2.194	-10,3%
Sardegna	1.285.884	1.728	-13,7%	774.334	1.041	-21,6%	920.960	1.238	-0,1%
Totale nazionale	40.908.811	54.985	-8,8%	20.252.299	27.221	-3,4%	24.443.995	32.855	-2,5%
Estero	4.783.109	6.429	-4,5%	4.504.274	6.054	-0,2%	312.578	420	-22,8%
Sistema Italia	45.691.920	61.414	-8,4%	24.756.573	33.275	-2,8%	24.756.573	33.275	-2,8%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano una consistente crescita su base annua (+14,5%), sostenuta soprattutto dalla fonte idraulica (+22,1%) e solare (+34,4%). In flessione, invece, le vendite da impianti a fonte tradizionale ed in particolare da impianti a gas ed a carbone (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da

impianti a fonte rinnovabile sale al 34,2% (28,9% a gennaio 2013), mentre quella da impianti a gas scende sotto i 40 p.p. (45,6% un anno fa); in lieve calo anche la quota degli impianti a carbone (11,1%; -1,6 punti percentuali) (Grafico 4).

(continua)

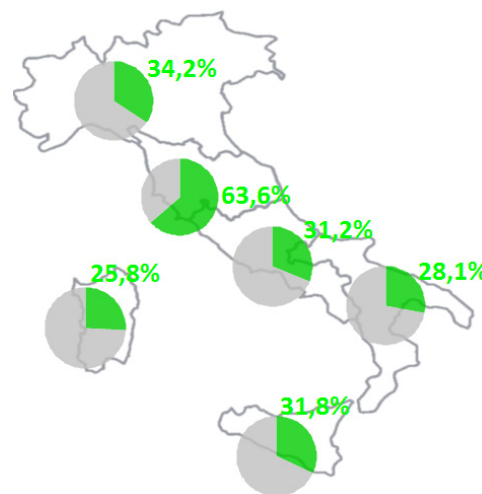
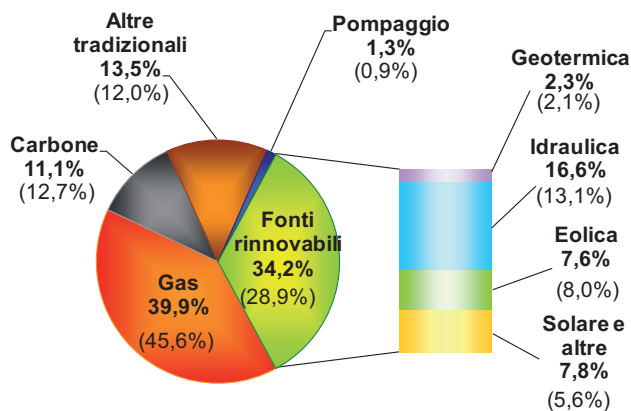
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.066	-14,5%	749	-10,9%	2.285	-21,6%	4.256	+5,5%	1.442	-10,1%	769	-20,2%	17.567	-11,2%
Gas	5.807	-15,6%	629	-18,4%	523	-44,6%	2.209	-2,5%	1.302	-11,8%	393	-23,9%	10.863	-15,5%
Carbone	1.085	-22,2%	58	-	1.527	-12,1%	-	-	-	-	361	-16,6%	3.031	-15,0%
Altre	1.174	+1,1%	62	-11,1%	234	+0,6%	2.048	+15,6%	140	+10,6%	15	+7,0%	3.672	+8,8%
Fonti rinnovabili	4.316	+34,7%	1.307	+8,9%	1.085	+3,1%	1.660	+3,1%	676	-3,5%	268	-26,4%	9.312	+14,5%
Idraulica	3.106	+25,0%	467	+8,2%	548	+15,4%	290	+22,9%	44	+30,1%	54	+73,4%	4.509	+22,1%
Geotermica	-	-	625	+5,1%	-	-	0	-74,1%	-	-	-	-	625	+4,9%
Eolica	10	+3,7%	18	+129,2%	331	-11,6%	1.008	-1,9%	525	-5,2%	169	-42,6%	2.061	-9,1%
Solare e altre	1.200	+69,0%	198	+18,9%	206	+1,3%	362	+5,0%	107	-4,8%	46	+15,3%	2.118	+34,4%
Pompaggio	226	+49,9%	-	-	108	+5,4%	-	-	3,93	+378,8%	4	+5328,5%	342	+34,4%
Totale	12.608	-1,4%	2.056	+0,8%	3.478	-14,5%	5.917	+4,8%	2.121	-7,9%	1.041	-21,6%	27.221	-3,4%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

A gennaio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 515 MWh (497 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato in import nel 99,2% delle ore (il 99,6% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 15,23 €/MWh si è ridotto rispetto ai 16,14 €/MWh di gennaio 2013, mentre la rendita generata, pari a 5,55 milioni di €, è

aumentata dell'1,7% (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è aumentata del 3,6% rispetto a gennaio 2013. Il 97,0% della capacità è stata allocata tramite il meccanismo del market coupling (97,1% nel 2013); solo il 3,0% non è stata utilizzata (1,8% 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
58,31	43,08	15,23	5,55	530	518	99,2%	91,4%	666	62	0,8%	-
(63,28)	(47,14)	(16,14)	(5,46)	(506)	(499)	(99,6%)	(91,7%)	(170)	(75)	(0,4%)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Gráfico 6: Delta prezzi: frequenza ore

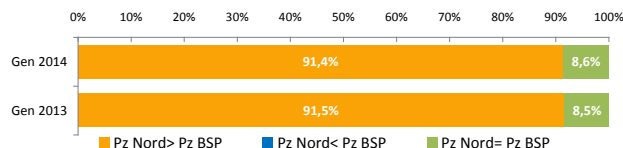
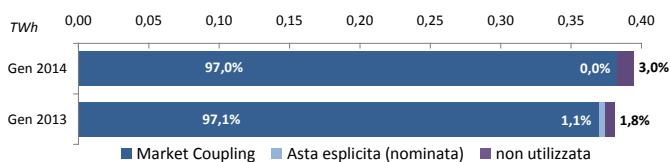


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto segnano una flessione tendenziale in tutte le sessioni di mercato attestandosi tra 58,28 €/MWh di MI2 e 65,62 €/MWh di MI4 che segna il minimo storico. 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 bassi in tutte le sessioni (Tabella 7 e Gráfico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati 1,9 milioni di MWh. Gli scambi su MI1 segnano la dodicesima flessione tendenziale consecutiva, attestandosi a 1,0 milioni di MWh (-15,2%). In calo anche gli scambi su MI2, pari a 513 mila MWh (-13,2%) ed MI4 con 185 mila MWh (-16,7%); aumentano, invece, i volumi su MI3 attestatisi a 203 mila MWh (+28,7%), massimo storico (Tabella 7 e Gráfico 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)	59,27	64,49	-8,1%	33.275	34.242	-2,8%
MI1 (1-24 h)	58,85 (-0,7%)	64,40 (-0,1%)	-8,6%	1.395	1.644	-15,2%
MI2 (1-24 h)	58,28 (-1,7%)	63,31 (-1,8%)	-7,9%	689	794	-13,2%
MI3 (13-24 h)	61,28 (-6,5%)	67,76 (-5,9%)	-9,6%	545	423	+28,7%
MI4 (17-24 h)	65,62 (-4,6%)	70,61 (-7,5%)	-7,1%	744	894	-16,7%

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

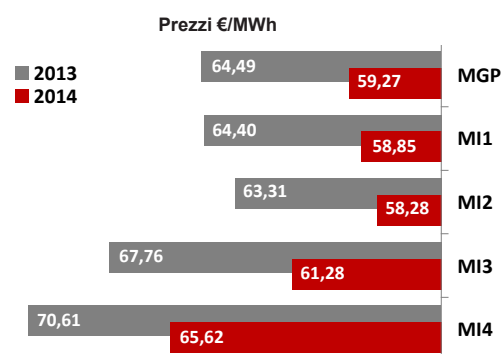
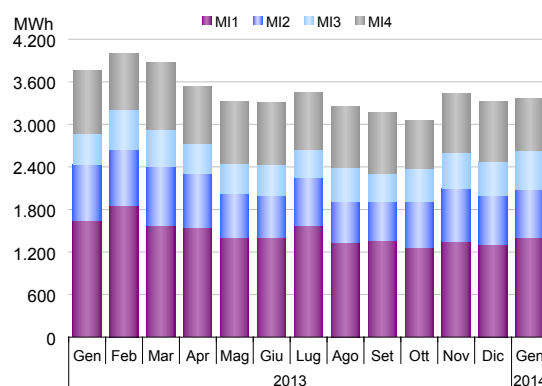
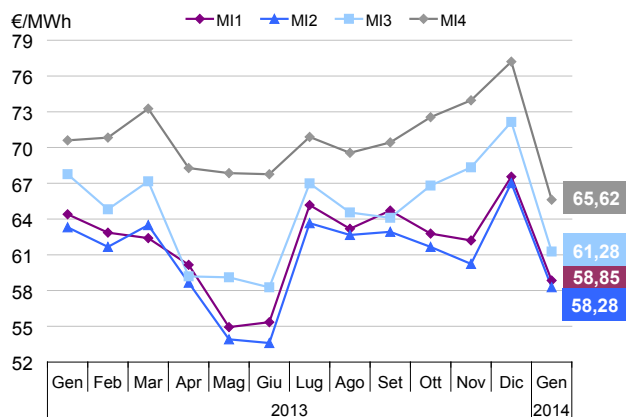


Gráfico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



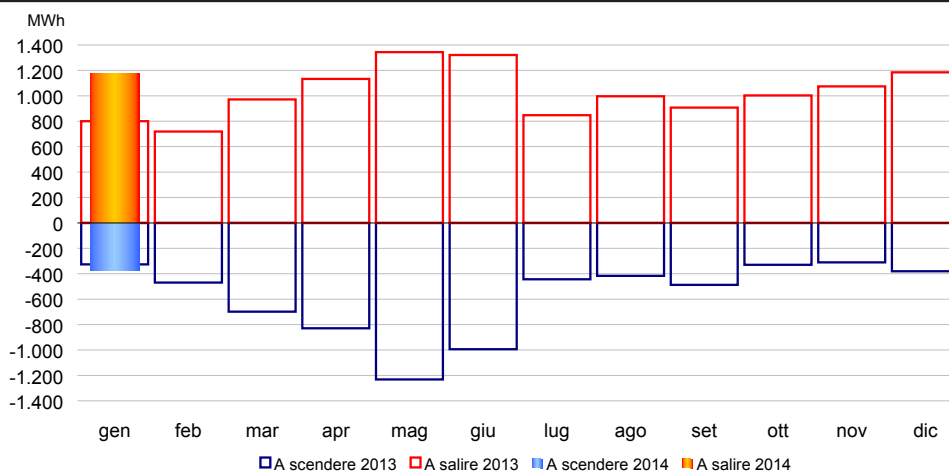
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A gennaio, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, in aumento tendenziale da undici mesi, salgono a 876 mila MWh (+47,1%), massimo da luglio 2013; anche le vendite di Terna sul mercato a scendere,

pari a 280 mila MWh, crescono del 15,3% su base annua, ma si confermano sui livelli più bassi di sempre, in linea con il secondo semestre 2013 (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a gennaio, si sono registrate 23 negoziazioni in cui si sono scambiati 115 contratti, pari a 375 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 345 contratti O.T.C., pari a 3,0 milioni di MWh, tutte per il prodotto *Anno 2015 Baseload*. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 36,1 milioni di MWh, in aumento dell'1,0% rispetto al mese precedente.

I prezzi dei prodotti in negoziazione nel mese hanno evidenziato ribassi solo per gli annuali (intorno al 5%) e per quelli con consegna più vicina (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto *Febbraio 2014* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 64,50 €/MWh sul baseload e 73,02 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.010 e 1.346 MW, per complessivi 3,0 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

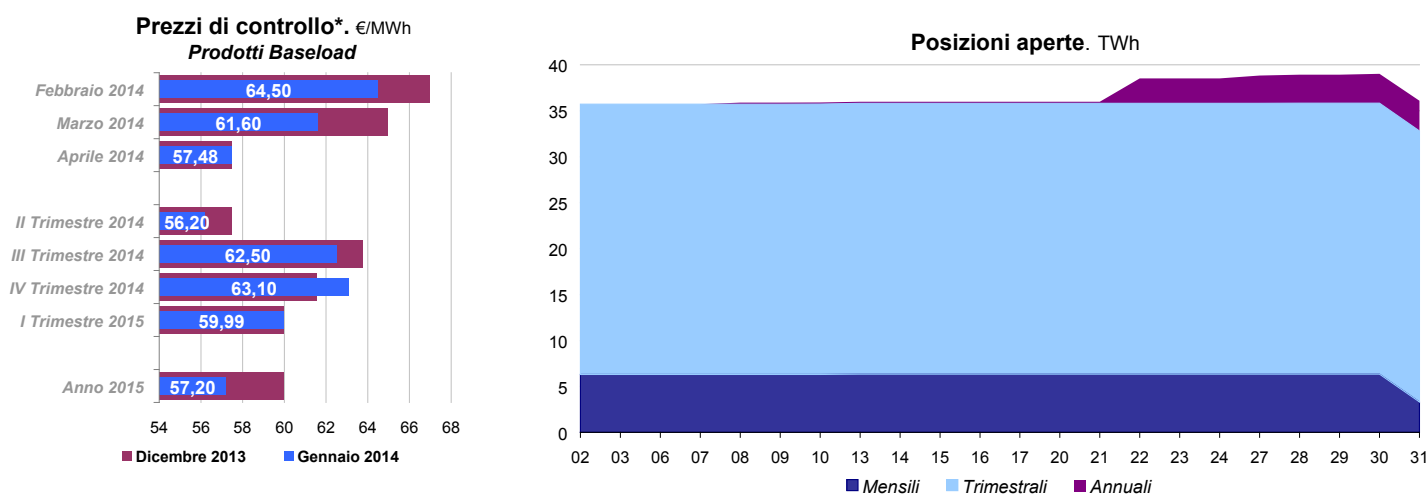
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Febbraio 2014	64,50	-3,7%	6	30	-	30	4.010	2.694.720
Marzo 2014	61,60	-5,2%	3	15	-	15	3.995	2.968.285
Aprile 2014	57,48	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2014	55,57	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	56,20	-2,2%	2	10	-	10	3.985	8.703.240
III Trimestre 2014	62,50	-2,0%	2	10	-	10	3.985	8.798.880
IV Trimestre 2014	63,10	+2,5%	3	15	-	15	3.985	8.802.865
I Trimestre 2015	59,99	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	57,20	-4,7%	6	30	345	375	375	3.285.000
Totale			22	110	345	455		32.558.270
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Febbraio 2014	73,02	-3,2%	-	-	-	-	1.346	323.040
Marzo 2014	70,27	-3,4%	-	-	-	-	1.346	339.192
Aprile 2014	61,97	+1,9%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2014	62,84	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	62,39	-0,4%	-	-	-	-	1.346	1.049.880
III Trimestre 2014	66,05	+1,1%	1	5	-	5	1.351	1.069.992
IV Trimestre 2014	72,68	+3,2%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
I Trimestre 2015	68,82	+1,4%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	63,72	-5,1%	-	-	-	-	-	-
Totale			1	5	-	5		3.525.096
TOTALE			23	115	345	460		36.083.366

* 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 gennaio 2014, dopo i ribassi dell'ultimo trimestre del 2013, tornano a segnare una crescita su base annua attestandosi a 31,3 milioni di MWh (+2,5%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,0 milioni di MWh, sono aumentate del 5,6%; il rialzo ha riguardato tutte le tipologie di contratto ad eccezione dei Baseload (-26,7%). In calo, per la prima volta dopo quasi tre anni, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,3 milioni di MWh (-17,7%) ed al 10,7% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (13,3% nel 2013) (Tabella 9).

Torna il segno più anche per la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che sale a 17,1 milioni di MWh (+2,8%).

I programmi registrati nei conti in immissione, interrompono la lunga serie di ribassi e per il secondo mese consecutivo segnano un rialzo su base annua (+44,4%), il più alto mai registrato, attestandosi a 9,2 milioni di MWh, ai massimi da oltre un anno; da ciò consegue la netta flessione (-22,9%) dello sbilanciamento a programma su tali conti, sceso a 7,9 milioni di MWh. In aumento anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 13,8 milioni di MWh (+2,2%), ed il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,3 milioni di MWh (+5,5%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo due rialzi congiunturali torna a diminuire attestandosi a 1,83 (-0,01 rispetto ad un anno fa) (Grafico 11).

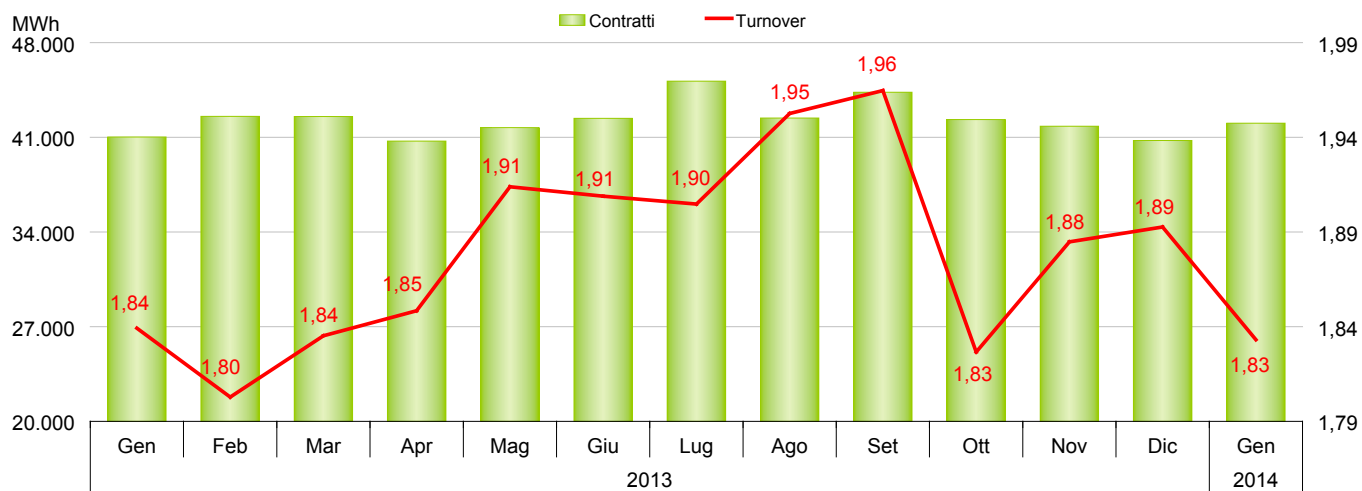
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE	MWh	Variazione	Struttura	PROGRAMMI						
				Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.196.971	-26,7%	19,8%	Richiesti	10.125.607	-9,5%	100,0%	13.800.195	+2,2%	100,0%
Off Peak	924.144	+10,0%	3,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.244.435	-58,9%	22,2%	-	-	-
Peak	1.253.734	+64,5%	4,0%	Rifiutati	968.052	-80,0%	9,6%	-	-100,0%	-
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	954.666	-80,3%	9,4%	-	-	-
Totale Standard	8.374.849	-16,7%	26,8%							
Totale Non standard	19.575.342	+19,3%	62,6%	Registrati	9.157.555	+44,4%	90,4%	13.800.195	+2,2%	100,0%
PCE bilaterali	27.950.191	+5,6%	89,3%	di cui con indicazione di prezzo	1.289.769	+108,4%	12,7%	-	-	-
MTE	3.332.616	-17,7%	10,7%	Sbilanciamenti a programma	7.908.061	-22,9%		3.265.422	5,5%	
TOTALE PCE	31.282.807	+2,5%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4.642.639	-35,2%	
POSIZIONE NETTA	17.065.617	+2,8%	54,6%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio, la domanda complessiva di gas naturale segna ancora una forte contrazione tendenziale (-10,7%) determinata ancora dai consumi del settore termoelettrico (-11,7%) e questo mese, a causa delle miti temperature, anche da quelli del settore civile (-13,8%). Sul lato offerta, in lieve ripresa la produzione nazionale (+1,1%), mentre si riducono le importazioni di gas naturale (-11,7%). In calo anche le erogazioni di gas naturale dagli stoccaggi (-11,0%) e

la giacenza negli stoccaggi a fine mese (-5,8%). Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 2,5 milioni di MWh (pari al 2,8% della domanda complessiva di gas naturale), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento (comparto G+1), ad un prezzo medio di 27,55 €/MWh, in linea con le quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

I consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 8.430 milioni di mc in calo del 10,7% su base annua, ai minimi per il mese di gennaio. Le temperature registrate nel mese, ben al di sopra delle medie stagionali, hanno notevolmente inciso sui consumi del settore civile scesi a 5.144 milioni di mc (-13,8%). I consumi del termoelettrico, dopo la tregua dei due mesi precedenti, tornano a segnare una riduzione in doppia cifra (-11,7%) attestandosi a 1.781 milioni di mc. In crescita, invece, i consumi del settore industriale che, con un rialzo dell'1,8% su base annua, si portano a 1.203 milioni di mc, ai massimi da aprile 2012, e le esportazioni, pari a 301 milioni di mc (+13,7%). Dal lato offerta, la produzione nazionale, dopo quattordici cali tendenziali consecutivi, segna una ripresa attestandosi a

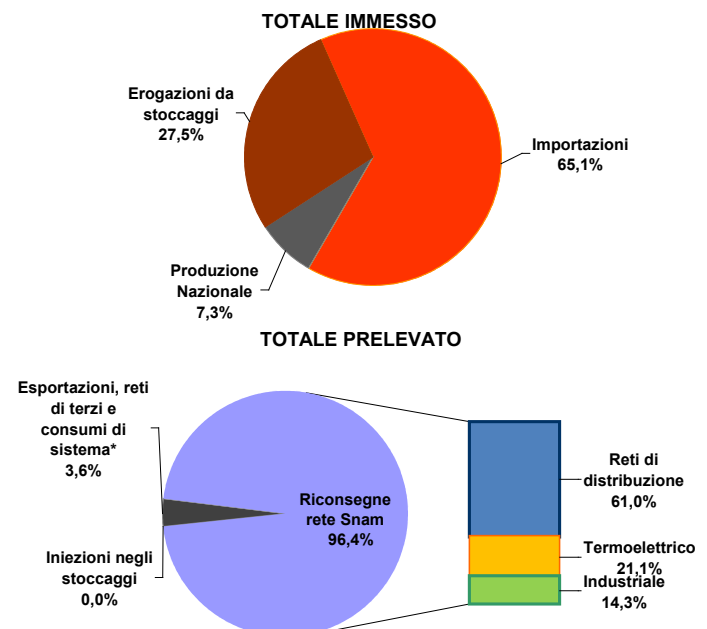
619 milioni di mc (+1,1% su base annua); in calo, invece, le importazioni di gas naturale, pari a 5.490 milioni di mc (-11,7%). Tra i punti di entrata in netta riduzione le importazioni da Mazara (-60,2%) e Gela (-17,0%) ed il rigassificatore di Cavarzere (-32,0%); ancora a regime ridotto il rigassificatore di Panigaglia. In deciso aumento invece le importazioni di gas da Tarvisio, pari a 3.088 milioni di mc (+19,4%), livello tra i più alti, e da Passo Gries (+182,8%). Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 2.320 milioni di mc di gas naturale, in calo dell'11,0% rispetto ad un anno fa; non sono state registrate iniezioni negli stoccaggi.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.490	58,1	-11,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	917	9,7	-60,2%
Tarvisio	3.088	32,7	+19,4%
Passo Gries	703	7,4	+182,8%
Gela	431	4,6	-17,0%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-97,6%
Cavarzere (GNL)	350	3,7	-32,0%
Livorno (GNL)	0	0,0	-
Produzione Nazionale	619	6,6	+1,1%
Erogazioni da stoccaggi	2.320	24,6	-11,0%
TOTALE IMMESSO	8.430	89,2	-10,7%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.203	12,7	+1,8%
Termoelettrico	1.781	18,8	-11,7%
Reti di distribuzione	5.144	54,4	-13,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	301	3,2	+13,7%
TOTALE CONSUMATO	8.430	89,2	-10,7%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	8.430	89,2	-10,7%

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



(continua)

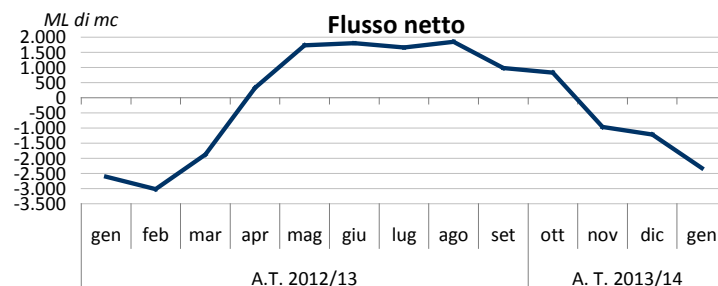
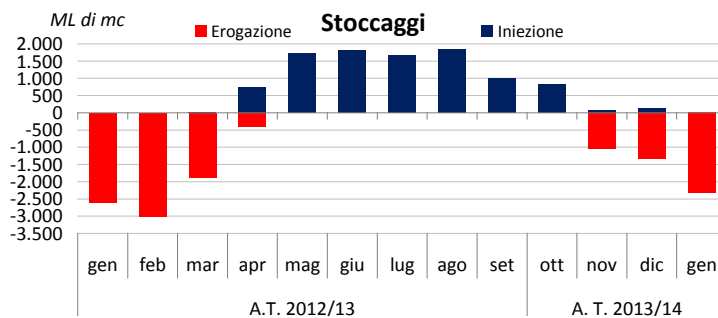
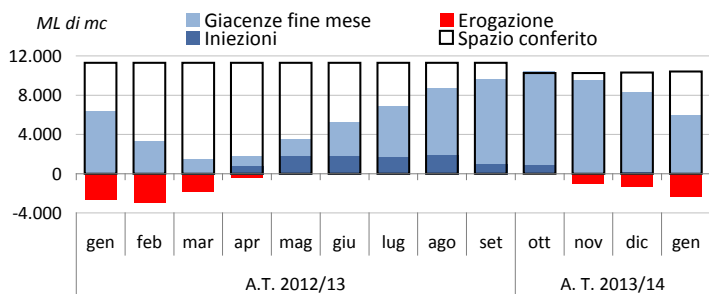
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.952 milioni di mc, in calo del 5,8% rispetto allo stesso giorno del 2013; con il rapporto giacenza/spazio conferito salito a 57,2% (56,0% nel 2013).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in aumento di 0,33 €/MWh (+1,2%) su base annua, si è attestata a 27,30 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2014)	5.952	-5,8%
Erogazione (flusso out)	2.320	-11,0%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	2.320	-11,0%
Spazio conferito	10.400	-7,9%
Giacenza/Spazio conferito	57,2%	+1,2 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A gennaio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,5 milioni di MWh, pari al 2,8% della domanda complessiva di gas naturale (3,5% a gennaio 2013), tutti nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato sul Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) e sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS).

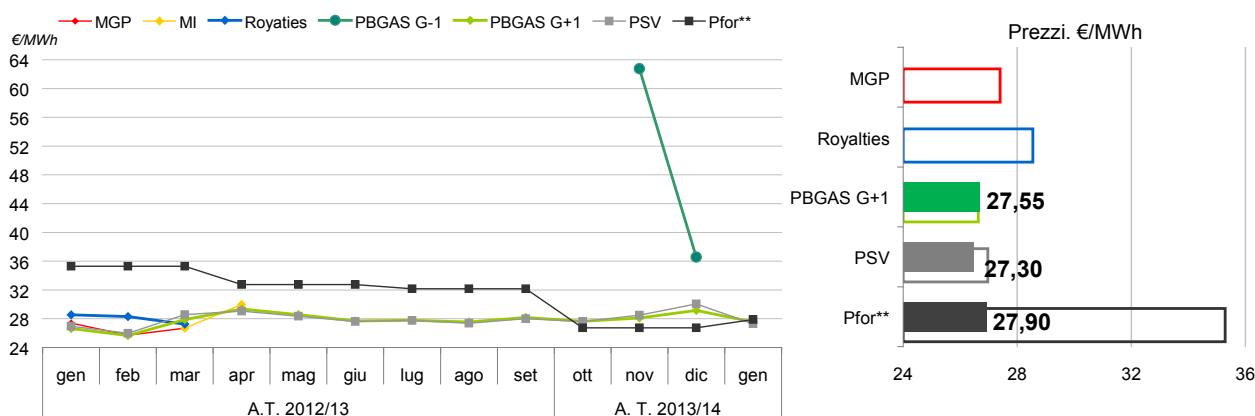
Anche nei comparti Royalties, Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	- (27,40)	-	-	-	(8.040)
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	-	-	-	-	-
Comparto G+1	27,55 (26,63)	26,42	28,66	2.456.425	(2.885.718)
P-GAS					
Royalties	- (28,55)	-	-	-	(620.310)
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-2014-01	-	-	27,574	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-02	-	-	29,267	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-02	-	-	29,207	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-03	-	-	31,119	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-04	-	-	28,614	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-05	-	-	26,511	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-02	-	-	28,321	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	27,644	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,194	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	28,347	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2014	-	-	27,981	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	28,775	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,983	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,560	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Il Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), anche questo mese, è l'unico che manifesta un'apprezzabile liquidità, nonostante il calo su base annua del 14,9% dei volumi scambiati, pari a 2,5 milioni di MWh. Il prezzo medio, in costante crescita tendenziale dallo scorso aprile, è salito a 27,55 €/MWh (+3,5%), più alto di 0,25 €/MWh anche rispetto alle quotazioni registrate al PSV.

Nei 17 giorni, sui 31 di gennaio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,4 milioni MWh, di cui l'89,4%, pari a 1,3 milioni di MWh, venduti dal Responsabile del

Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 27,44 €/MWh in crescita del 3,2% su base annua. Nei restanti 14 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,0 milioni di MWh, di cui l'88,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 27,70 €/MWh (+3,7%).

Complessivamente l'88,8% dei volumi scambiati (2,2 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 11,2% (274 mila MWh) da scambi tra operatori.

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato sul Comparto G-1 della Piattaforma di Bilanciamento.

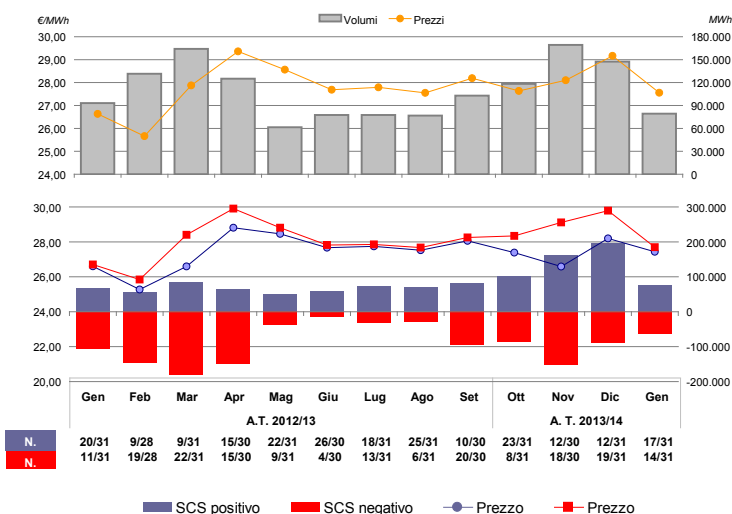
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, comparto G + 1 prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 17/31	negativo n.giorni 14/31
Prezzo. €/MWh	27,55	(+3,5%)	27,44	27,70
Acquisti. MWh	2.456.425	(-14,9%)	1.443.307	1.013.119
RdB	892.504	(-22,8%)		892.504
Operatori	1.563.921	(-9,6%)	1.443.307	120.614
Vendite. MWh	2.456.425	(-14,9%)	1.443.307	1.013.118
RdB	1.289.719	(-4,2%)	1.289.719	
Operatori	1.166.706	(-24,2%)	153.588	1.013.118

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	39	31	25



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel primo mese del 2014 nell'andamento di tutte le commodity si rileva una diffusa tendenza al ribasso che, in particolare nei prezzi di Brent e derivati, si manifesta attraverso flessioni congiunturali di moderata intensità, insolite per il periodo considerato. Ribassi più significativi si osservano sulle quotazioni di gas e elettricità, con queste

ultime in Italia e Francia scese a ridosso dei livelli minimi dell'ultimo semestre. Le dinamiche osservate su base spot sembrano peraltro rafforzarsi nelle aspettative espresse dai mercati a termine, decisamente ribassiste su tutte le commodity e su tutti gli orizzonti temporali.

Per la prima volta dal 2007, il mese di gennaio chiude con la quotazione spot del Brent in calo congiunturale (109,20 \$/bbl, -2%), superiore alle aspettative ribassiste manifestate a termine nel mese precedente e tale da annullare la lieve ripresa osservata a dicembre. Più forte la diminuzione rilevata su base tendenziale (-4%), a confermare l'andamento prevalente emerso nel trimestre finale del 2013. In tale contesto appaiono coerenti le quotazioni dei prodotti a termine, che sembrano assorbire le tendenze ribassiste del mercato spot, attestandosi attorno ai 106 \$/bbl (-3%) sui prodotti di prossima consegna.

I prezzi dei derivati del petrolio mostrano dinamiche molto simili, con riduzioni sia su base congiunturale (-3%) che tendenziale (-5%/-7%), con un valore rispettivamente di 911,70 \$/MT e di 590,46 \$/MT, quest'ultimo minimo da febbraio 2011.

Meno intensa, ma inserita all'interno di un trend

spiccatamente ribassista in atto ormai dal 2011, appare la diminuzione registrata sulle quotazioni europee del carbone, che si portano a 83 \$/MT (-1%), rinsaldando, per il terzo mese consecutivo, un perfetto allineamento con il prezzo sudafricano e restando, come di consueto, al di sotto del livello cinese. Quest'ultimo, al contrario, evidenzia una più forte caduta, che interrompe il trend crescente in atto dallo scorso ottobre. Sostanzialmente immutate su valori inferiori rispetto agli attuali risultano anche le aspettative di breve termine sui prezzi della commodity, previste in ripresa solo nel 2015.

In tale contesto, la crescita tendenziale del cambio dollaro/euro (1,36 \$/€, +3%) – pressoché immutato rispetto ai livelli registrati il mese scorso – consolida, nella conversione in moneta continentale dei prezzi dei combustibili, i cali osservati rispetto al 2013, spingendoli tra -6% e -9%.

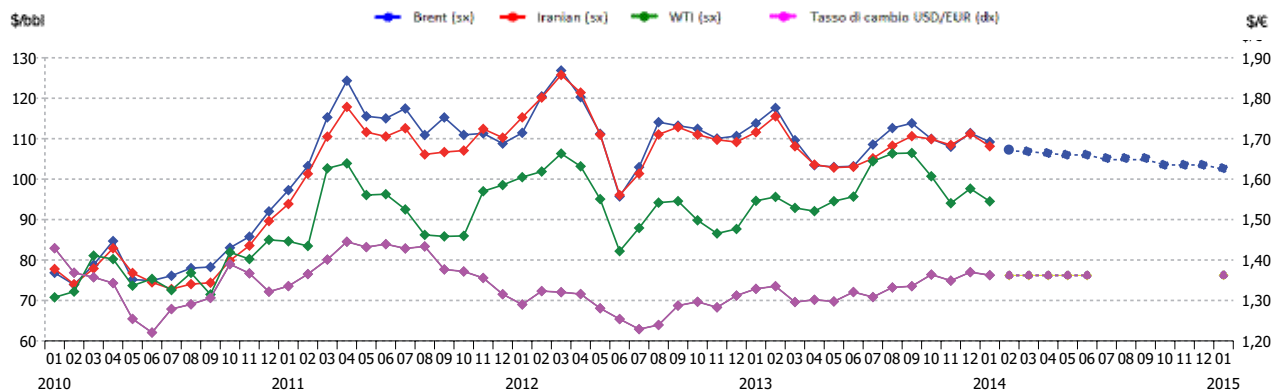
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
FUEL	UdM	Gen 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 14	Var M-1 (%)	Mar 14	Var M-1 (%)	Apr 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	109,20	- 2 %	- 4 %	110,47	106,99	- 3 %	106,82	- 3 %	106,34	-	100,61	- 7 %
Brent FOB	€/bbl	80,14	- 1 %	- 6 %	-	78,55	-	78,43	-	78,08	-	73,84	-
OLIO COMB.	\$/MT	590,46	- 3 %	- 7 %	595,20	585,69	- 4 %	588,36	- 3 %	590,12	-	571,35	- 6 %
0.1 FOB Barge	€/MT	433,31	- 2 %	- 9 %	-	430,02	-	431,99	-	433,29	-	419,35	-
GASOLIO	\$/MT	911,70	- 3 %	- 5 %	958,00	924,65	- 3 %	924,40	- 3 %	922,51	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	669,05	- 2 %	- 7 %	-	678,88	-	678,72	-	677,35	-	-	-
CARBONE	\$/MT	83,29	- 1 %	- 4 %	82,11	81,94	+ 0 %	80,96	- 1 %	80,63	-	85,87	+ 4 %
ARA Stm 6000K	€/MT	61,12	- 1 %	- 6 %	-	60,16	-	59,44	-	59,20	-	63,03	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,36	- 1 %	+ 3 %	-	1,36	- 1 %	1,36	- 1 %	1,36	-	1,36	- 1 %

Fonte: Thomson-Reuters

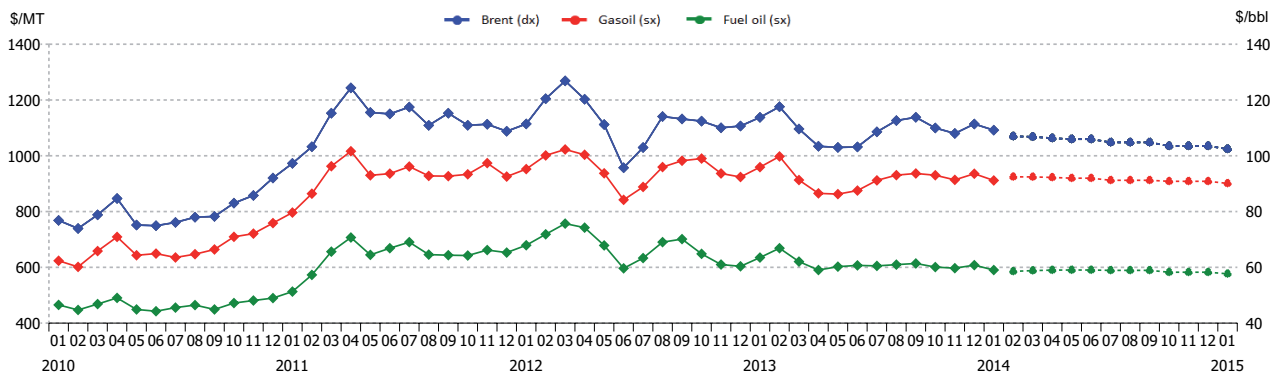
(continua)

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



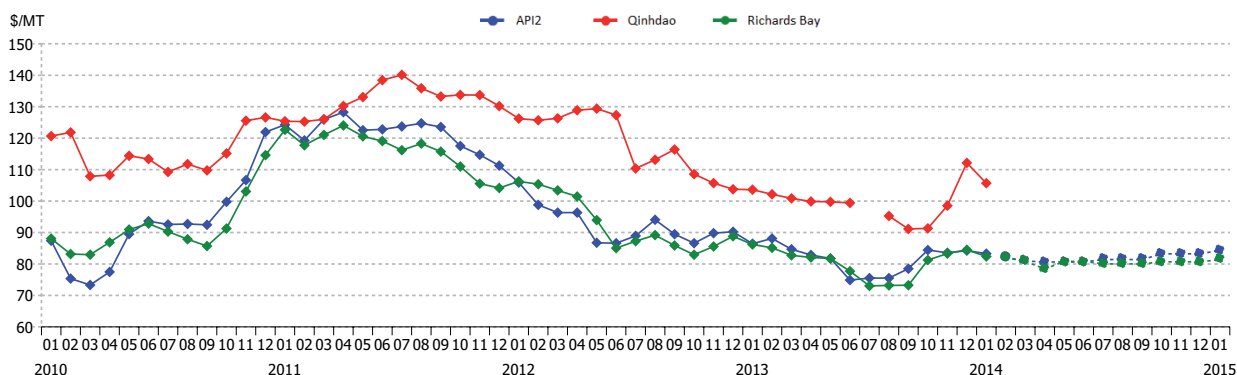
Fonte: Thomson-Reuters

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

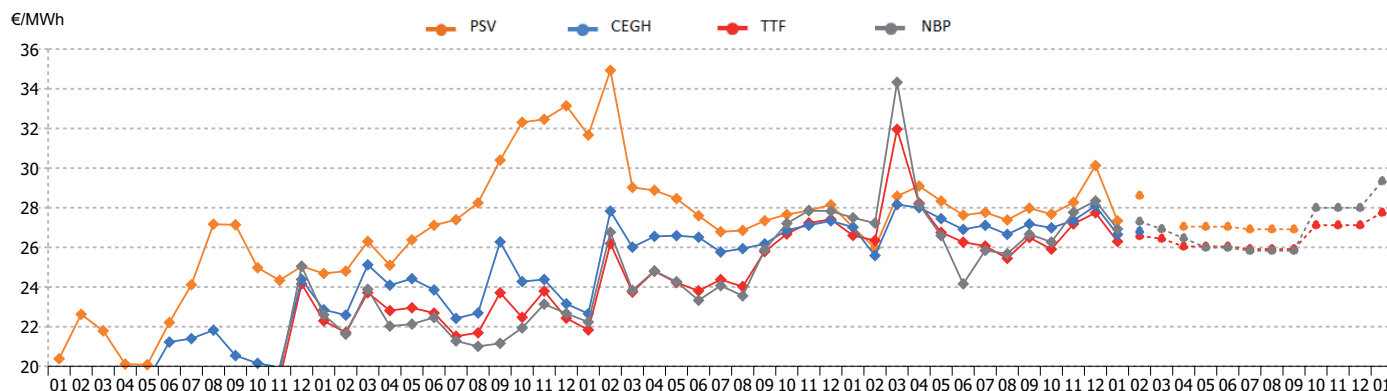
(continua)

Con maggior vigore, i prezzi spot rilevati nei principali hub europei del gas replicano le tendenze ribassiste di petrolio e derivati, mostrando tutti la stessa variazione congiunturale (-5%) e cali di minore intensità su base tendenziale (-1%/-2%). Le quotazioni rilevate in Olanda, Austria e Regno Unito si mantengono, dunque, tutte al di sotto dei 27 €/MWh, allontanandosi dai livelli raggiunti negli ultimi due mesi del 2013 (27/28 €/MWh), prospettati anche dalle aspettative espresse dagli operatori per il mese di gennaio. Ribassi ancor

più consistenti si rilevano al PSV, che scende a 27,34 €/MWh, dimezzando il distacco dagli altri riferimenti (+1 €/MWh circa), in virtù della più ampia diminuzione congiunturale registrata dal marzo del 2012 (-9%), quando il valore rientrava nella normalità dopo la fase di emergenza gas. In ottica futura, infine, i mercati a termine, assimilando gli esiti di quelli spot, rivedono al ribasso le attese per il prossimo bimestre, mostrando variazioni del -5%/-6%.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Gen 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 14	Var M-1 (%)	Mar 14	Var M-1 (%)	Apr 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	27,34	- 9 %	+ 1 %	29,40	28,61	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	26,30	- 5 %	- 1 %	27,15	26,58	- 6 %	26,44	-	-	-	26,39	- 1 %
CEGH	AT	26,65	- 5 %	- 1 %	27,50	26,82	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	26,92	- 5 %	- 2 %	27,97	27,30	- 6 %	26,92	- 6 %	26,46	-	27,11	- 1 %



Fonte: Thomson-Reuters

I segnali ribassisti emersi sui mercati dei combustibili sembrano peraltro incorporati dai mercati elettrici, che su base annua mostrano riduzioni significative, attestandosi sui 33/39 €/MWh in Europa centro-settentrionale (-17%/-33%) e a 59,27 €/MWh in Italia (-8%), dove il prezzo scende al di sotto dei 60 €/MWh, come non accadeva da giugno. Decisa la flessione della quotazione italiana anche rispetto a dicembre (-14%), in linea con le dinamiche osservate sul petrolio e sul prezzo spot del gas, combustibile di riferimento del parco di generazione

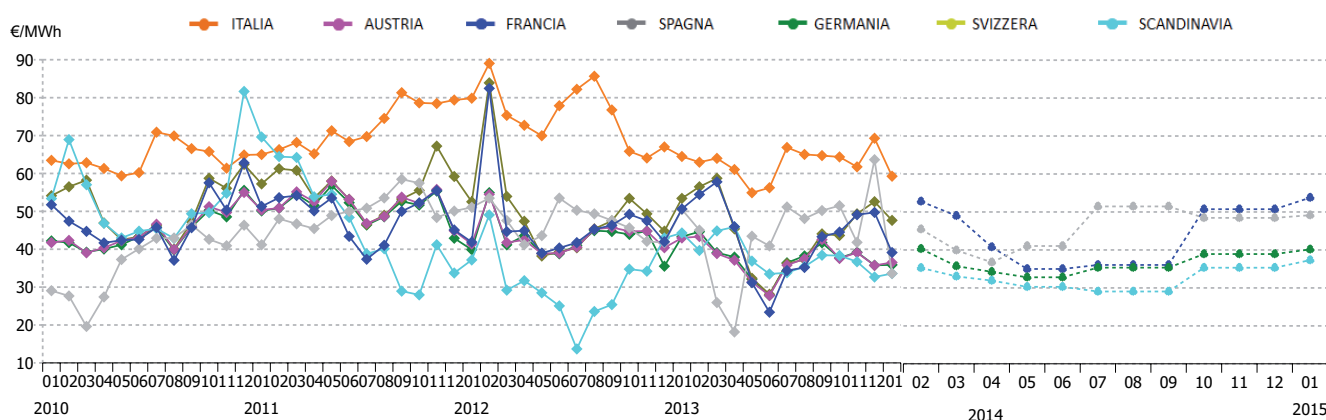
nazionale. A livello congiunturale si evidenziano anche il brusco decremento del prezzo francese (39,14 €/MWh, -21%), che torna a convergere al riferimento tedesco (35,87 €/MWh), e la forte discesa della quotazione spagnola (-47%), che riassorbe il picco mostrato il mese scorso e si attesta attorno ai 34 €/MWh, livello minimo dallo scorso aprile. Le dinamiche osservate a pronti risultano proiettate sui mercati a termine, che mostrano cali generalizzati delle quotazioni soprattutto nel breve termine.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Gen 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 14	Var M-1 (%)	Mar 14	Var M-1 (%)	Apr 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	59,27	-14 %	-8 %	-	65,14	-1 %	62,68	-3 %	57,38	-	59,64	-2 %
FRANCIA	39,14	-21 %	-23 %	57,38	52,78	-9 %	49,00	-4 %	40,75	-	42,71	-
GERMANIA	35,87	+0 %	-17 %	39,49	40,27	-8 %	35,74	-5 %	34,24	-	36,38	-
SPAGNA	33,62	-47 %	-33 %	54,00	45,45	-22 %	39,91	-17 %	36,75	-	49,56	-
AREA SCANDINAVA	33,60	+3 %	-24 %	33,70	35,28	-7 %	33,03	-6 %	31,92	-	33,02	-
AUSTRIA	36,52	+2 %	-15 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	47,62	-9 %	-11 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



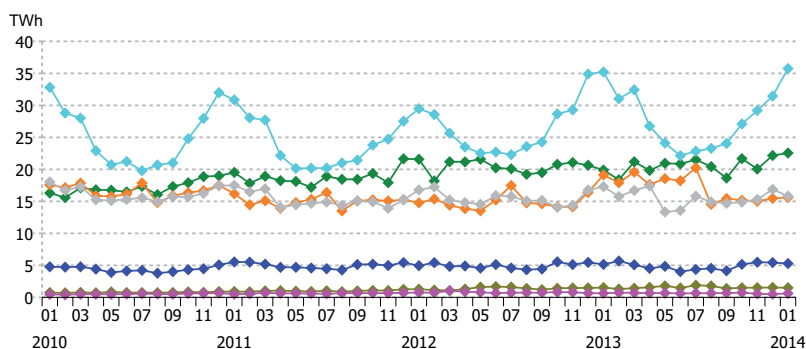
In termini di volumi, il primo mese del 2014 registra una flessione dei volumi rispetto al 2013 su tutte le principali borse continentali, tra le quali NordPool si conferma la più capiente, con 35,7 TWh scambiati (+14%). Più elevate le perdite tendenziali sui listini mediterranei, allineati poco sotto i 16

TWh (-9% in Spagna, -18% in Italia), mentre sfugge a questo andamento l'exchange di riferimento dell'area franco-tedesca, in crescita a ridosso dei 28 TWh, per effetto soprattutto del trend rialzista in atto sul mercato tedesco (+13%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Gen 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	15,6	+1 %	-18 %
FRANCIA	5,3	-3 %	+2 %
GERMANIA	22,6	+2 %	+13 %
SPAGNA	15,8	-6 %	-9 %
AREA SCANDINAVA	35,7	+14 %	+2 %
AUSTRIA	0,6	+23 %	-2 %
SVIZZERA	1,5	-3 %	-1 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di gennaio 2014 sul mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 216.185 TEE, in diminuzione rispetto ai 298.927 TEE scambiati a dicembre.

Dei 216.185 TEE sono stati scambiati 63.203 TEE di Tipo I, 116.614 TEE di Tipo II, 2.395 TEE di Tipo II CAR, e 33.973 TEE di Tipo III.

Rispetto al mese di dicembre, si registra un aumento dei prezzi medi pari a 0,33% per la Tipologia I, 0,43% per la Tipologia II, 0,33% per la Tipologia II CAR e 1,24% per la Tipologia III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di

106,40 € (rispetto a 106,05 € di dicembre), i titoli di Tipo II ad una media di 106,53 € (rispetto a € 106,07 di dicembre), i titoli di Tipo II-CAR ad una media di 106,44 € (rispetto a 106,09 € di dicembre), i titoli di Tipo III ad una media 107,37 € (rispetto a 106,05 € di dicembre).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 531.670 (52.177 di Tipo I, 260.346 di tipo II, 169.465 di Tipo II CAR e 49.682 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 24.523.496. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di gennaio 2014.

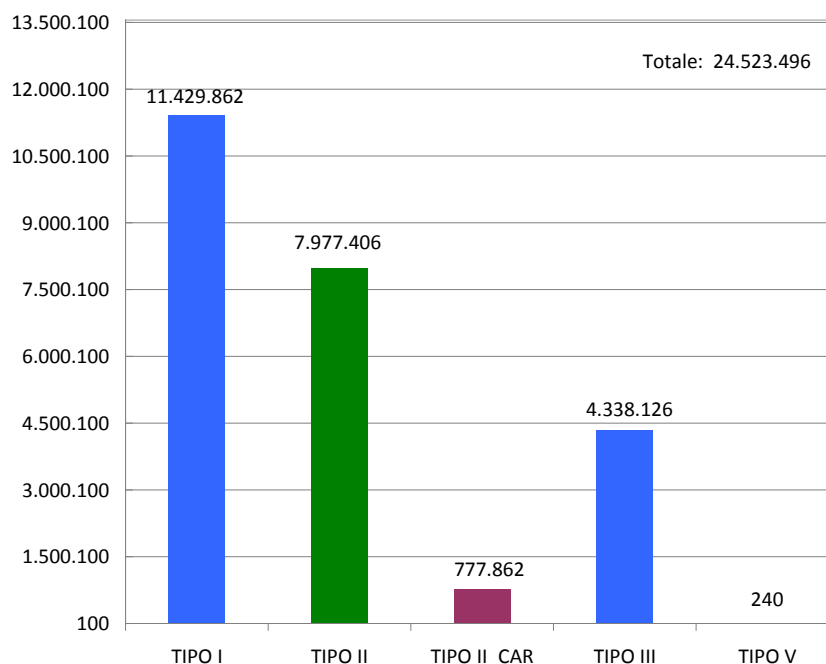
TEE, risultati del mercato del GME - gennaio 2014

Fonte: GME

Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
63.203	116.614	2.395	33.973
6.724.567,15	12.423.323,13	254.933,38	3.647.744,49
105,70	105,00	105,97	105,50
108,15	108,20	108,00	110,00
106,40	106,53	106,44	107,37

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

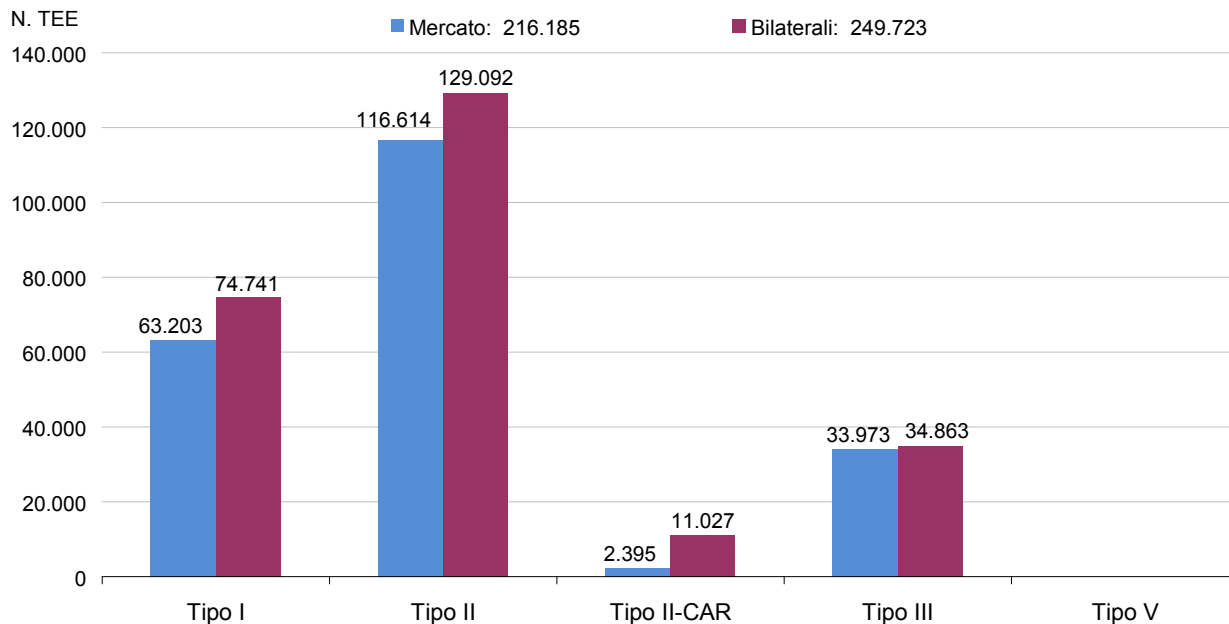
Fonte: GME



(continua)

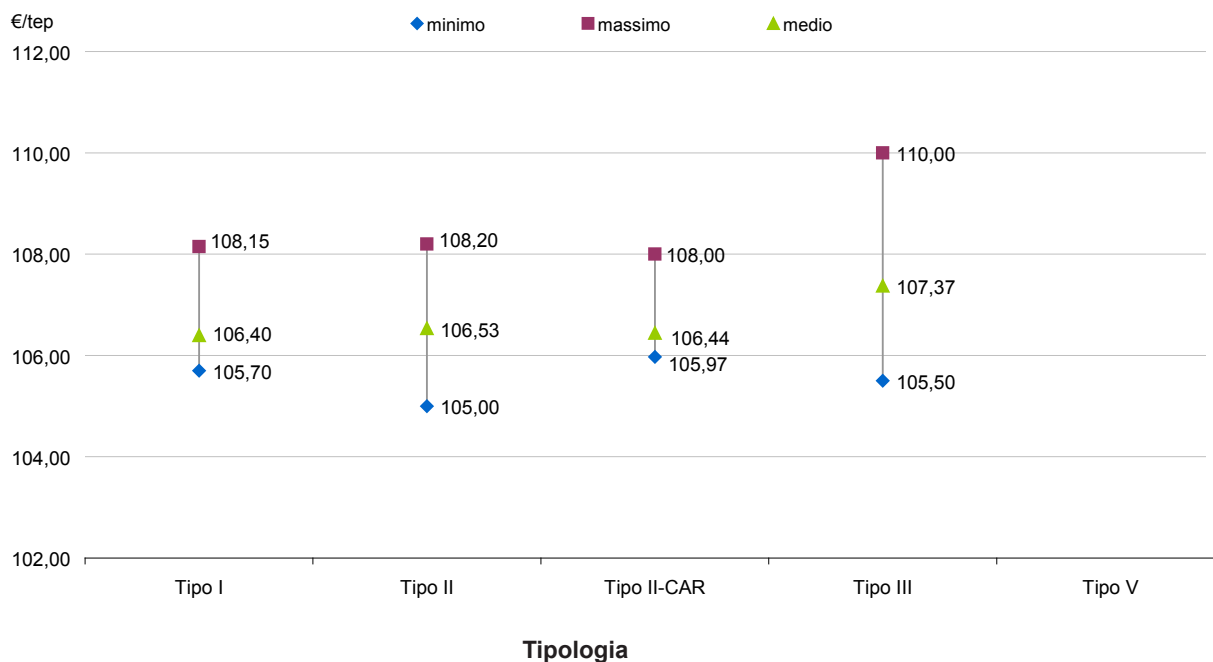
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



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

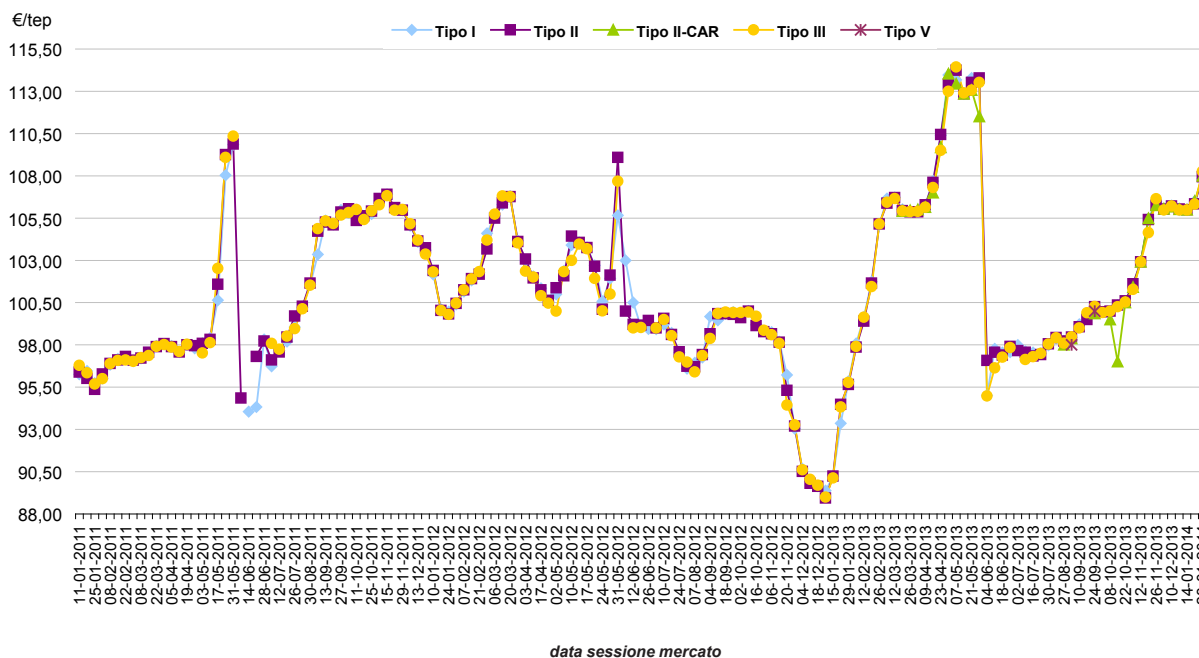
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011 a gennaio 2014)

Fonte: GME



Nel corso del mese di gennaio 2014 sono stati scambiati 249.723 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

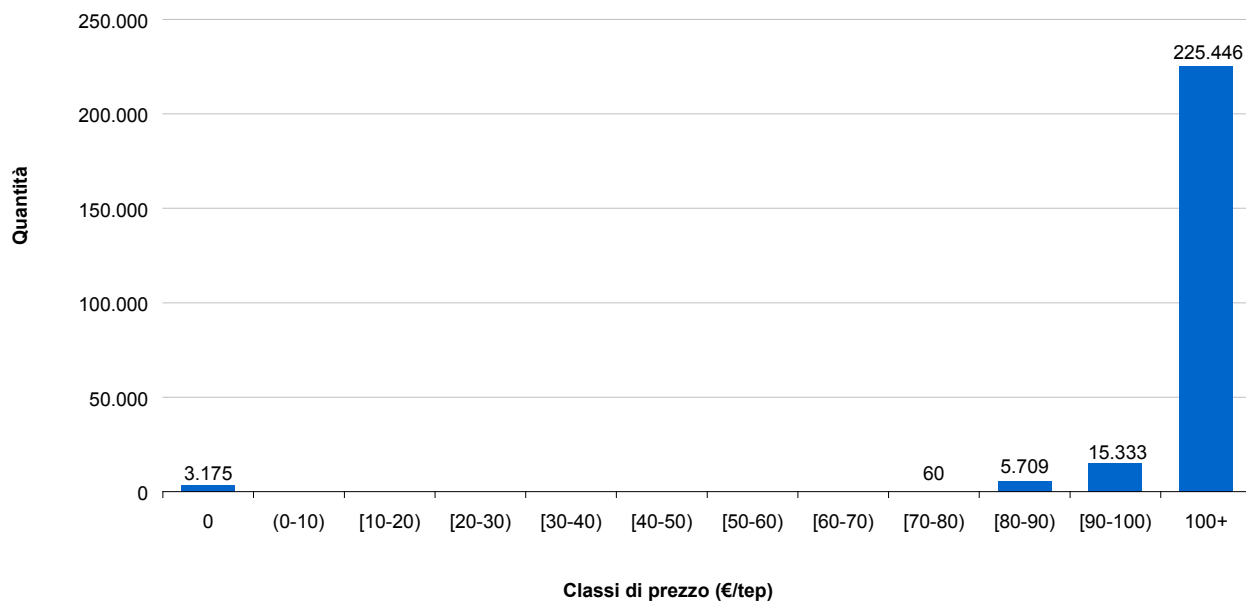
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 102,67 €/tep (105,33 €/tep lo scorso dicembre),

minore di 3,95 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 106,62 €/tep (90,07 €/tep a dicembre 2012).

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

TEE scambiati per classi di prezzo - gennaio 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di gennaio 2014, sono stati scambiati 811.618 CV (1.097.537 CV scambiati nel mese di dicembre 2013).

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV con anno di riferimento 2013 IV Trim con un volume pari a 358.461 (contro gli 88.397 CV IV Trim di dicembre), dei CV con anno di riferimento 2013 II Trim con una quantità presente sul mercato pari a 136.251 (260.763 CV 2013 II Trim, il mese scorso) e dei CV 2013 III Trim con una quantità pari a 134.069 CV (213.471 CV 2013 III Trim a dicembre).

Seguono i CV 2013 I Trim con un numero di certificati scambiati pari a 82.335 (434.887 CV 2013 I Trim, la quantità presente sul mercato il mese scorso), i CV 2012 con un volume pari a 73.541 (93.662 CV 2012 i titoli quotati nel mese di dicembre) e i CV 2012 TRL, non presenti lo scorso mese sulla piattaforma CV, con un numero di certificati pari a 13.914.

Scambi ancora più modesti registrati per i CV 2011, con 13.047 titoli movimentati sulla piattaforma (6.357 i volumi dei CV 2011 a dicembre).

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV

nel mese di gennaio, è stato osservato un trend in aumento rispetto al mese precedente, infatti i CV 2013 IV Trim, i CV 2013 III Trim e i CV 2012, hanno fatto registrare un prezzo medio pari rispettivamente a 87,98 €/MWh, 87,99 €/MWh, e 86,30 €/MWh, con un aumento rispetto al mese di dicembre di 3,18 €/MWh, 1,76 €/MWh e 1,73 €/MWh, mentre i CV_2013 II Trim e i CV 2013 I Trim hanno segnato un aumento del prezzo medio di 1,51 €/MWh e di 0,63 €/MWh, con un prezzo medio registrato rispettivamente pari a 88,03 €/MWh e 88,42 €/MWh.

Per quanto riguarda i CV 2011 il prezzo medio ponderato è stato pari a 85,08 con un aumento pari a 0,34 €/MWh rispetto al mese precedente e infine il prezzo medio dei CV 2012 TRL rilevato a gennaio è stato pari a 87,49 €/MWh.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di gennaio 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.

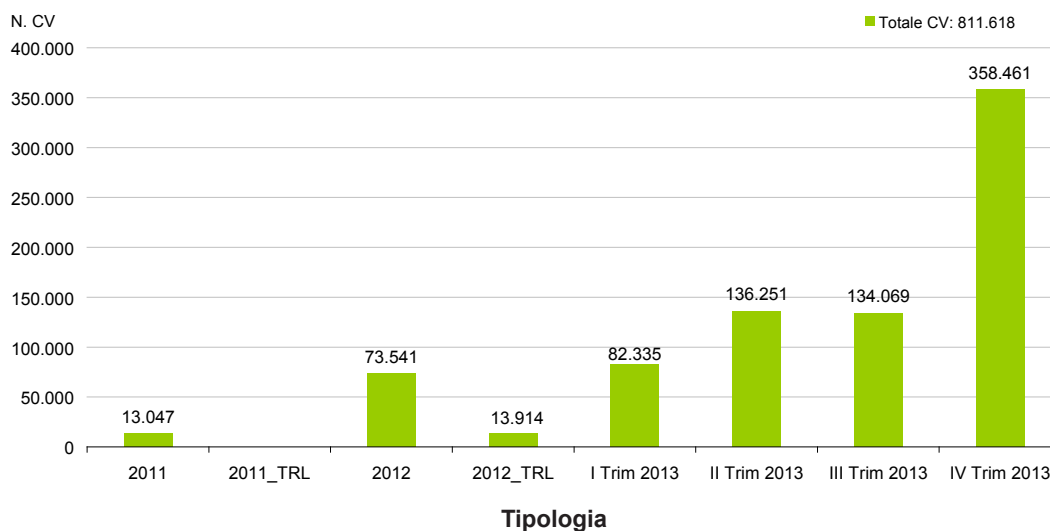
CV, risultato del mercato GME - gennaio 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento						
	2011	2012	2012_TRL	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013
Volumi scambiati (n.CV)	13.047	73.541	13.914	82.335	136.251	134.069	358.461
Valore Totale (€)	1.110.047,40	6.346.419,03	1.217.387,61	7.279.710,35	11.994.208,07	11.797.392,80	31.536.910,05
Prezzo minimo (€/CV)	84,80	84,40	84,10	87,50	87,45	85,00	85,00
Prezzo massimo (€/CV)	85,50	89,00	88,70	89,40	88,90	88,94	88,90
Prezzo medio (€/CV)	85,08	86,30	87,49	88,42	88,03	87,99	87,98

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

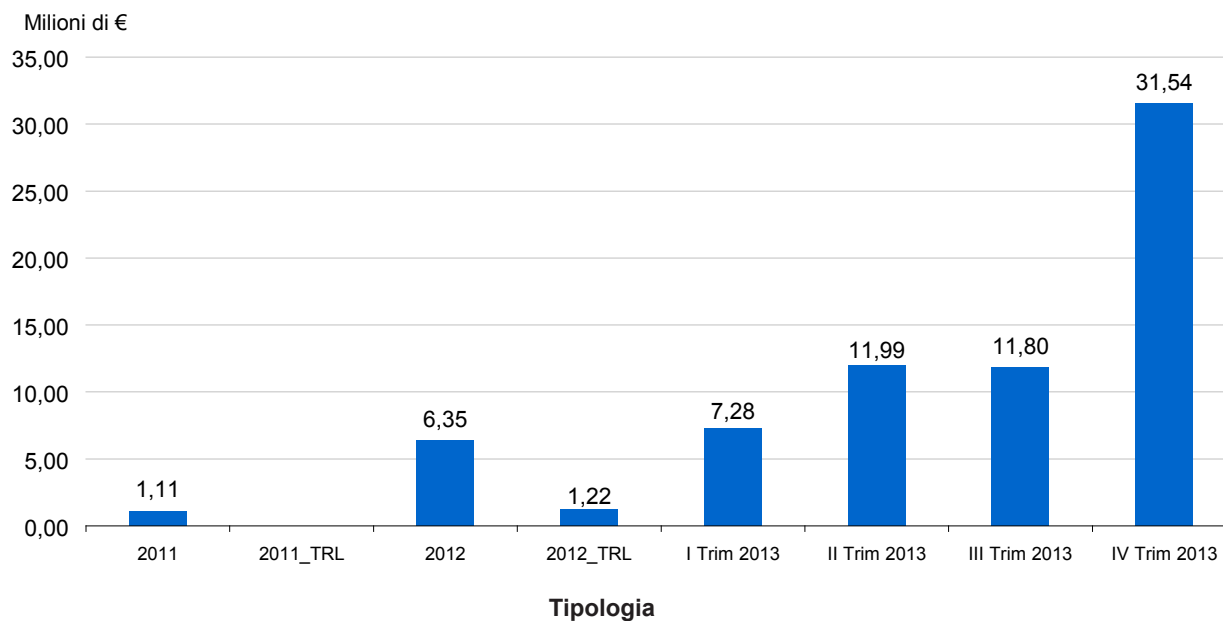
Fonte: GME



(continua)

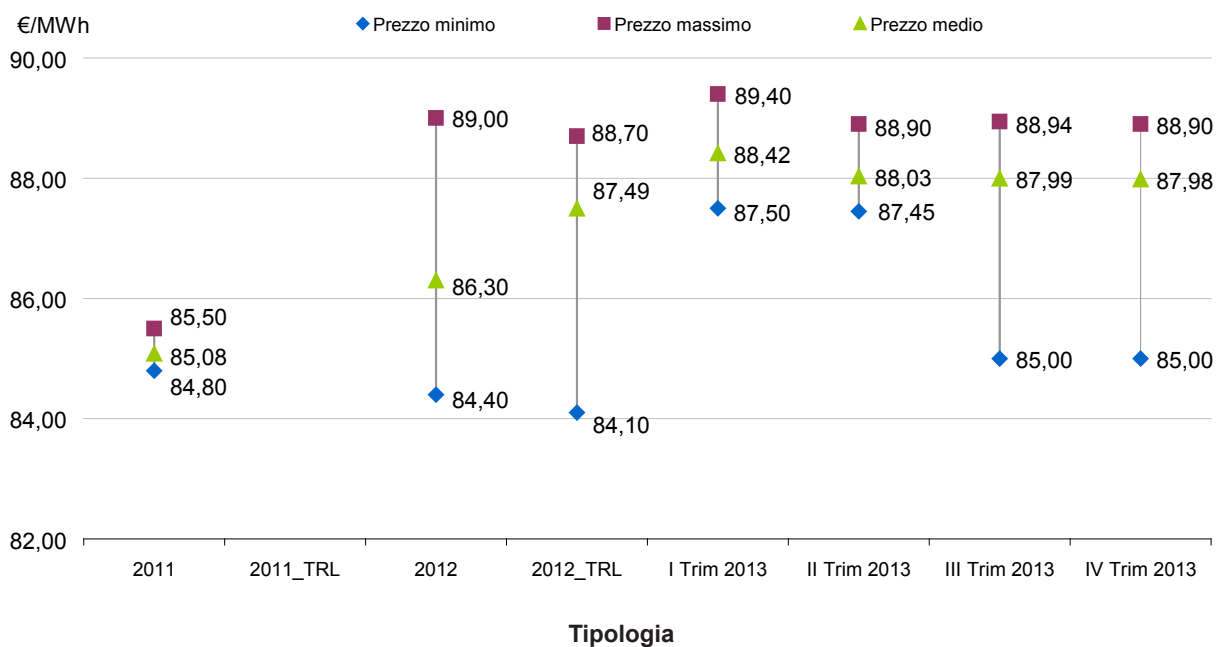
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



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

Fonte: GME

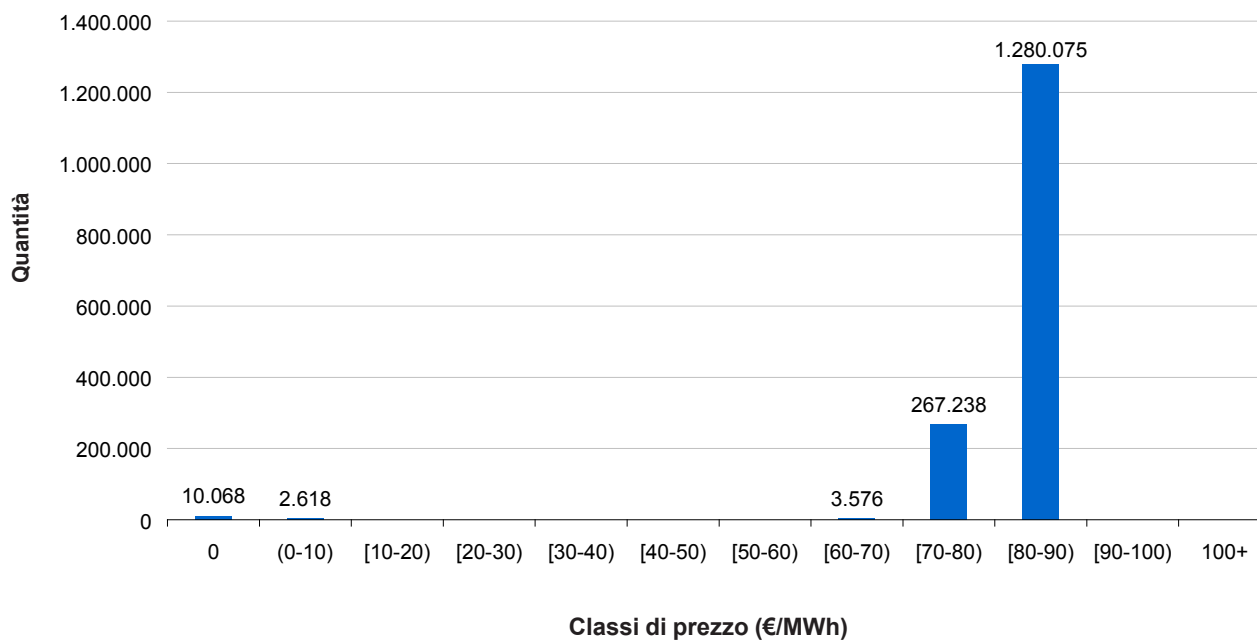


(continua)

Nel corso del mese di gennaio 2014 sono stati scambiati (il mese scorso) delle varie tipologie. 131.861.221 CV, attraverso contratti bilaterali, (6.076.400 CV

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - gennaio 2014

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, minore di 3,5 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato nel corso del mese di gennaio, è stata pari a 84,33 €/MWh, organizzato (87,83 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

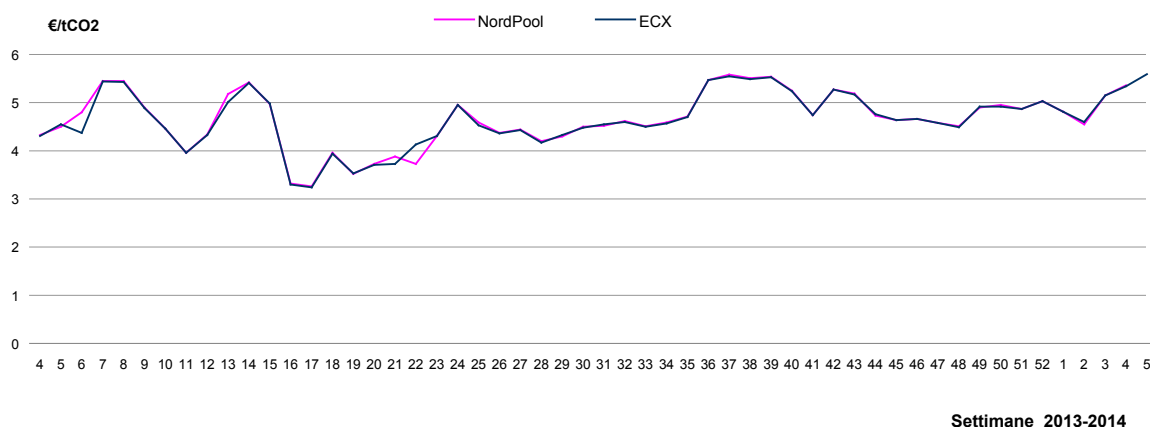
■ Le aste effettuate sulla Borsa EEX dalla Germania hanno immesso sul mercato un numero di EUA Fase III pari a 84.130.500 (50.172.500 EUA Fase III lo scorso mese di dicembre).

Il programma di backloading, stante il rialzo dei prezzi, sembra aver intrapreso la giusta direzione anche se la Commissione Industria del Parlamento UE resta fortemente contraria

soprattutto sul numero delle quote da bloccare nel 2014. Il titolo di riferimento si conferma questo mese il migliore sulle piazze dei derivati sulle commodities. Riguardo le rilevazioni dei prezzi settimanali, il contratto spot (EU Emission Allowances 2013-2020) registrato sul mercato EEX, ha evidenziato un andamento pari a 4,5 €/tonn a inizio mese e 5,55 €/tonn a fine mese.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



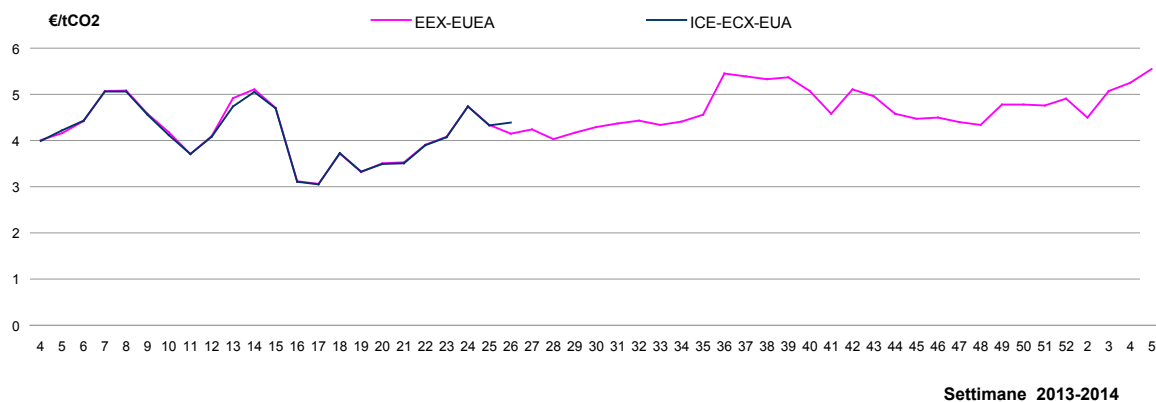
(continua)

In relazione, all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price a 4,62 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 4,36 €/tonn.

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

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



NUOVO PACCHETTO CLIMA-ENERGIA E TARGET AL 2030

di Emanuele Vendramin (RIE)

(continua dalla prima)

A differenza delle fasi precedenti viene, invece, escluso l'utilizzo dei crediti internazionali nell'ETS (il raggiungimento degli obiettivi sarà quindi conseguito unicamente mediante misure interne). Qualora in sede di negoziati internazionali si riuscisse a definire un nuovo accordo globale sul clima contenente chiari obiettivi emissivi per i principali Paesi emettitori la Commissione si riserva la possibilità di inasprire ulteriormente il target emissivo previsto con l'opzione di reintrodurre alcuni strumenti di flessibilità quali l'impiego dei crediti internazionali. Il secondo obiettivo proposto riguarda la percentuale di fonti rinnovabili nel mix energetico europeo che sale al 27% entro il 2030. Tuttavia, a differenza dell'obiettivo emissivo, il target risulta vincolante solo per l'Unione, non prevedendo quindi sotto-obiettivi da allocare ai singoli Stati membri. Viene così lasciato un ampio margine di flessibilità agli Stati per definire, di concerto con la Commissione, la propria quota di rinnovabili ed il proprio contributo per il conseguimento dell'obiettivo europeo al 2030. La Commissione sostiene, infatti, che i due target sono strettamente collegati e complementari, dato che il perseguimento dell'obiettivo emissivo consentirà già di per sé di raggiungere la quota del 27% di fonti rinnovabili, per cui l'obiettivo europeo diventa indispensabile per garantire una visione di lungo periodo agli investitori, mentre l'assenza di obblighi nazionali consentirà una maggiore efficienza nell'allocazione delle risorse ed un maggior interscambio dell'energia verde tra gli Stati membri. Il pacchetto di proposte non contiene invece target per l'impiego di rinnovabili nei trasporti e sospende, a partire dal 2020, ogni sorta di incentivazione ai biocombustibili derivanti da prodotti utilizzati in ambito alimentare.

A differenza del 20-20-20 non vengono definiti obblighi riguardo l'efficienza energetica, nonostante essa venga considerata uno dei cardini della politica climatica europea, rimandando al secondo semestre di quest'anno, quando verrà rivista la Direttiva sull'Efficienza Energetica a fronte dei risultati raggiunti dall'Unione, un suo rafforzamento ed eventualmente una sua estensione al 2030.

Oltre alla definizione di obiettivi climatici il nuovo pacchetto contiene una serie di misure volte a ristrutturare il mercato europeo del carbonio, che attualmente vede minata la sua credibilità a causa dell'enorme surplus di permessi (che tra titoli EUA e crediti internazionali ammonta a quasi due miliardi di quote) e del conseguente crollo dei prezzi, e a rimodellare lo strumento in modo da renderlo più efficace nel rispondere alle dinamiche del mercato. Viene così introdotto un meccanismo di riserva (una sorta di banca centrale della CO2 con il compito di regolare il quantitativo di permessi presenti sul mercato) che cercherà di riassorbire l'eccesso di quote in circolazione e riportare fiducia agli operatori. La riserva, che avrà regole ben definite e precise, non lascerà margini di discrezionalità alla Commissione o agli Stati membri, e permetterà un aggiustamento dinamico

del mercato, regolando automaticamente il numero di quote da mettere all'asta e rappresenterà, al tempo stesso, anche uno strumento di flessibilità dato che potrà immettere permessi sul mercato in caso di improvvisi e temporanei aumenti della domanda mitigando l'impatto sull'industria e sui settori esposti alla concorrenza internazionale (carbon leakage). L'intervento che segue di poco la formale approvazione della proposta di backloading (in cui la Commissione ha ricalendarizzato il numero di permessi da mettere all'asta durante il periodo 2013-2020) dovrebbe, inoltre, avere delle ripercussioni sui prezzi dei permessi anche nel breve periodo, risollevandoli dai minimi toccati tra aprile e maggio 2013. La riserva diverrà operativa dal 2021 quando, restituite le quote accantonate con il backloading, il mercato affronterà un nuovo picco di offerta.

Altre modifiche riguardano il completamento del mercato unico dell'energia elettrica e del gas e lo spostamento dei sussidi dalle tecnologie rinnovabili ormai mature a nuove tecnologie ad elevato potenziale. In base all'analisi condotta dalla Commissione e riportata nell'impact assesment che accompagna il pacchetto, un mercato comunitario integrato e competitivo potrà, infatti, portare a risparmi compresi tra 40-70 miliardi di euro al 2030 a tutto vantaggio della piccola industria e dei consumatori domestici. Verranno inoltre mantenuti gli attuali criteri di allocazione per i settori esposti al rischio delocalizzazione (carbon leakage) ed una revisione della lista dei settori esposti non avverrà prima del 2020. Al fine di preservare la sicurezza nelle forniture energetiche proseguiranno le attività per l'esplorazione di nuovi giacimenti di combustibili fossili (in particolar modo gas metano) e di combustibili non convenzionali (shale gas), nonché i programmi nucleari nel pieno rispetto della normativa europea esistente e delle scelte energetiche degli Stati membri. Saranno incentivate le realizzazioni di infrastrutture di interconnessione transfrontaliere delle reti elettriche e del gas così come gli sforzi degli Stati membri per ridurre l'intensità energetica e migliorare le performance degli edifici, dei prodotti e dei processi.

Gli Stati membri potranno contribuire autonomamente ad ulteriori riduzioni emissive nei trasporti attraverso forme di tassazione sui combustibili e sui veicoli, applicando una carbon tax, in linea con la proposta di Direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici. A livello internazionale invece l'Europa parteciperà attivamente e di concerto con l'ICAO (International Civil Aviation Organisation) per definire un meccanismo finalizzato a ridurre le emissioni dell'aviazione a partire dal 2020, così come per trovare le misure più appropriate per abbattere le emissioni del trasporto marittimo. Infine, per assicurare che tutti i settori contribuiscano in maniera efficiente agli sforzi di mitigazione del cambiamento climatico, gli assorbimenti di gas serra derivanti dalla gestione del suolo e delle foreste (LULUCF) saranno inclusi nei target nazionali di riduzione al 2030.

NUOVO PACCHETTO CLIMA-ENERGIA E TARGET AL 2030

(continua)

La situazione attuale e la proiezione al 2030 in base al modello PRIMES

Analizzando la posizione dell'Unione e dell'Italia rispetto ai target climatici contenuti nella proposta di nuovo pacchetto, in base agli ultimi dati a consuntivo disponibili (2012) e agli scenari elaborati con il modello PRIMES, per l'Europa a 28 si evince che:

- ha già ridotto del 18% rispetto al 1990 le proprie emissioni di gas serra e, sulla base delle politiche già implementate, è attesa un'ulteriore riduzione del 24% al 2020 che aumenterà fino al 32% al 2030;
- la quota di energia rinnovabile nel 2012 si attesta al 13% dei consumi finali lordi e, sempre sulla base delle politiche già implementate, si porterà al 21% del mix nel 2020 e al 24% nel 2030;
- l'intensità energetica si è ridotta del 24% tra il 1995 ed il 2011, con un miglioramento nell'industria del 30%;
- l'intensità carbonica è diminuita del 28% tra il 1995 ed il 2010.

Per l'Italia invece la performance climatica risulta la seguente:

- nel 2012 le emissioni di gas serra sono risultate inferiori del 10% rispetto al 1990 e, sulla base delle politiche già implementate, è attesa un'ulteriore riduzione del 14% al 2020 che aumenterà fino al 20% al 2030;
- nel 2012 la percentuale di energia rinnovabile in rapporto ai consumi finali lordi si attesta all'11,5%, che, sempre sulla base delle politiche già implementate, crescerà fino al 17,5% nel 2020 e al 20% nel 2030.

Limitandosi all'analisi dei dati europei, non essendo ancora nota la disaggregazione del target emissivo per l'Italia, si tratta di obiettivi in linea con la curva di riduzione già esistente e che non dovrebbero richiedere un significativo impegno supplementare. Per quanto riguarda le emissioni lo sforzo aggiuntivo sarebbe pari ad un 8%, mentre per le rinnovabili soltanto un 3% rispetto allo scenario tendenziale. Tali obiettivi richiederebbero sicuramente una prosecuzione delle politiche ambientali implementate finora (il taglio delle emissioni del 40% è il doppio di quanto stabilito per il 2020), ma comunque si prefigurano come raggiungibili.

I commenti

Ancor prima che venisse pubblicata la proposta di riforma del pacchetto clima-energia si erano mosse le varie lobby: l'industria energivora per un unico target, quello emissivo, e di portata inferiore (35%), le associazioni ambientaliste che chiedevano tutti i target vincolanti e quello emissivo più ambizioso (50-55%). Gli Stati membri si sono espressi in ordine sparso a seconda degli interessi specifici o di chi rilasciava dichiarazioni. Facendo tesoro della breve esperienza di politiche climatiche in Europa si possono muovere alcune

considerazioni. A dicembre 2008, durante la definizione del primo pacchetto clima-energia, si erano paventati gli eccessivi costi che sarebbero ricaduti sull'industria e sui cittadini europei a causa del 20-20-20. A distanza di solo cinque anni non si è invece assistito a nulla di tutto ciò. Anzi a fronte dei risultati climatici ottenuti l'industria energivora, inclusa nell'ETS, ha registrato complessivamente un saldo netto di circa 1,9 miliardi di euro, in cui l'ETS ha avuto un effetto anticiclico fungendo da polizza assicurativa contro la recessione e la crisi finanziaria internazionale. Anche per gli Stati membri responsabili dei settori non-ETS la compliance è risultata molto meno onerosa del previsto per il crollo dei prezzi dei permessi (compresi quelli dei crediti internazionali) e per un deciso calo delle emissioni negli ultimi quattro anni. L'affermazione è ancor più vera se la si contestualizza all'ambito italiano. Tuttavia, come è ben noto, l'Europa (e in particolare l'Italia) è stata colpita da eventi macroeconomici di portata inimmaginabile al momento dell'approvazione del primo Pacchetto clima-energia che hanno provocato un drastico calo dei consumi e del reddito. Stimare i costi di un pacchetto contenente obiettivi climatici definiti indipendentemente dal valore che assumeranno le variabili che li determinano (come ad esempio il reddito e i consumi di energia) è dunque un'operazione velleitaria. Se si pensa che sono state ampiamente disattese le stime utilizzate dalla stessa Commissione nel giro di un paio d'anni, come si può prevedere l'impatto economico che avranno delle misure al 2030? Sarebbe quindi stato più appropriato che la Commissione, invece di ripercorrere gli errori del passato, presentasse un pacchetto di obiettivi dinamici (come ad esempio un indicatore di intensità carbonica) che tenessero conto del contesto reale (e non di quello stimato) in cui si troverà l'Europa nel 2030.

Sembra, invece, più corretta la definizione di un target sulle rinnovabili solo a livello europeo e non a livello nazionale. Se si guarda sempre al passato, si vede come la definizione di un triplice obiettivo nel primo Pacchetto ha innegabilmente prodotto una sovrapposizione di politiche che hanno fortemente penalizzato l'ETS. Infatti, pur differenziandosi molto tra le diverse nazioni, per tecnologie e taglie degli impianti, le incentivazioni per le fonti rinnovabili sono dell'ordine di qualche centinaio di euro per tonnellata di CO2 evitata, a fronte di un prezzo attuale dei permessi scambiati nell'ETS di circa 5 €/tonCO2. Al tempo stesso la disaggregazione a livello nazionale degli obiettivi sulle rinnovabili ha portato ad una sorta di competizione dei diversi Stati membri sugli incentivi che hanno fortemente distorto la concorrenza e non hanno consentito un'allocazione efficiente delle risorse pubbliche (come per esempio l'incentivazione di elevata potenza fotovoltaica in Paesi a medio-bassa insolazione).

NUOVO PACCHETTO CLIMA-ENERGIA E TARGET AL 2030

(continua)

Ci si auspica quindi che la mancanza di target nazionali consenta un'armonizzazione a livello europeo delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili ed un livello più efficiente di supporto alle diverse tecnologie. Tuttavia, quest'operazione necessita di un largo consenso tra gli Stati membri non solo sulla politica climatica e ambientale, ma soprattutto sulla politica economica ed industriale.

¹ Dal 2021, basandosi sulle rilevazioni dell'anno precedente, 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.

² "Trends and projections in Europe 2013 – Tracking progress towards Europe's climate and energy targets until 2020" EEA report.

³ Contenuti nel documento di recente pubblicazione "EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 - Reference scenario 2013".

⁴ Anche se il target sull'efficienza energetica non è vincolante per gli Stati membri.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 23 gennaio 2014 13/2014/R/efr** | **“Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di titoli di efficienza energetica a decorrere dall'anno d'obbligo 2013”** | pubblicata il 24 gennaio 2014 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/013-14.htm>

Con il provvedimento in oggetto il Regolatore - in attuazione dell'Art. 9 del DM 28 dicembre 2012 del MiSE - ha definito i nuovi criteri per la quantificazione del contributo tariffario per i titoli di efficienza energetica (nel seguito: TEE) da riconoscere ai distributori obbligati a partire dall'anno d'obbligo 2013.

In ottemperanza a quanto disposto dal citato DM, i nuovi criteri applicati dall'AEEG per il calcolo del contributo tariffario unitario prevedono che tale contributo venga calcolato, ed opportunamente aggiornato, in modo tale da riflettere l'andamento del prezzo dei certificati bianchi riscontrato sul relativo mercato.

In precedenza, il contributo tariffario veniva definito ex ante, prima dell'inizio dell'anno d'obbligo, tenendo conto esclusivamente della variazione percentuale media delle bollette di energia elettrica, gas e gasolio per riscaldamento, senza alcun riferimento ai prezzi registrati sul mercato TEE.

Come anticipato dall'AEEG con il DCO 485/2013/R/efr, il nuovo meccanismo prevede che all'inizio di ogni anno d'obbligo il Regolatore definisca e pubblichi il valore del contributo preventivo, che tuttavia non viene immediatamente riconosciuto ai distributori soggetti agli obblighi, ma costituisce il segnale di riferimento per il mercato TEE. Solo al termine di ogni anno d'obbligo, l'Autorità calcola, secondo la formula indicata nel provvedimento in oggetto, il contributo tariffario definitivo che verrà effettivamente erogato ai distributori obbligati.

Il meccanismo e le formule di calcolo sono appositamente strutturate in modo tale che qualora al termine dell'anno i prezzi del mercato TEE si rivelassero più alti rispetto al contributo preventivo, parte dei maggiori costi rimarrebbe in capo ai distributori obbligati che, pertanto, verrebbero implicitamente indotti a contenere il più possibile eventuali aumenti dei prezzi sul mercato TEE. Specularmente, se i prezzi di mercato si rivelassero inferiori rispetto al contributo preventivo, nella fase di erogazione del contributo definitivo, solo una parte dei minori costi di acquisto dei titoli verrebbe riconosciuta ai distributori.

In prima applicazione, per il 2013, non essendoci valori di riferimento precedenti, il contributo preventivo è stato fissato a 96,43 €/TEE, sulla base dei valori di scambio registrati sul mercato TEE negli ultimi due anni, anche al fine di ridurre il precedente disequilibrio accumulato tra contributi sinora riconosciuti ai distributori e prezzi medi registrati sul mercato TEE.

A partire dal prossimo anno, e fino all'anno d'obbligo 2016, il

contributo preventivo verrà quantificato sulla base del contributo definitivo riconosciuto l'anno precedente, corretto in funzione delle variazioni percentuali delle bollette energetiche dei clienti domestici.

Relativamente alla modalità di erogazione del contributo definitivo annuo, il provvedimento de quo dispone che tale erogazione verrà effettuata da Cassa Conguaglio per il settore elettrico, ai sensi dell'Art. 16 del DM 28 dicembre 2012, su specifica richiesta del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. dopo aver completato le operazioni di verifica di cui all'articolo 13, comma 2, del medesimo DM e, comunque, fino al raggiungimento dell'obiettivo specifico aggiornato in capo al medesimo distributore.

Da ultimo, l'AEEG segnala che con l'entrata in vigore del provvedimento in oggetto, sono abrogate le deliberazioni 219/04 e 98/06 e viene contestualmente dato mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'AEEG di avviare un'analisi specifica, anche per il tramite di università ed enti di ricerca, finalizzata alla definizione/riformulazione del contributo tariffario a preventivo in funzione dei costi marginali di investimento necessari per la realizzazione degli interventi di efficienza energetica.

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG** | **“Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2014 - ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07”** | **pubblicato il 30 gennaio 2014** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/14/140130.htm>

Con il comunicato in oggetto l'AEEG ha reso noto che con deliberazione 618/2013/R/efr è stata modificata ed aggiornata la deliberazione n. 280/07, al fine di definire la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti da applicarsi a partire dal 1 gennaio 2014.

Nell'ambito del sistema d'incentivazione previsto dal meccanismo del Ritiro Dedicato, si ricorda brevemente che la delibera ARG/elt n. 280/07 ha stabilito all'Art. 7 comma 1 che il Regolatore “[...] definisce i prezzi minimi garantiti per il ritiro dell'energia elettrica immessa annualmente dagli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e dagli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride [...]”. Al successivo comma 5, il medesimo articolo ha inoltre previsto che “[...] i prezzi minimi garantiti sono definiti applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale [...]”.

Ciò premesso, sulla base dei dati pubblicati dall'Istat, la variazione percentuale media annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati dell'anno 2013 rispetto all'anno 2012 è risultata pari a + 1,1%. Pertanto, i valori di riferimento per l'anno 2014 dei prezzi minimi garantiti per

Novità normative di settore (continua)

gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, sono aggiornati e pubblicati dall'AEEG con la Tabella allegata al comunicato in oggetto.

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 27 dicembre 2013** | "Modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico" | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 21 del 27 gennaio 2014 | Download http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php?option=com_content&view=article&idmenu=806&idarea2=0§ionid=4&andor=AND&idarea3=0&andorat=AND&partebassaType=4&MvediT=1&showMenu=1&showCat=1&idarea1=0&idarea4=0&idareaCalendario1=0&showArchiveNewsBotton=1&id=2030027&viewType=0

Con il decreto in oggetto, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato le modifiche urgenti al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (nel seguito: Disciplina), relative al mercato dei certificati verdi, adottate dal GME, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, della medesima Disciplina - in adempimento delle previsioni di cui al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012 - già valide ed efficaci a decorrere dal 6 giugno 2013, data di pubblicazione delle stesse sul sito Internet del GME stesso.

Con il medesimo decreto, il Ministro dello Sviluppo Economico ha altresì approvato le modifiche alla Disciplina predisposte dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 3.4, della Disciplina stessa - inerenti l'abolizione del collegio dei probiviri, preventivamente sottoposte al processo di pubblica consultazione presso la compagine dei soggetti interessati con il documento di consultazione n. 01/2013 - avente ad oggetto l'"Abolizione del Collegio dei Probiviri".

GAS

■ **Delibera 23 gennaio 2014 12/2014/R/gas** | "Approvazione di una proposta di modifica al Regolamento della piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale, predisposta dal Gestore dei Mercati Energetici" | pubblicata il 24 gennaio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/012-14.htm>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEG ha approvato la proposta di modifica del Regolamento PB - GAS, entrata in vigore in data 14 novembre 2013 con la pubblicazione sul sito internet del GME, predisposta dal GME stesso secondo la procedura di modifica urgente di cui all'articolo 3, comma 3.7 del Regolamento medesimo.

Le proposte di modifica ed integrazione apportate al Regolamento della PB-GAS sono state volte a consentire l'introduzione, nell'ambito della PB-GAS, della sessione

di mercato locational (comparto G-1 della PB-GAS) di cui alla deliberazione 446/2013/R/GAS al fine di consentire l'approvvigionamento da parte del responsabile del bilanciamento di risorse flessibili ulteriori allo stoccaggio per compensare lo sbilanciamento previsionale del sistema.

■ **Delibera 31 gennaio 2014 27/2014/R/gas** | "Disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale" | pubblicata 31 gennaio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/027-14.htm>

Facendo seguito a quanto disposto con la deliberazione 645/2013/E/GAS, l'AEEG ha approvato con modifiche la proposta di aggiornamento del codice di rete e le condizioni di accesso al PSV formulate da SRG al fine di consentire l'operatività delle misure richiamate dalla predetta delibera a decorrere dal 1 febbraio 2014. In dettaglio, con riferimento al Codice di rete l'AEEG ha disposto, inter alia, che Snam Rete Gas:

- trasmetta all'AEEG stessa, in tempo utile per la sua attuazione a decorrere dal 15 febbraio 2014, un'ulteriore proposta di modifica del codice di rete volta a rendere coerente la disciplina del line-pack e della relativa funzione di costo, con le disposizioni di cui alla deliberazione 446/2013/R/GAS. Nelle more che SRG adempia a tale obbligo, la gestione del line-pack nell'ambito della sessione di mercato locational sarà effettuata secondo le modalità previste per la prestazione di stoccaggio di cui al punto 1 della deliberazione 552/2013/R/GAS con reintegro nel giorno G+1;
- pubblici, non appena disponibili, i valori stimati e successivamente aggiornati dell'entità di line-pack, della capacità di erogazione delle imprese di trasporto nonché della capacità di erogazione di stoccaggio disponibili nell'ambito della sessione di mercato locational;
- chiarisca che il prezzo di remunerazione delle offerte accettate sul comparto G-1 della PB-GAS potrebbe variare in relazione alla risorsa offerta qualora venissero saturati i limiti di utilizzo definiti per ciascuna risorsa flessibile;

Fatto salva l'applicazione del regime transitorio di cui al punto 11 della deliberazione 446/2013/R/GAS, l'AEEG ha previsto l'entrata in vigore delle modifiche apportate al codice di rete da SRG con decorrenza non successiva alla sessione di mercato del comparto G-1 della PB-GAS relativa la giorno di bilanciamento 4 febbraio 2014.

Con il medesimo provvedimento l'AEEG ha altresì disposto:

- l'approvazione delle modifiche apportate alla Convenzione sottoscritta dal GME e da Snam Rete Gas ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione ARG/gas 45/11 come ss.mm.ii. predisposte al fine di disciplinare i flussi informativi tra il GME e SRG relativi alle ulteriori risorse flessibili di gas che a decorrere dal giorno gas 4 febbraio 2014 verranno rese disponibili nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS;

Novità normative di settore (continua)

- l'approvazione delle modifiche al codice di stoccaggio della società Stogit;
- l'adozione delle modifiche alla deliberazione ARG/Gas 45/11 necessarie per aggiornare i criteri di determinazione del prezzo di sbilanciamento di cui all'art. 7ter.1 della predetta deliberazione nonché quelli relativi al calcolo dei quantitativi di gas che il responsabile del bilanciamento dovrà approvvigionare nell'ambito della sessione di mercato locational.

■ **Comunicato del GME** | “ **Giorno gas 4 febbraio: avvio nuove funzionalità comparto g-1 della PB-GAS**” | pubblicato il 31 gennaio 2014 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=157>

In attuazione di quanto disposto dalle deliberazioni dell'AEEG 446/2013/R/Gas, 520/2013/R/GAS, 552/2013/R/GAS, 645/2013/E/GAS con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori l'avvio operativo del nuovo assetto del comparto G-1 della PB-GAS, nell'ambito del quale, a decorrere dal giorno gas 4 febbraio 2014, sono ammesse alla negoziazione le risorse flessibili di gas ulteriori rispetto alla risorsa import. Le regole del funzionamento del comparto G-1, contenute nel Regolamento della PB-GAS e nelle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF), modificate ed integrate dal GME ai sensi della procedura di modifica urgente di cui all'articolo 3, comma 3.7, del Regolamento medesimo, sono entrate in vigore in data 3 febbraio 2014 con la pubblicazione sul sito internet del GME.

A seguito delle modifiche introdotte, il comparto G-1 ha assunto una configurazione di mercato di tipo zonale che si declina nell'aggregazione dei punti di offerta riferibili alla medesima risorsa flessibile di gas - in relazione ai quali gli operatori della PB-GAS potranno presentare le proprie offerte di acquisto/vendita in ciascuna sessione - in zone di mercato. L'articolazione zonale del comparto G-1 della PB-GAS, tiene conto degli eventuali limiti di utilizzo, indicati da Snam Rete Gas, corrispondenti alla quantità massima di gas relativa ad una medesima risorsa flessibile che può essere negoziata in acquisto e in vendita sul comparto G-1. In dettaglio, sul comparto G-1 sono configurate le seguenti zone:

- a) Zona Snam Rete Gas, nella quale è collocato il solo punto di offerta sul quale sono presentate le offerte di acquisto/vendita da parte di SRG. Rispetto a tale zona, SRG non definisce alcun limite di utilizzo;
- b) Zona Import, nella quale sono collocati i punti di offerta relativi ai punti di interconnessione con l'estero. Rispetto a tale zona SRG non definisce alcun limite di utilizzo;
- c) Zona Edison Stoccaggio, nella quale sono collocati i punti di offerta relativi agli operatori con disponibilità di gas presso i siti di stoccaggio di Edison Stoccaggio S.p.A. Rispetto alla Zona Edison Stoccaggio, SRG non definisce alcun limite di utilizzo;

d) Zona LNG, nella quale sono collocati i punti di offerta relativi agli operatori con disponibilità di gas presso i terminali di rigassificazione. Rispetto alla Zona LNG, SRG non definisce alcun limite di utilizzo;

e) Zona Linepack e capacità non utilizzata Stogit, nella quale sono collocati i punti di offerta relativi agli operatori con disponibilità di gas presso i siti di stoccaggio di Stogit S.p.A., ai quali SRG rende disponibili quote di linepack, nonché la capacità di erogazione e/o di iniezione presso Stogit che SRG stessa prevede di non utilizzare nel giorno G. Rispetto alla Zona Linepack e capacità non utilizzata Stogit, SRG definisce i limiti di utilizzo;

f) Zona consegna al PSV nei giorni successivi al giorno G, nella quale, nel caso vi sia disponibilità aggiuntiva di erogazione presso Stogit che possa essere reintegrata entro un certo periodo di tempo, sono collocati i punti di offerta relativi agli operatori abilitati al PSV in corrispondenza dei quali gli operatori stessi presentano offerte di vendita per gas da consegnare al PSV nei giorni successivi al giorno G. Rispetto a tale zona Snam Rete Gas definisce i limiti di utilizzo.

Ai fini della determinazione degli esiti delle sessioni di mercato del comparto G-1 della PB-GAS, il GME applica alle offerte presentate dagli operatori con riferimento ad una specifica risorsa flessibile le eventuali funzioni di costo, definite da Snam Rete Gas, ai sensi di quanto disposto dall'AEEG con le deliberazioni 446/2013/R/GAS e 552/2013/R/GAS.

La partecipazione al comparto G-1 della PB-GAS è consentita agli utenti del bilanciamento titolari delle risorse flessibili ammesse a tale comparto iscritti alla PB-GAS.

Il primo giorno di mercato della nuova configurazione del comparto G-1 della PB-GAS, relativo al giorno gas 4 febbraio 2014, è stato preceduto da un periodo di prove in bianco (29 gennaio 2014 – 7 febbraio 2014), al quale sono stati automaticamente abilitati tutti gli users delle piattaforme gas attualmente gestite dal GME (P-GAS, MGAS e PB-GAS).

Novità normative di settore (continua)

OIL

■ **Comunicato del GME** | “**Riapertura temporanea PDC-oil**” | pubblicata il 23 gennaio 2014 | **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=151>

Ai fini della costituzione della piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali di cui all'art. 21 del d.lgs. 249/2012, ed in particolare del set informativo funzionale all'avvio della stessa, l'art. 21 comma 2 del predetto decreto legislativo, prevede che i soggetti che a qualunque titolo detengano, sul territorio nazionale capacità di stoccaggio di oli minerali, anche non utilizzata, relativa a depositi la cui capacità sia superiore a 3000 metri cubi, comunichino annualmente al GME i dati relativi alle capacità nella propria disponibilità. Per ottemperare a tale obbligo il GME ha predisposto la piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio di oli minerali per (PDC-oil), per l'acquisizione e la gestione dei dati anagrafici dei soggetti obbligati nonché delle informazioni e dei dati afferenti la capacità logistica nella titolarità degli stessi da effettuarsi utilizzando il modello di rilevazione approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico con decreto direttoriale 17371/2013 e secondo quanto indicato nella circolare del Ministero dello sviluppo Economico n. 0013348 dell'1 luglio 2013.

Facendo seguito a quanto previsto dal Ministero dello Sviluppo Economico nella successiva Circolare n. 0000813 del 15 gennaio 2014, con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota la temporanea riapertura della PDC-oil per consentire ai soggetti obbligati che non abbiano effettuato, entro il termine dell'8 agosto 2013, la comunicazione dei dati relativi alla capacità logistica di propria pertinenza, riferiti al 31 dicembre 2012, l'assolvimento dell'obbligo di comunicazione. Pertanto i predetti soggetti potranno accedere alla PDC-oil ed inserire comunicare i dati di capacità relativi ai propri depositi, dal lunedì al venerdì dalle ore 09:30 alle ore 17:30 a partire dal 10 febbraio 2014 e fino al 21 febbraio 2014.

■ **Comunicato del GME** “**Comunicazione annuale dati capacità anno 2013**” | pubblicata il 13 febbraio 2014 | **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=158>

In continuità con quanto previsto dalla circolare n. 0013348 del 1 luglio 2013, il Ministero dello Sviluppo Economico, con la successiva circolare ministeriale n. 0000957 del 17 gennaio 2014, ha fornito, ai soggetti tenuti ad adempiere all'obbligo di comunicazione dei dati relativi alla capacità di stoccaggio di oli minerali di cui all'art. 21, comma 2 del d.lgs. 249/2012, le indicazioni necessarie per la corretta compilazione del modello annuale di rilevazione, approvato

dal Ministero stesso con decreto direttoriale 17371/2013, ai fini della comunicazione al GME dei dati di capacità logistica di oli minerali relativi all'anno 2013.

Facendo seguito a quanto da ultimo disposto dal MiSE con la predetta circolare del 17 gennaio 2014, il GME, con il comunicato in oggetto, ha reso noto che i soggetti tenuti all'obbligo di comunicazione, iscritti alla PDC-oil, dovranno inviare i dati di capacità logistica di propria pertinenza riferiti al 31 dicembre 2013 tramite la piattaforma di rilevazione PDC-oil, organizzata e gestita dal GME, esclusivamente a decorrere dal 1 marzo 2014 fino al 31 marzo 2014, dal lunedì al venerdì dalle ore 09:30 alle ore 17:30. A tal fine i soggetti che hanno già effettuato l'iscrizione alla PDC-oil, potranno utilizzare per l'accesso alla predetta piattaforma le medesime credenziali fornite dal GME in esito alla procedura d'iscrizione, già utilizzate nel corso della precedente rilevazione (18 luglio 2013 – 8 agosto 2013) riferita all'anno 2012.

Gli appuntamenti

13-16 febbraio

Future Build

Parma, Italia

Organizzatore: Fiera di Parma

www.futurebuild.it

17 febbraio

La mobilità elettrica: un'opportunità per una città sostenibile

Bari, Italia

Organizzatore: RSE

www.rse.it

17 – 19 febbraio – Roma

Corso di Formazione Emission Trading Scheme

Roma, Italia

Organizzatore: ISNOVA

www.isnova.net

20 febbraio

Le c.d. frodi carosello in materia IVA

Milano, Italia

Organizzatore: Università Bocconi

www.bocconi.it

26 febbraio

Energy Scenarios to 2035: Understanding our energy future

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE

www.aiee.it

27 febbraio

ICE Nuclear 2014. Developing the UK's Industry

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Institution of Civil Engineers

www.ice-conferences.com

27 febbraio

Regolazione tariffaria e della qualità del servizio distribuzione gas per il periodo 2014-2019

Milano, Italia

Organizzatore: AEEG

www.autorita.energia.it

27-28 febbraio

4th Annual Smart Grids Smart Cities Forum

Varsavia, Polonia

Organizzatore: Fleming Europe

www.energy.flemingeurope.com

5-6 marzo

Unconventional Gas

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

www.smi-online.co.uk

5-7 marzo

10th Energy Efficiency and Renewable Energy Congress for South-East Europe

Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo

www.via-expo.com

10-13 marzo

EWEA 2014

Barcellona, Spagna

Organizzatore: EWEA

www.ewea.org

16-18 marzo

An introduction to the Italian gas and power markets

Lago di Como, Italia

Organizzatore: Alba soluzioni

www.albasoluzioni.com

14-31 marzo

1st International e-Conference on Energies

Svizzera

Organizzatore: ECE

www.sciforum.net

18 Marzo

The European Fuels Conference

Roma, Italia

Organizzatore: WRA

www.wraconferences.com

19 marzo

2nd ACER Gas Target Model Stakeholder Workshop

Ljubljana, Slovenia

Organizzatore: ACER

www.acer.europa.eu

Gli appuntamenti

19-21 marzo

Expocomfort

Milano, Italia

Organizzatore: MCE

www.mceexpocomfort.it

20-21 marzo

Asset Integrity Management in Oil & Gas 2014

Aberdeen, Regno Unito

Organizzatore: AIM

www.aim.insideintelligence.com

26 marzo

Renewable Energy Mediterranean Conference Exhibition

Ravenna, Italia

Organizzatore: REM

www.remenergy.it

26-27 marzo

Energy Efficiency A Competitive Factor for the Industry - An Effective Tool for the Environment

Ravenna, Italia

Organizzatore: REM Rene

www.remenergy.it

27 marzo

Regolazione tariffaria e della qualità del servizio distribuzione gas per il periodo 2014-2019

Milano, Italia

Organizzatore: AEEG

www.autorita.energia.it

27 marzo

Presentazione del secondo Rapporto Green Economy "Un Green New Deal per l'Italia"

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

www.enea.it

27 e 28 marzo

Bilateral Meetings Event on Solar energy in urban planning

Napoli, Italia

Organizzatore: ENEA

www.enea.it

27-28 marzo

3rd International Conference on Informatics, Environment, Energy and Applications

Shanghai, Cina

Organizzatore: SCIEI

www.ieea.org

27-28 marzo

CleanEquity Monaco 2014

Monaco, Germania

Organizzatore: Innovator Capital

www.cleanequitymonaco.com

27-28 marzo

Bilateral Meetings Event on Solar energy in urban planning

Napoli, Italia

Organizzatore: ENEA

www.enea.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.