

## APPROFONDIMENTI

# UN ANNO DI GAS SUI MERCATI INTERNAZIONALI E UNO SGUARDO SUL 2015

di Gian Paolo Repetto – RIE Srl

## Un altro anno di cambiamenti

Nel corso del 2014 i mercati del gas naturale sono stati caratterizzati da tre principali fattori che hanno inciso sulle dinamiche dei prezzi nelle diverse aree internazionali e che continueranno ad influenzarne gli andamenti più o meno direttamente anche nei prossimi mesi: il nuovo e ancor più drammatico calo dei consumi europei; i mutati rapporti domanda/offerta di GNL nel Nord-Est Asiatico; la caduta nell'ultima parte dell'anno dei prezzi del petrolio, cui una parte significativa dei volumi di metano scambiati a livello mondiale restano ancora connessi<sup>1</sup>. Quanto segue intende considerare in sintesi come questi accadimenti, combinati con i numerosi e rilevanti cambiamenti che stanno attraversando i mercati del metano in questi ultimi anni, ne stiano condizionando le quotazioni in termini assoluti e relativi tra le diverse aree.

Come è noto nel sistema del gas non esiste un prezzo *benchmark* come per il petrolio. Nonostante l'aumentata internazionalizzazione degli scambi favorita dallo sviluppo dei flussi di GNL e la crescita di reciproche influenze, i mercati mondiali rimangono ancora "regionalizzati" e i prezzi nelle rilevanti aree di mercato - Europa, Asia e Nord-America - hanno mostrato negli ultimi anni forti differenze a causa delle difformità negli equilibri domanda/offerta, dei costi di trasporto e delle diverse modalità di *pricing*. Tali differenze si sono andate realizzando soprattutto a partire dalla metà del 2008 per poi ampliarsi fino ad inizio 2014 in seguito ad una combinazione di cause: riduzione di oltre il 50% dei prezzi nel Nord America conseguente alla rivoluzione del gas non convenzionale che

ha reso quel mercato autosufficiente; forte rialzo dei prezzi in Asia sia per la loro correlazione al petrolio (in rialzo) sia per la crescita della domanda; più modesto trend di aumento in Europa dopo la caduta dei prezzi spot nel 2009-2010. In media nel 2013 mentre il gas statunitense era quotato all'ingrosso circa 3,7 \$/Mbtu e quello europeo poteva considerarsi valutato tra 10,5 (hubs) e 11,5 \$/Mbtu (alla frontiera), nel Nord-Est asiatico i prezzi avevano raggiunto i 16 \$/Mbtu, quindi più di quattro volte quelli americani e 1,5 volte quelli del nostro continente.

Nel corso del 2014 ed in particolare nell'ultimo trimestre, gli spread si sono ridotti in maniera repentina e al di là di quanto atteso a seguito dell'andamento dei prezzi europei ed asiatici.

### Europa: nuova caduta dei consumi e discesa dei prezzi

Ad eccezione del Regno Unito, dove a partire dalla metà anni '90 i prezzi sono stabiliti da fondamentali di mercato, in Europa continentale è prevalso negli ultimi anni un modello di *pricing* "ibrido", dove i prezzi "alla frontiera" dei contratti a lungo termine indicizzati - prima interamente al petrolio e oggi anche sotto nuove formule - e prezzi a breve agli hubs guidati dai rapporti domanda/offerta coesistono problematicamente con influenze reciproche. Anche se è molto difficile quantificare la quota di gas europeo legata oggi ai prezzi degli hubs, sia per la stretta confidenzialità dei contratti di importazione sia perché molte delle valutazioni disponibili includono il gas prodotto internamente all'UE, alcune stime indicano che nel 2014 il peso potrebbe essere vicino al 60%<sup>2</sup>, Regno Unito incluso.

► continua a pagina 30

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ 2014

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

### APPROFONDIMENTI

Un anno di gas sui mercati internazionali e uno sguardo sul 2015  
 di Gian Paolo Repetto - RIE Srl  
 pagina 30

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 35

### APPUNTAMENTI

pagina 39

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2014, la domanda di energia elettrica registra una nuova contrazione e gli scambi nel Mercato del Giorno Prima segnano un nuovo minimo storico a 282 TWh, ben lontano dal picco di 337 TWh del 2008. Le vendite delle unità di produzione, con le importazioni in lieve crescita, segnano una nuova sensibile flessione (-3,2%) che investe soprattutto gli impianti tradizionali (-11,7%). Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, invece, trainate soprattutto dagli impianti idroelettrici e fotovoltaici, prolungano la fase espansiva, anche se a ritmi più contenuti rispetto agli anni precedenti, e superano per la prima volta la soglia dei 100 TWh, pari ad una quota del 42,9% del totale delle vendite. La liquidità del mercato, che nel 2013 era balzata al valore record di 71,6%, ripiega a 65,9%, livello comunque

superiore rispetto al triennio 2010-2012. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), mette a segno una pesante flessione (-17,3%) che fa seguito a quella altrettanto consistente registrata nel 2013 (-16,6%), e si porta a 52,08 €/MWh, nuovo minimo storico per la borsa elettrica. I prezzi di vendita zionali evidenziano, come nel 2013, una sostanziale convergenza ad eccezione di quello della *Sicilia* che conferma un significativo spread con le altre zone. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove si è assistito ad un recupero delle transazioni del mercato organizzato rispetto alle registrazioni di transazioni O.T.C., il prodotto di gran lunga più scambiato, l'*Annuale 2015 baseload*, ha chiuso il periodo di trading a 50,92 €/MWh.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), con una flessione di 10,91 €/MWh rispetto all'anno precedente, si è portato a 52,08 €/MWh (-17,3%), livello più basso di sempre (Tabella 1, Grafico 1). L'analisi per gruppi di ore rivela che anche nelle *ore di picco* il prezzo di acquisto ha aggiornato il proprio minimo storico attestandosi a 59,52 €/MWh, con un calo di 11,45 €/MWh (-16,1%) sul 2013; nelle

*ore fuori picco*, il ribasso è stato di 10,57 €/MWh (-18,0%) con il prezzo sceso a 48,18 €/MWh, più alto solo rispetto al valore del 2005. Il rapporto prezzo *picco/baseload*, pari a 1,14, si conferma, pertanto, in linea con i bassi livelli del triennio precedente. Si evidenzia che anche il prezzo orario massimo, pari a 149,43 €/MWh, ha segnato, nel 2014, il livello più basso di sempre.

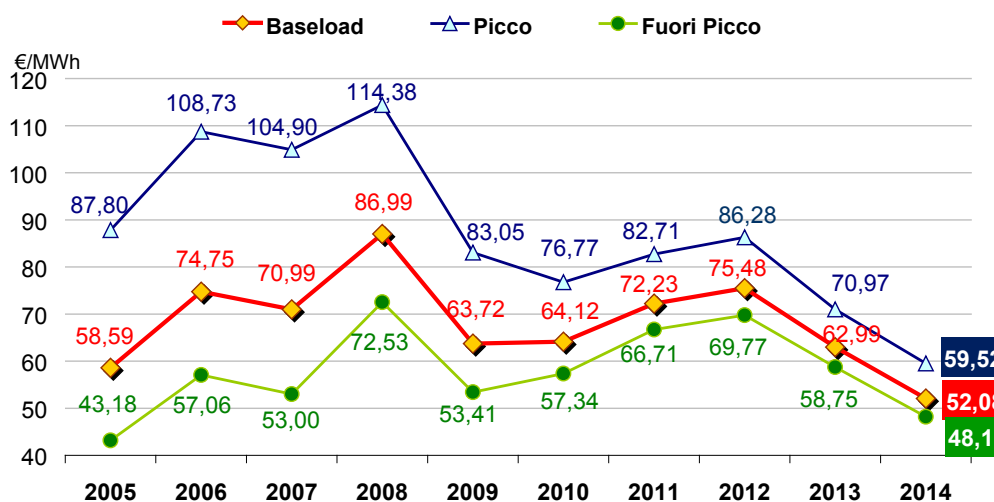
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2014	2013	Var vs 2013		Borsa		Sistema Italia		2014	2013
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2013	MWh	Var vs 2013		
<b>Baseload</b>	<b>52,08</b>	<b>62,99</b>	<b>-10,91</b>	<b>-17,3%</b>	<b>21.215</b>	<b>-10,2%</b>	<b>32.189</b>	<b>-2,5%</b>	<b>65,9%</b>	71,6%
<i>Picco</i>	59,52	70,97	-11,45	-16,1%	25.912	-10,1%	38.978	-3,2%	66,5%	71,6%
<i>Fuori picco</i>	48,18	58,75	-10,57	-18,0%	18.755	-10,1%	28.632	-1,8%	65,5%	71,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



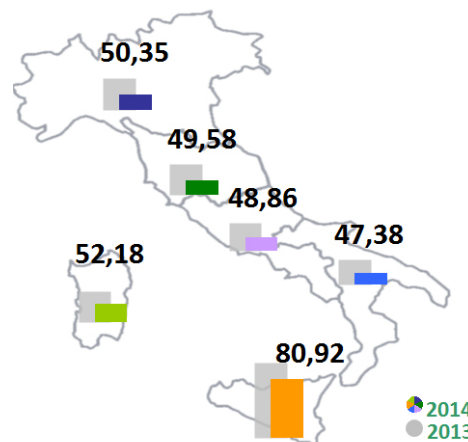
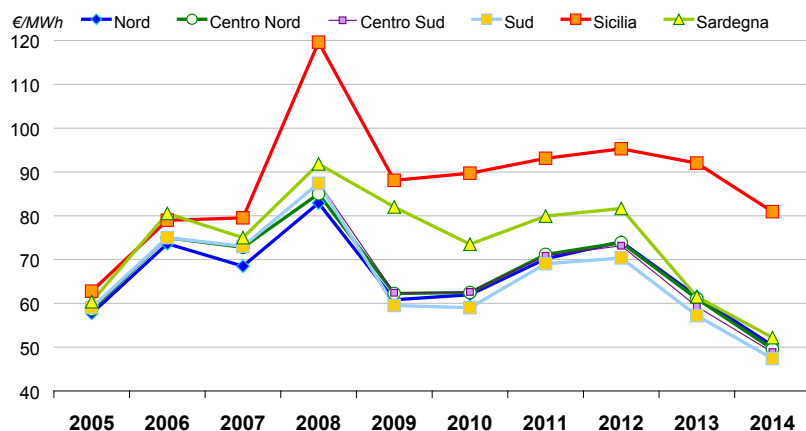
(continua)

I prezzi di vendita, con l'eccezione della *Sicilia*, denotano, come nel 2013, una sostanziale convergenza e si portano, con ribassi superiori al 15% rispetto all'anno precedente, sui livelli più bassi di sempre. Nelle zone continentali ed in *Sardegna* (che sembra aver colmato definitivamente il gap con le zone del continente) i prezzi di vendita sono infatti oscillati tra il 52,18 €/MWh dell'isola

ed il 47,38 €/MWh del *Sud*, per il sesto anno consecutivo la zona più virtuosa. Il prezzo della *Sicilia*, con una flessione più contenuta (-12,0%), è sceso a 80,92 €/MWh, con lo spread con le altre zone fermo sui livelli record del 2013 (ben oltre i 30 €/MWh) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima aggiornano per il quarto anno consecutivo il minimo storico, portandosi a 282,0 milioni di MWh, in calo del 2,5% rispetto al 2013. L'energia scambiata nella borsa elettrica, dopo il balzo dell'anno precedente, ha ripiegato a 185,8 milioni di MWh (-10,2%), livello comunque superiore agli anni 2011 e 2012.

Gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, per contro, sono saliti a 96,1 milioni di MWh (+16,9%). Pertanto la liquidità del mercato si è attestata a 65,9%, in calo di 5,7 punti percentuali dal valore record del 2013 (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>185.847.518</b>	<b>-10,2%</b>	<b>65,9%</b>
Operatori	102.410.176	-15,5%	36,3%
GSE	47.456.195	-5,5%	16,8%
Zone estere	35.981.146	1,5%	12,8%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>96.129.853</b>	<b>16,9%</b>	<b>34,1%</b>
Zone estere	10.957.848	-0,3%	3,9%
Zone nazionali	85.172.005	19,5%	30,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>281.977.370</b>	<b>-2,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>229.705.633</b>	<b>-5,5%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>511.683.003</b>	<b>-3,8%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

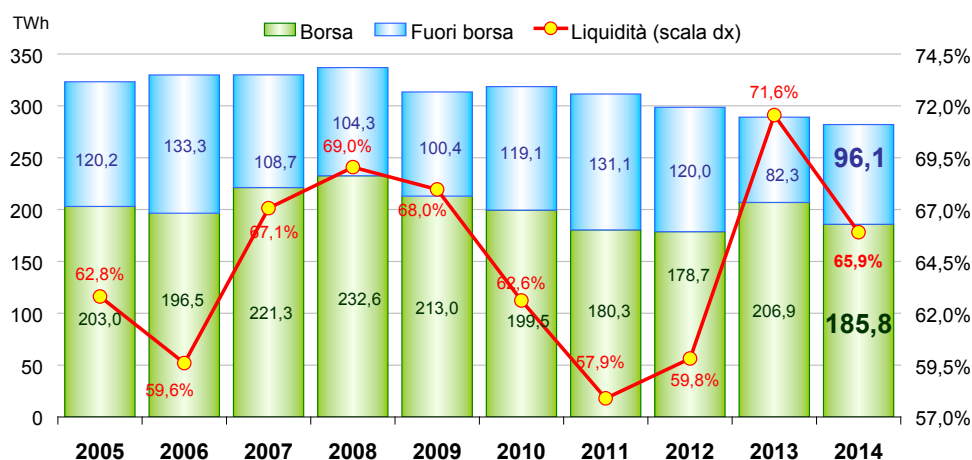
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>185.847.518</b>	<b>-10,2%</b>	<b>65,9%</b>
Acquirente Unico	25.386.811	-6,1%	9,0%
Altri operatori	90.500.432	-10,7%	32,1%
Pompaggi	17.920	-86,0%	0,0%
Zone estere	3.468.571	-6,8%	1,2%
Saldo programmi PCE	66.473.784	-11,0%	23,6%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>96.129.853</b>	<b>16,9%</b>	<b>34,1%</b>
Zone estere	28.500	-71,6%	0,0%
Zone nazionali AU	37.932.141	-13,5%	13,5%
Zone nazionali altri operatori	124.642.996	10,4%	44,2%
Saldo programmi PCE	-66.473.784	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>281.977.370</b>	<b>-2,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>36.269.614</b>	<b>-10,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>318.246.984</b>	<b>-3,5%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 278,5 milioni di MWh, hanno registrato una flessione del 2,4% rispetto al 2013, aggiornando anch'essi per il quarto anno consecutivo il minimo storico; a livello territoriale, il calo è stato più consistente nelle zone centrali del continente ed in *Sicilia*; in controtendenza il *Sud* (+1,1%) e la Sardegna (+4,8%). Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 3,5 milioni di MWh, sono diminuiti dell'8,5% (Tabella 4). In flessione anche le vendite delle unità di produzione

nazionali di energia elettrica che, al quarto calo consecutivo, segnano un minimo storico assoluto a 235,0 milioni di MWh (-3,2%); il ribasso, registrato in tutte le zone ad eccezione del *Sud* (+0,5%), è stato più marcato al *Nord* (-4,2%), *Centro Sud* (-4,4%) ed in *Sicilia* (-7,0%). Le vendite sulle zone estere (importazioni), pari a 46,9 milioni di MWh, registrano una modesta crescita (+1,0% sul 2013) ma si confermano sui livelli più bassi dell'ultimo decennio (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	234.966.544	26.823	-2,0%	113.230.025	12.926	-4,2%	156.527.195	17.868	-0,0%
Centro Nord	36.094.834	4.120	+8,2%	18.393.353	2.100	-0,2%	25.870.603	2.953	-9,3%
Centro Sud	64.676.090	7.383	-16,6%	28.933.476	3.303	-4,4%	40.644.400	4.640	-8,3%
Sud	76.593.925	8.744	-7,2%	47.777.331	5.454	+0,5%	25.972.484	2.965	+1,1%
Sicilia	33.389.614	3.812	+1,2%	16.870.517	1.926	-7,0%	18.049.259	2.060	-6,6%
Sardegna	15.947.972	1.821	-0,0%	9.833.674	1.123	-3,2%	11.416.358	1.303	+4,8%
<b>Totale nazionale</b>	<b>461.668.980</b>	<b>52.702</b>	<b>-4,3%</b>	<b>235.038.376</b>	<b>26.831</b>	<b>-3,2%</b>	<b>278.480.299</b>	<b>31.790</b>	<b>-2,4%</b>
Estero	50.014.024	5.709	+0,2%	46.938.994	5.358	+1,0%	3.497.071	399	-8,5%
<b>Sistema Italia</b>	<b>511.683.003</b>	<b>58.411</b>	<b>-3,8%</b>	<b>281.977.370</b>	<b>32.189</b>	<b>-2,5%</b>	<b>281.977.370</b>	<b>32.189</b>	<b>-2,5%</b>

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, trainate soprattutto dagli impianti solari (+13,1%) ed idroelettrici (+11,5%), ambedue ai massimi storici, hanno superato per la prima volta i 100 TWh, pari ad una quota del 42,9% del

totale delle vendite (37,7% del 2013). Prosegue per contro, anche nel 2014, la flessione delle vendite da impianti a fonte tradizionale (-11,7%), con gli impianti a ciclo combinato ai minimi storici (75,5 TWh) (Grafico 4 e 5).

(continua)

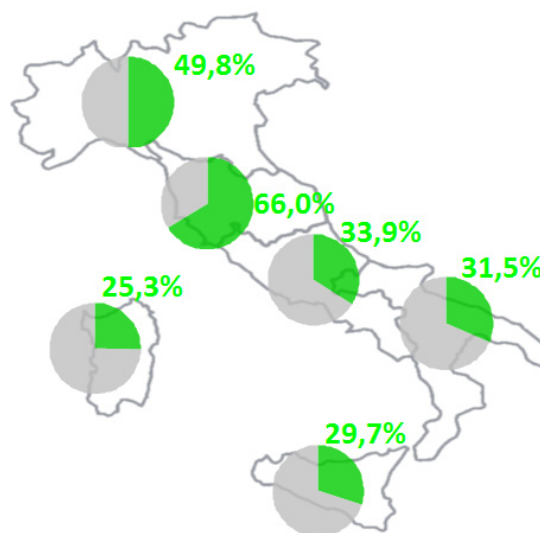
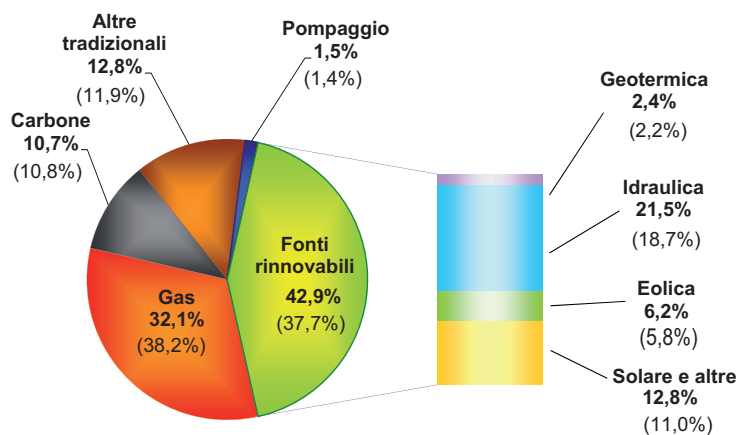
Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

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
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>6.132</b>	<b>-20,2%</b>	<b>712</b>	<b>-6,4%</b>	<b>2.133</b>	<b>-5,3%</b>	<b>3.738</b>	<b>-0,4%</b>	<b>1.354</b>	<b>-12,8%</b>	<b>836</b>	<b>-5,1%</b>	<b>14.906</b>	<b>-11,7%</b>
Gas	4.079	-24,6%	608	-8,4%	394	-41,7%	1.789	-8,3%	1.253	-11,2%	499	+3,1%	8.621	-18,6%
Carbone	983	-20,4%	29	-22,4%	1.523	+13,3%	-	-	-	-	324	-14,0%	2.859	-4,5%
Altre	1.070	+2,5%	75	+24,8%	217	-7,0%	1.949	+8,1%	101	-28,8%	13	-34,7%	3.426	+3,7%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>6.440</b>	<b>+17,2%</b>	<b>1.387</b>	<b>+3,3%</b>	<b>1.119</b>	<b>-1,5%</b>	<b>1.716</b>	<b>+2,6%</b>	<b>571</b>	<b>+10,6%</b>	<b>284</b>	<b>+3,3%</b>	<b>11.517</b>	<b>+10,4%</b>
Idrraulica	4.538	+14,3%	385	+1,8%	465	+2,6%	274	-2,1%	63	+47,6%	41	-15,9%	5.766	+11,5%
Geotermica	-	-	635	+4,4%	-	-	0	-96,1%	-	-	-	-	635	+4,3%
Eolica	7	-29,4%	15	+11,9%	285	-5,0%	870	+5,2%	335	+11,3%	158	+0,9%	1.670	+3,9%
Solare e altre	1.896	+25,3%	352	+2,6%	369	-3,8%	572	+1,3%	173	+0,4%	85	+21,9%	3.447	+13,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>353</b>	<b>+14,6%</b>	<b>1</b>	<b>+52,2%</b>	<b>50</b>	<b>-23,7%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-63,7%</b>	<b>2</b>	<b>-36,1%</b>	<b>407</b>	<b>+7,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>12.926</b>	<b>-4,2%</b>	<b>2.100</b>	<b>-0,2%</b>	<b>3.303</b>	<b>-4,4%</b>	<b>5.454</b>	<b>+0,5%</b>	<b>1.926</b>	<b>-7,0%</b>	<b>1.123</b>	<b>-3,2%</b>	<b>26.831</b>	<b>-3,2%</b>

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

Nel 2014 il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 451 MW, in aumento del 6,6% rispetto al 2013. Il flusso di energia è stato per il 93,9% delle ore in import verso l'Italia (96-99% gli anni precedenti). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è stato di 9,92 €/MWh, il più basso di sempre (13-21 €/MWh gli anni precedenti). Nel 73,5% delle ore il prezzo della zona Nord è stato più alto di quello della

borsa slovena (87,5% nel 2013). La rendita è stata pari a 40,93 milioni di €.

Nel 2014 la capacità disponibile in import (NTC) è aumentata del 12,3%; il market coupling ne ha allocato l'86,5% (93,4% nel 2013); mentre solo lo 0,1% è stata allocata (nel solo mese di novembre) con asta esplicita e nominata (1,1% nel 2013). Il restante 13,4% di NTC non è stato utilizzato (5,5% nel 2013).

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
<b>2014</b>	<b>50,35</b>	<b>40,43</b>	<b>9,92</b>	<b>40,93</b>	<b>507</b>	<b>464</b>	<b>93,9%</b>	<b>73,7%</b>	<b>634</b>	<b>230</b>	<b>5,6%</b>	<b>0,4%</b>
2013	61,58	43,18	18,41	65,51	443	430	97,8%	87,6%	153	101	2,0%	1,0%
2012	74,05	53,02	21,03	69,78	452	417	99,3%	79,3%	164	43	0,4%	0,3%
2011	70,18	57,20	12,98	14,21	155	134	96,4%	80,1%	483	83	3,3%	-

\*Valori medi orari



(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

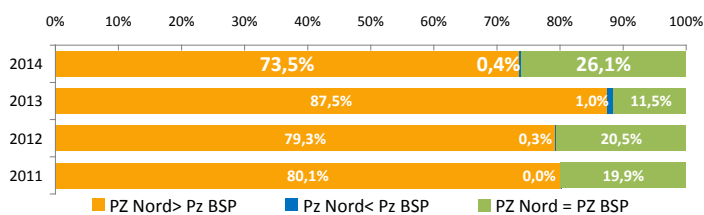
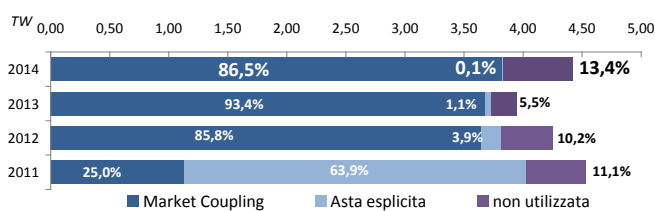


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel 2014, sul Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi d'acquisto hanno registrato sensibili ribassi (superiori al 16%), attestandosi tutti ai minimi storici (si ricorda che MI1 ed MI2 hanno sostituito il Mercato di Aggiustamento dal novembre 2009; MI3 ed MI4 sono stati avviati nel gennaio 2011). Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 51,03 €/MWh di MI2 e 59,46 €/MWh di MI4; va 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 in linea su MI1 e più bassi nelle altre sessioni (Tabella 7 e Grafico 8).

volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero assommano a 22,8 milioni di MWh, e segnano la seconda flessione annuale dopo il massimo storico di 25,1 milioni di MWh del 2012. MI1 continua ad essere la sessione più liquida, in cui sono stati scambiati poco più della metà dei volumi, ovvero 12,2 milioni di MWh (-4,5%). In calo, dopo la forte espansione dell'anno precedente, anche gli scambi su MI4, pari a 2,1 milioni di MWh (-15,5%). In aumento invece gli scambi su MI2 (6,5 milioni di MWh; +6,6%); pressoché stabili su MI3 (2,0 milioni di MWh; +0,1%) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, prezzi medi e volumi scambiati

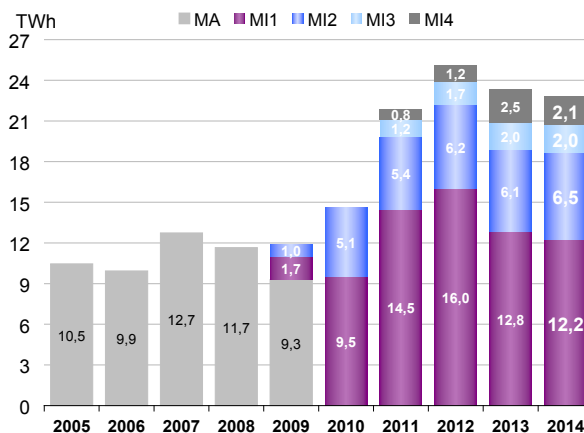
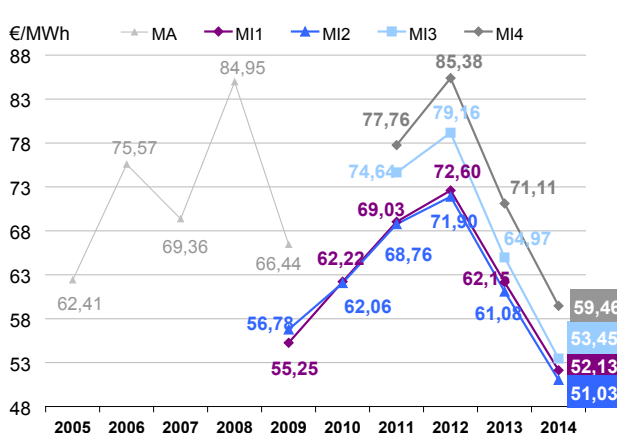
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2014	2013	variazione	2014	2013	variazione
<b>MGP (1-24 h)</b>	<b>52,08</b>	<b>62,99</b>	-17,3%	<b>32.189</b>	<b>33.008</b>	-2,5%
<b>MI1 (1-24 h)</b>	<b>52,13</b> (+0,1%)	<b>62,15</b> (-1,3%)	-16,1%	<b>1.396</b>	<b>1.461</b>	-4,5%
<b>MI2 (1-24 h)</b>	<b>51,03</b> (-2,0%)	<b>61,08</b> (-3,0%)	-16,5%	<b>739</b>	<b>693</b>	+6,6%
<b>MI3 (13-24 h)</b>	<b>53,45</b> (-4,7%)	<b>64,97</b> (-5,0%)	-17,7%	<b>458</b>	<b>457</b>	+0,1%
<b>MI4 (17-24 h)</b>	<b>59,46</b> (-3,1%)	<b>71,11</b> (-5,7%)	-16,4%	<b>715</b>	<b>846</b>	-15,5%

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

Grafico 8: MA/MI, prezzi medi e volumi scambiati

Fonte: GME



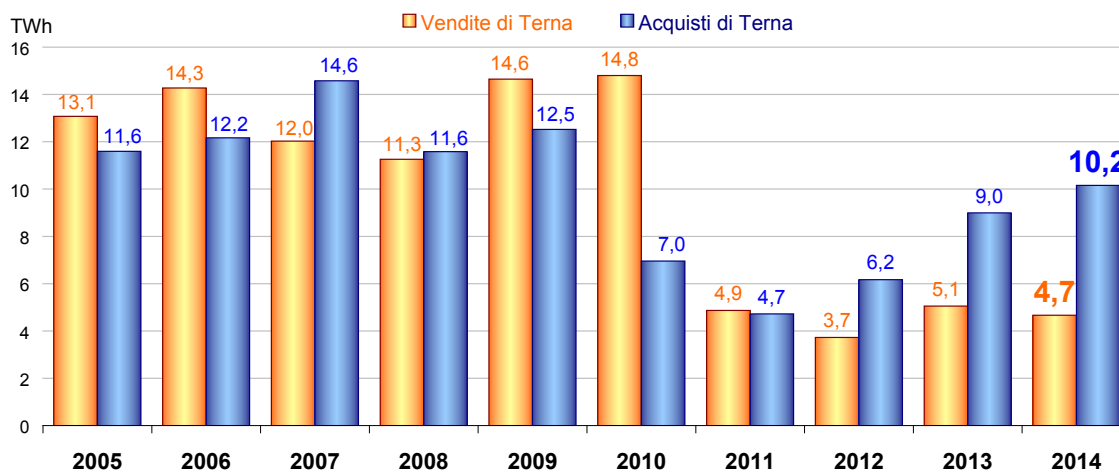
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel 2014, sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna, dopo tre aumenti annuali consecutivi si attestano a 10,2 milioni di MWh (+12,9% sul

2013), ai massimi degli ultimi cinque anni. In calo invece le vendite di Terna nel mercato a scendere pari a 4,7 milioni di MWh (-7,7%) (Grafico 9).

Grafico 9: MSD ex ante, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), nel 2014, si sono registrate 500 negoziazioni (+46,2% rispetto al 2013) in cui si sono scambiati 2.944 contratti (+35,6%), pari a 18,4 milioni di MWh (+130,1%). Sulla piattaforma sono stati registrati anche 53 transazioni O.T.C. (-54,3%), di cui 52 relative al prodotto baseload annuale, in cui si sono scambiati 1.606 contratti (-59,1%), pari a 13,9 milioni di MWh (-58,1%). Le posizioni

aperte a fine anno ammontavano a 16.885 MW (-36,6%), per un totale di 26,9 milioni di MWh (-24,5%) (Tabella 8 e Grafico 10). Anche nel 2014, il prodotto su cui si è concentrato il maggior numero di negoziazioni, quasi tre quarti del totale, è stato l'Annuale 2015 che ha chiuso il periodo di trading con un prezzo pari a 50,92 €/MWh per il *baseload* e 57,22 €/MWh per il *peakload* ed una posizione aperta complessiva di 29,4 TWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziati nel 2014

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	94	+61	612	+450	446.920	291,2%	-	-10	-	-160	-	-100,0%	446.920	91,6%
Trimestrali	36	+4	230	+74	502.670	47,3%	-	+0	-	+0	-	-	502.670	47,3%
Annuali	358	+287	1.987	+1.626	17.406.120	450,4%	52	-54	1.581	-2.184	13.849.560	-58,0%	31.255.680	-13,5%
<b>Totale</b>	<b>488</b>	<b>+352</b>	<b>2.829</b>	<b>+2.150</b>	<b>18.355.710</b>	<b>407,4%</b>	<b>52</b>	<b>-64</b>	<b>1.581</b>	<b>-2.344</b>	<b>13.849.560</b>	<b>-58,2%</b>	<b>32.205.270</b>	<b>-12,3%</b>
	PRODOTTI PEAK LOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	10	+5	105	+80	26.460	328,2%	-	+0	-	+0	-	-	26.460	328,2%
Trimestrali	1	-18	5	-90	3.960	-94,7%	1	+1	25	+25	19.200	-	23.160	-69,2%
Annuali	1	-181	5	-1.367	15.660	-99,6%	-	+0	-	+0	-	-	15.660	-99,6%
<b>Totale</b>	<b>12</b>	<b>-194</b>	<b>115</b>	<b>-1.377</b>	<b>46.080</b>	<b>-98,9%</b>	<b>1</b>	<b>+1</b>	<b>25</b>	<b>+25</b>	<b>19.200</b>	<b>-</b>	<b>65.280</b>	<b>-98,5%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>500</b>	<b>+158</b>	<b>2.944</b>	<b>+773</b>	<b>18.401.790</b>	<b>130,1%</b>	<b>53</b>	<b>-63</b>	<b>1.606</b>	<b>-2.319</b>	<b>13.868.760</b>	<b>-58,1%</b>	<b>32.270.550</b>	<b>-21,5%</b>

Grafico 10: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME

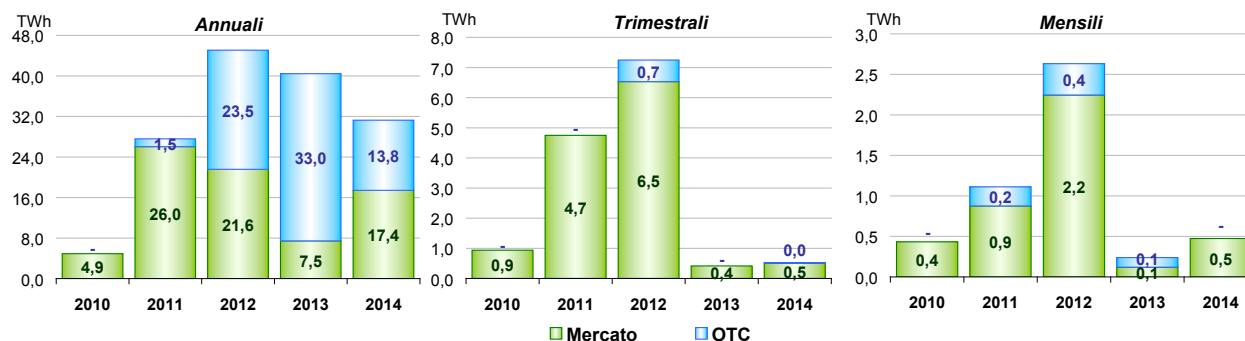
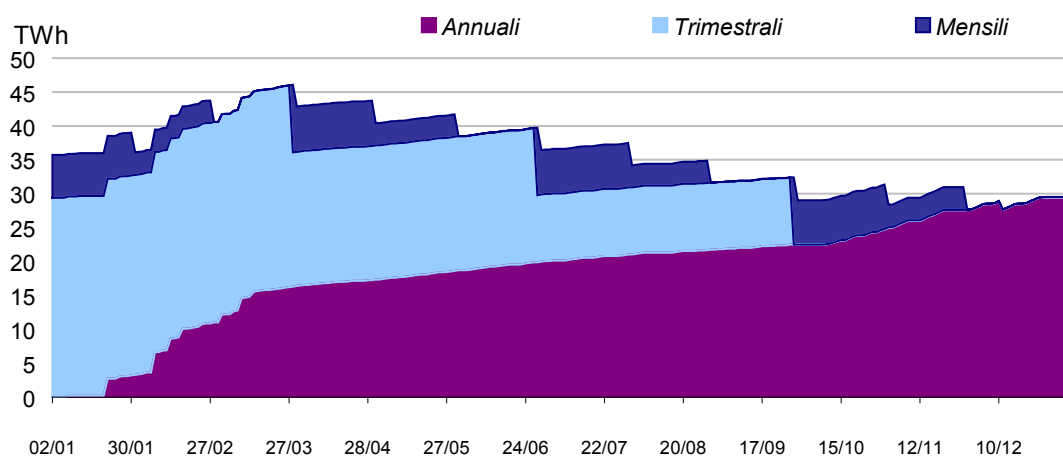


Grafico 11: MTE, evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate consolidano il trend crescente in atto dall'avvio della piattaforma e, come negli anni precedenti, anche nel 2014 aggiornano il massimo storico a quota 383,8 milioni di MWh (+3,5% rispetto al 2013).

Nel dettaglio, le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 344,3 milioni di MWh, sono cresciute del 6,0%. I contratti non-standard, anche nel 2014, sono stati i più utilizzati dagli operatori (59,7% del totale), ed hanno evidenziato un maggiore dinamismo (+7,2%). Tra i contratti standard, in aumento del 3,7%, i più liquidi sono ancora quelli con profilo baseload anche se segnano una lieve flessione (-2,4%).

Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su Mercato elettrico a termine (MTE) si sono attestate a 39,5 milioni di MWh, in calo del 13,9% rispetto al massimo storico dell'anno precedente e pari al 10,3% del totale registrato (12,4% nel 2013).

Come nei tre anni precedenti, anche nel 2014 non è stata

registrata alcuna transazione derivante dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) (Tabella 9).

Il complesso delle transazioni registrate ha determinato una posizione netta dei conti energia di 208,7 milioni di MWh, nuovo record storico (+5,9% sul 2013).

Il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, nel 2014 segna per la prima volta nella storia della PCE una flessione annuale portandosi a quota 1,84 (Grafico 12).

In ripresa, invece, sia i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 96,1 milioni di MWh (+16,9%) che quelli registrati nei conti in prelievo che aggiornano il massimo storico a quota 162,6 milioni di MWh (+3,6%) (Tabella 9).

Lo sbilanciamento a programma dei venditori bilateralisti, che nel 2013 aveva registrato il valore record di 114,8 milioni di MWh, scende a 112,6 milioni di MWh (-2,0%), confermandosi su livelli molto elevati. In aumento, invece, lo sbilanciamento a programma dei conti in prelievo che sale a 46,1 milioni di MWh (+14,8%) (Grafico 13).



Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2014 e programmi

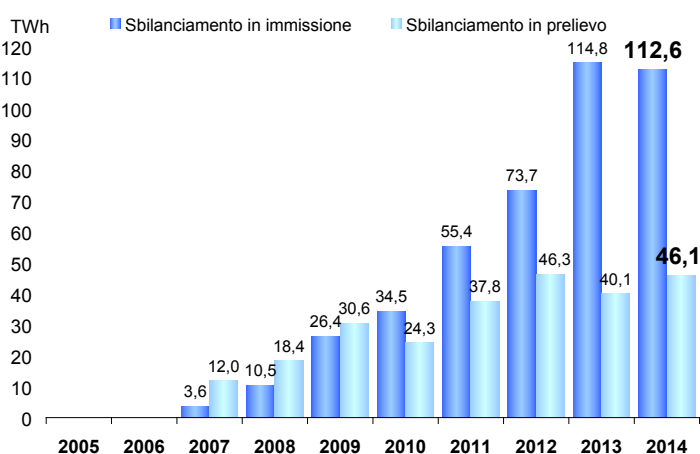
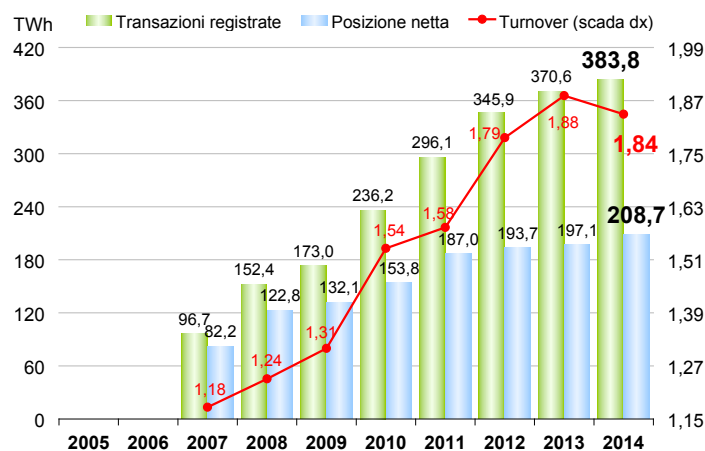
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	93.687.323	-2,4%	24,4%	117.590.365	-7,7%	100,0%	162.604.062	3,6%	100,0%	
Off Peak	9.432.003	28,1%	2,5%	di cui con indicazione di prezzo	43.538.486	-26,7%	37,0%	-	-	0,0%
Peak	12.179.852	54,3%	3,2%	<b>Registrati</b>	<b>96.129.853</b>	<b>16,9%</b>	<b>81,7%</b>	<b>162.603.637</b>	<b>3,6%</b>	<b>100,0%</b>
Week-end	2.640	-75,1%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	22.176.548	54,3%	18,9%	-	-	0,0%
<b>Totale Standard</b>	<b>115.301.818</b>	<b>3,7%</b>	<b>30,0%</b>	Rifiutati	21.460.513	-52,4%	18,3%	425	-14,7%	0,0%
<b>Totale Non standard</b>	<b>228.964.478</b>	<b>7,2%</b>	<b>59,7%</b>	di cui con indicazione di prezzo	21.361.938	-52,6%	18,2%	-	-	0,0%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>344.266.296</b>	<b>6,0%</b>	<b>89,7%</b>	<b>Sbilanciamento a programma</b>	<b>112.559.613</b>	<b>-2,0%</b>		<b>46.085.828</b>	<b>14,8%</b>	
<b>MTE</b>	<b>39.523.597</b>	<b>-13,9%</b>	<b>10,3%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-		<b>66.473.784</b>	<b>65,6%</b>	
<b>CDE</b>	-	-	<b>0,0%</b>							
<b>Totale</b>	<b>383.789.893</b>	<b>3,5%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>Posizione netta</b>	<b>208.689.465</b>	<b>5,9%</b>								

Grafico 12: PCE transazioni registrate e programmi

Grafico 13: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2014 i consumi di gas naturale, con una flessione in doppia cifra (-11,6%), decisamente superiore a quella media registrata del triennio precedente (-5,6%), scendono a 61,4 miliardi di mc, livello più basso degli ultimi tre lustri. Alla contrazione dei consumi del settore termoelettrico (-14,3%), penalizzati dalla debole domanda elettrica e dal progressivo sviluppo delle fonti rinnovabili, si è aggiunto il crollo dei consumi del settore civile, spiegato solo parzialmente dall'effetto delle miti temperature registrate nell'anno appena concluso. Sul

lato offerta, calano sia la produzione nazionale (-6,5%) che le importazioni (-10,1%). In aumento il gas naturale negli stoccaggi (+6,9% la giacenza a fine anno).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME, sono stati complessivamente scambiati 41,6 milioni di MWh (42,7 milioni di MWh nel 2013), quasi tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento. I prezzi hanno confermato la tendenza al ribasso, in linea con le quotazioni sul PSV.

## IL CONTESTO

Nel 2014, i consumi di gas naturale in Italia rafforzano il trend ribassista rilevato a partire dal 2011 e, con una riduzione dell'11,6% scendono a 61.416 milioni di mc (650,0 TWh). A pesare negativamente, ancora una volta, i consumi del settore termoelettrico, pari a 17.655 milioni di mc, in calo del 14,3% a cui si è aggiunto il crollo del settore civile, spiegato solo parzialmente dall'effetto delle miti temperature registrate nell'anno appena concluso. I cui consumi residenziali hanno infatti segnato una flessione del 14,5%, attestandosi a 28.836 milioni di mc. Pressoché stabili sugli stessi livelli negli ultimi cinque anni, invece, i consumi del settore industriale, pari a 13.135 milioni di mc (-0,3%). In calo, infine, anche le esportazioni, pari a 1.790 milioni di mc (-6,8%), mentre le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, in flessione del 7,4% dal massimo del 2013, si sono attestate a 9.088 milioni di mc.

Dal lato offerta la produzione nazionale, con una flessione del 6,5%, scende a 6.938 milioni di mc (-6,5%), mentre le importazioni di gas naturale, in calo ininterrottamente da quattro anni, scendono a 55.341 milioni di mc (-10,1%). La riduzione degli acquisti di gas dall'estero ha interessato tutti i punti in entrata, ad eccezione di Gela (+14,0%) e di Passo Gries (+52,5%). Le erogazioni dai sistemi di stoccaggio si sono ridotte del 20,1%, portandosi a 8.224 milioni di mc; pertanto la giacenza di gas stoccato dell'ultimo giorno dell'anno, pari a 8.836 milioni di mc, è aumentata del 6,9% rispetto allo stesso giorno del 2013.

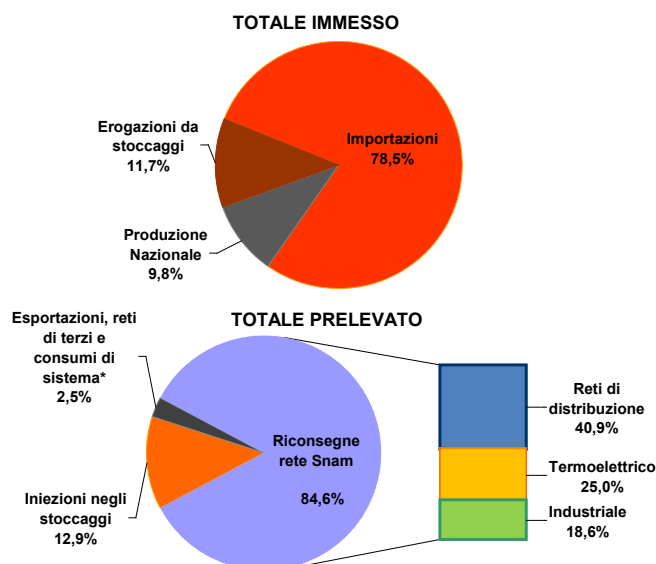
La quotazione annuale del gas naturale al PSV, in flessione di 4,74 €/MWh (-16,9%) rispetto al 2013, è scesa a 23,24 €/MWh, ai minimi dal 2010.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>55.341</b>	<b>585,7</b>	<b>-10,1%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	6.776	71,7	-45,6%
Tarvisio	26.138	276,6	-13,6%
Passo Gries	11.430	121,0	+52,5%
Gela	6.504	68,8	+14,0%
Gorizia	0	0,0	-99,2%
Panigaglia (GNL)	20	0,2	-63,8%
Cavarzere (GNL)	4.468	47,3	-16,4%
Livorno (GNL)	2	0,0	-98,8%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>6.938</b>	<b>73,4</b>	<b>-6,5%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>8.224</b>	<b>87,0</b>	<b>-20,1%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>70.503</b>	<b>746,2</b>	<b>-11,0%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	59.626	631,0	-11,7%
Industriale	13.135	139,0	-0,3%
Termoelettrico	17.655	186,8	-14,3%
Reti di distribuzione	28.836	305,2	-14,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	1.790	18,9	-6,8%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>61.416</b>	<b>650,0</b>	<b>-11,6%</b>
<b>Iniezioni negli stoccaggi</b>	<b>9.088</b>	<b>96</b>	<b>-7,4%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>70.503</b>	<b>746,2</b>	<b>-11,0%</b>

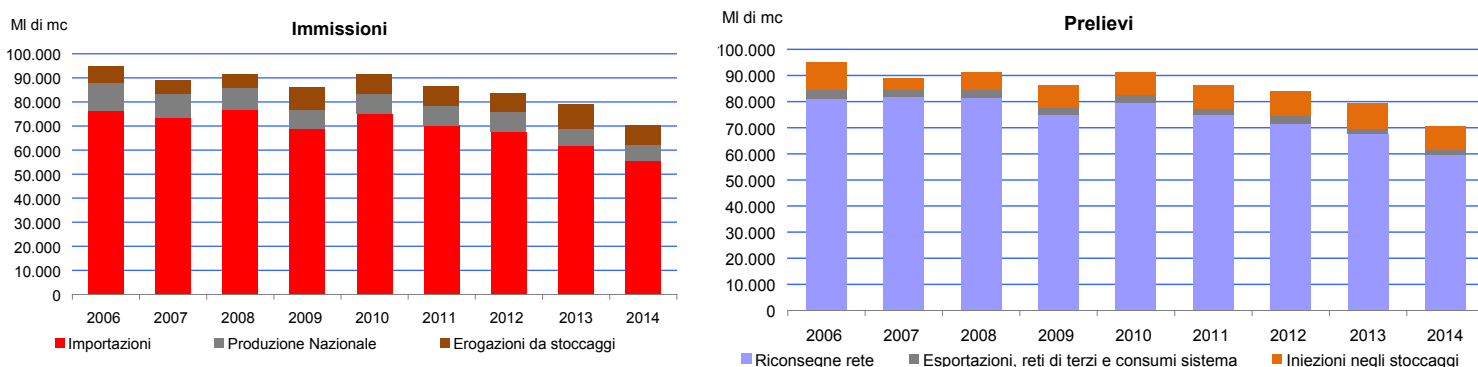
\* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



(continua)

Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



## I MERCATI GESTITI DAL GME

La Piattaforma di Bilanciamento, ed in particolare il Comparto G+1, si conferma, anche nel 2014, il più liquido tra i mercati regolati del gas gestiti dal GME. I volumi scambiati e consegnati nei diversi mercati (a pronti ed a termine) hanno raggiunto 41,6

milioni di MWh (41,5 milioni di MWh i volumi scambiati nel 2013, 42,7 milioni di MWh quelli consegnati), pari al 6,4% della domanda complessiva (5,8% nel 2013). I volumi scambiati e consegnati nei diversi mercati (a pronti ed a termine) hanno raggiunto 41,6 milioni di MWh (41,5 milioni di MWh i volumi scambiati nel 2013, 42,7 milioni di MWh quelli consegnati), pari al 6,4% della domanda complessiva (5,8% nel 2013).

Figura 3: Mercati del gas naturale

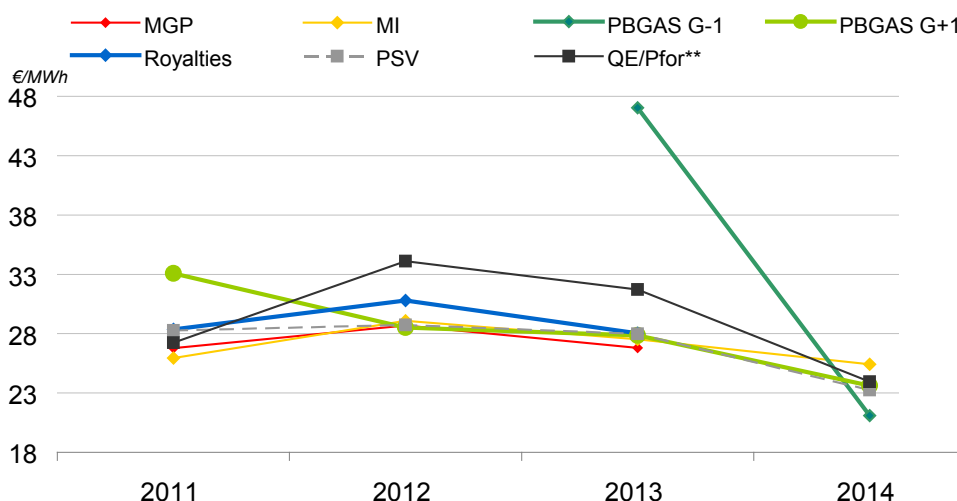
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGAS</b>					
MP-GAS	-	(26,80)	-	-	(13.300)
MGP	-	(26,80)	-	-	(13.300)
MI	25,41	(27,52)	25,25	102.130	(3.820)
MT-GAS	-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>					
Comparto G-1	21,10	(47,04)	16,37	2.940.479	(48.344)
Comparto G+1	23,61	(27,86)	17,50	38.584.290	(40.832.824)
<b>P-GAS</b>					
Royalties	-	(28,02)	-	-	(1.800.900)
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 4: Mercati del gas naturale, prezzi\*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters



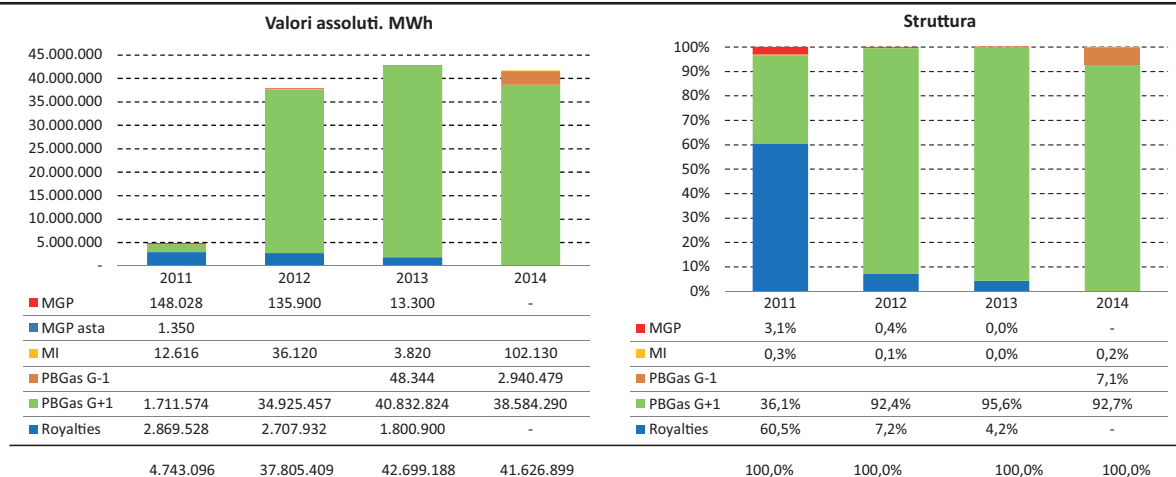
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P<sub>for</sub> un indice

\*\* Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

Figura 5: Mercati del gas naturale, volumi

Fonte: dati GME



Nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) fase *negoziazione continua*, non è stato registrato nessuno scambio di gas naturale (13 mila MWh nel 2013).

Nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), nelle 4 sessioni su 365 in cui c'è stato almeno un abbinamento, sono stati scambiati 102 mila MWh (4 mila MWh nel 2013) ad un prezzo medio di 25,41 €/MWh (-7,7%).

Come nel 2013, nessuno scambio è stato invece registrato sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS).

Sulla Piattaforma Gas (P-GAS), articolata nei tre comparti Import, 'Ex d.lgs 130/10' e Royalties – sui quali produttori e importatori adempiono ai rispettivi obblighi di cessione di quote di gas offrendo prodotti mensili e annuali – nel 2014 non sono stati registrati scambi (620 mila MWh i volumi scambiati nel 2013, tutti nel comparto Royalties, 1,8 milioni di MWh quelli consegnati).

Nel *Comparto G+1* della Piattaforma di Bilanciamento (PB-

Gas) sono stati scambiati 38,6 milioni di MWh (ovvero il 92,7% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gestiti dal GME), in flessione del 5,5% rispetto al 2013, ad un prezzo medio di 23,61 €/MWh in calo del 15,3% ed ai minimi dei tre anni di attività del comparto.

Nei 189 giorni, sui 365, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 19,8 milioni di MWh, in crescita del 3,8%, di cui il 77,4%, venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 23,21 €/MWh (-15,6%). Nei restanti 176 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 18,8 milioni di MWh (-14,8%), di cui il 68,5% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 24,03 €/MWh (-15,0%).

Complessivamente il 73,1% dei volumi scambiati (28,2 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 26,9% (10,4 milioni MWh e massimo storico) da scambi tra operatori.

Figura 6: Piattaforma di Bilanciamento *Comparto G+1*, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)			
			positivo		negativo	
			n.giorni 189/365		n.giorni 176/365	
<b>Prezzo. €/MWh</b>	<b>23,61</b>	(-15,3%)	<b>23,21</b>	(-15,6%)	<b>24,03</b>	(-15,0%)
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>38.584.290</b>	(-5,5%)	<b>19.789.136</b>	(+3,8%)	<b>18.795.153</b>	(-14,8%)
RdB	12.882.132	(-28,9%)			12.882.132	(-33,7%)
Operatori	25.702.158	(+13,2%)	19.789.136	(+3,8%)	5.913.021	(+125,0%)
<b>Vendite. MWh</b>	<b>38.584.290</b>	(-5,5%)	<b>19.789.136</b>	(+3,8%)	<b>18.795.154</b>	(-14,8%)
RdB	15.319.228	(-8,6%)	15.319.228	(-2,8%)		
Operatori	23.265.062	(-3,3%)	4.469.908	(+35,9%)	18.795.154	(-14,8%)
<b>Partecipazione al mercato</b>						
	<b>Totale</b>		<b>lato acquisto</b>		<b>lato vendita</b>	
<b>Operatori attivi. N°</b>	<b>71</b>	(+3)	<b>67</b>	(+3)	<b>65</b>	(+5)

(continua)

Nel *Comparto G-1* – avviato a novembre 2013 e modificato nel 2014, introducendo, oltre alla zona *Import*, altre zone all'interno delle quali sono collocati i punti di offerta corrispondenti a differenti tipologie di risorse flessibili, per ciascuna delle quali Snam Rete Gas definisce, se necessari, limiti di utilizzo – sono stati scambiati 2,9 milioni di MWh ad un prezzo medio di 21,10

€/MWh. Gli scambi si sono concentrati prevalentemente sulle zone *Import* (1,2 milioni di MWh, erano 48 mila MWh nel 2013) e *Stogit* (1,5 milioni di MWh), più esigui gli scambi sulle altre zone; i prezzi, invece, sono variati tra 16,65 €/MWh della zona *Edison Stoccaggio* e 30,85 €/MWh delle zone *G+1* e *G+N*.

Figura 7: Piattaforma di Bilanciamento *Comparto G - 1*, prezzi e volumi nel 2014

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	
Prezzo. €/MWh	19,10	16,65	21,69	20,82	30,85	30,85	<b>21,10*</b>
Volumi. MWh	1.201.391	222	39.616	1.480.573	67.421	151.257	<b>2.940.479</b>
Operatori. N.	11	1	1	29	9	11	<b>33</b>

\* *Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri*

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ L'anno si caratterizza per un consolidamento delle dinamiche ribassiste osservate già nel 2013, particolarmente consistente soprattutto sui mercati petroliferi, dove la ripida flessione dell'ultimo semestre ha spinto le quotazioni sui valori più bassi del quadriennio 2011-2014. In relazione all'andamento degli altri combustibili, se da un lato nessuna novità di rilievo si registra per il carbone, alla terza drastica riduzione tendenziale consecutiva, dall'altro si rileva una netta inversione di trend sui prezzi continentali del gas, la cui drastica diminuzione sui livelli più bassi dal 2011

appare solo parzialmente mitigata dalla ripresa osservata nella parte finale dell'anno. In questo scenario non fanno eccezione le quotazioni espresse dalle principali borse dell'elettricità, che, per effetto di un'ulteriore significativa riduzione tendenziale, scendono sui valori minimi dell'ultimo decennio, deludendo le aspettative di moderata crescita manifestate dai mercati nel corso del 2013. Infine, il tasso di cambio dollaro/euro, pur risultando sostanzialmente stabile su base annua, evidenzia un calo nell'ultimo quadrimestre che sembra influenzarne al ribasso le attese per il 2015.

Nel 2014 la quotazione europea del greggio mostra una significativa flessione, scendendo sotto i 100 \$/bbl (99,43 \$/bbl, -9%) dopo tre anni di sostanziale stabilità attorno ai 110 \$/bbl, livello peraltro prospettato dai mercati a termine alla fine del 2013. Il deciso cambio di tendenza, pur essendo già ben espresso dal dato medio annuo, trova origine nell'improvvisa virata al ribasso che, dopo una prima parte d'anno sostanzialmente allineata ai valori dell'ultimo triennio, ha portato i prezzi nel secondo semestre del 2014 dai 110 \$/bbl a ridosso dei 63 \$/bbl di dicembre, toccando con ciò il minimo da giugno 2009. Tale break strutturale risulta esteso con modalità analoghe a tutti i riferimenti internazionali del petrolio - tornati a convergere proprio nella parte finale del 2014 dopo quattro anni di disaccoppiamento - influenzandone peraltro le quotazioni futures, posizionate per il 2015 sui bassi livelli di dicembre.

Le dinamiche rilevate sul greggio appaiono incorporate anche dai suoi prodotti di raffinazione, il cui prezzo arretra attorno a 842 \$/MT per il gasolio (-8%) e a 558 \$/MT per l'olio

combustibile (-9%), seguendo un corso assolutamente in linea con quello della commodity di riferimento sia all'interno dell'anno che, in prospettiva, sui mercati a termine, proiettati per il 2015 su valori mai più osservati dal 2009.

In calo anche il carbone, a consolidamento di quel trend ribassista che nel giro di tre anni lo ha portato in Europa dai 120 \$/MT ai 75 \$/MT, valore attorno al quale sembra essersi stabilizzato nel corso del 2014. In termini di confronti internazionali, merita rilevare che il prodotto cinese, dopo essersi sostanzialmente allineato al riferimento europeo nel mese di agosto, è tornato a divergere da quest'ultimo nel successivo quadrimestre in virtù di una piccola ripresa che ha riportato lo spread tra le due quotazioni sui 20 \$/MT.

In relazione alle variazioni annue registrate dai combustibili, si osserva che il generalizzato ribasso si conferma nella conversione delle quotazioni in euro, pur risultando parzialmente mitigato dalla riduzione subita dal tasso di cambio nell'ultimo semestre dell'anno.

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

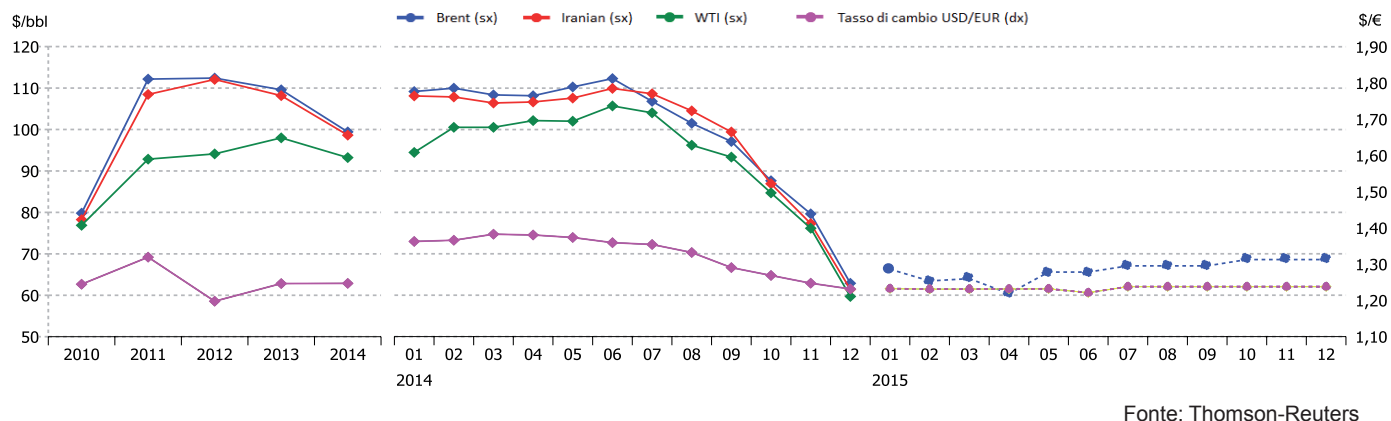
FUEL	UdM	2014	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2015	Dicembre 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
<b>PETROLIO</b>	\$/bbl	99,43	- 9 %	107,93	62,71	62,88	- 21 %	- 44 %	77,92
Brent FOB	€/bbl	74,83	- 11 %	-	49,91	51,06	- 19 %	- 44 %	-
<b>OLIO COMB.</b>	\$/MT	557,95	- 9 %	605,66	312,04	320,20	- 24 %	- 47 %	413,39
0.1 FOB Barge	€/MT	419,89	- 10 %	-	248,36	260,02	- 22 %	- 48 %	-
<b>GASOLIO</b>	\$/MT	842,21	- 8 %	-	-	572,36	- 19 %	- 39 %	716,50
0.1 FOB ARA	€/MT	633,80	- 10 %	-	-	464,78	- 18 %	- 39 %	-
<b>CARBONE</b>	\$/MT	75,27	- 8 %	83,80	68,45	70,61	- 5 %	- 16 %	73,25
ARA Strm 6000K	€/MT	56,64	- 9 %	-	54,48	57,34	- 4 %	- 16 %	-
<b>CAMBIO \$/€</b>	USD/EUR	1,33	+ 0 %	1,38	1,26	1,23	- 1 %	- 10 %	1,25

Fonte: Thomson-Reuters



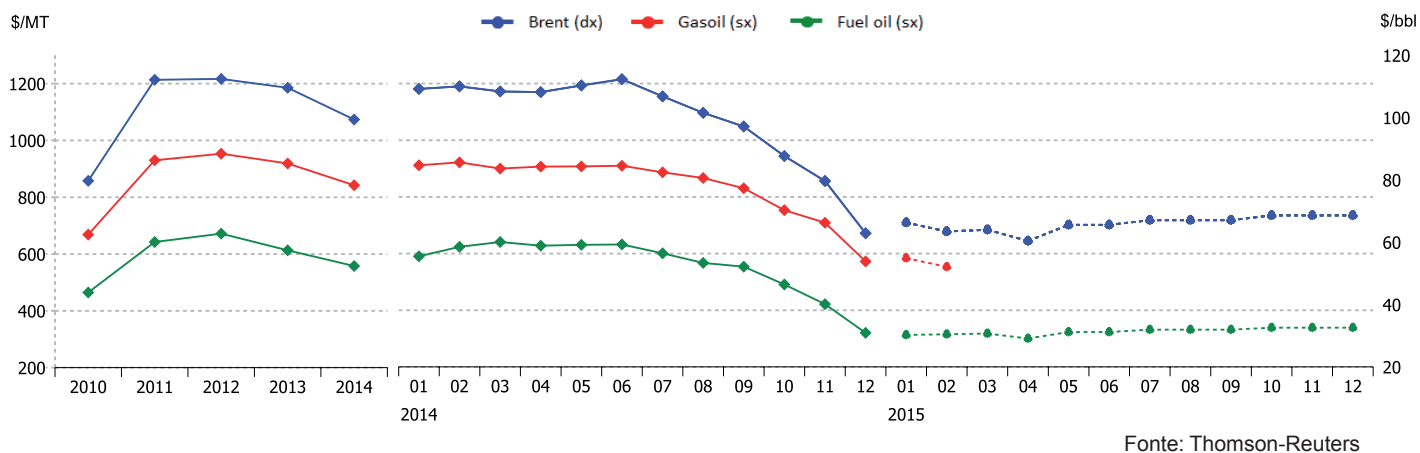
(continua)

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



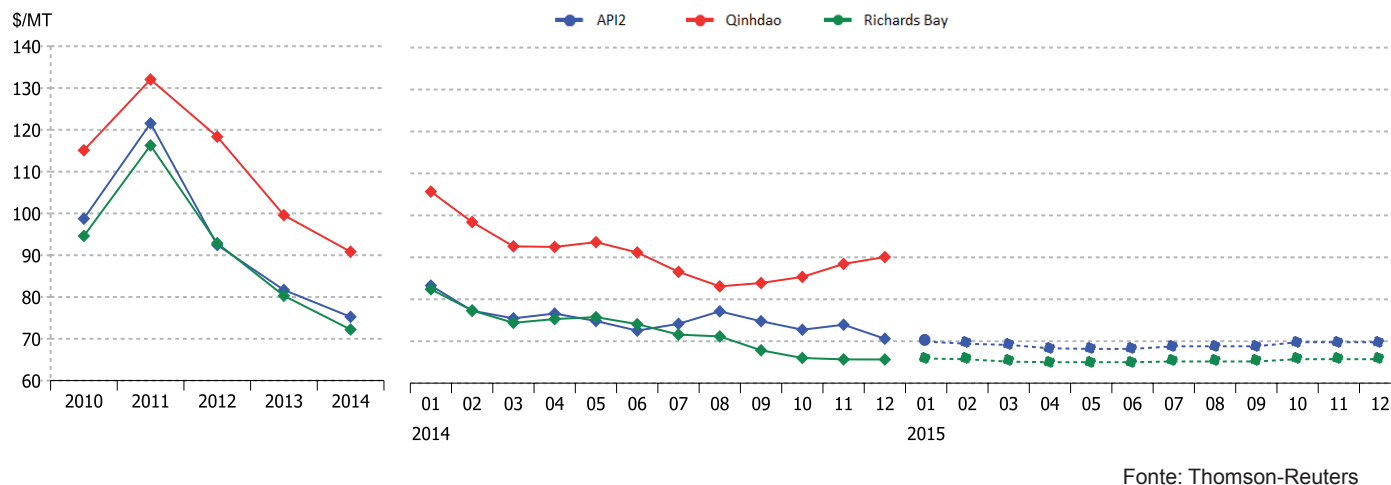
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

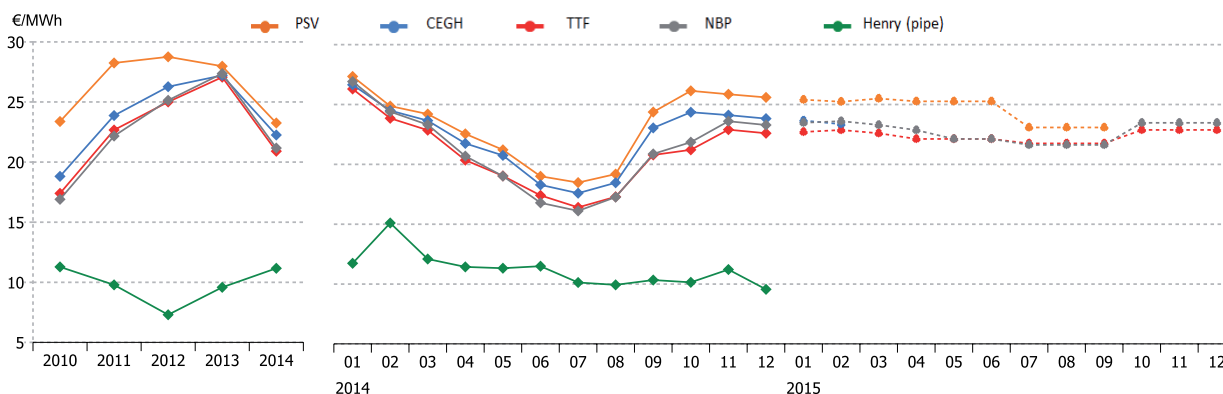
(continua)

In questo generale panorama ribassista si inseriscono anche le dinamiche rilevate sui principali hub europei del gas, in virtù delle quali nel 2014 le quotazioni scendono sui 21/23 €/MWh, interrompendo la loro pluriennale fase di crescita (-17/-23%). Merita rilevare come, nel caso del gas, la diminuzione annua sia espressione di un andamento mensile comune a tutti i riferimenti continentali e opposto a quello del petrolio. La consistente flessione, infatti, si concentra nella prima parte

dell'anno, risultando solo parzialmente mitigata dalla ripresa registrata nell'ultimo quadrimestre, quando peraltro lo spread tra PSV e TTF torna ad allargarsi a circa 3,7 €/MWh. Al pari di quanto rilevato sugli altri combustibili, le aspettative dei mercati per il 2015 risultano allineate ai valori registrati nell'ultima parte del 2014, esprimendo per l'anno termico attualmente in contrattazione quotazioni prossime a 22 €/MWh.

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

Quotazioni annuali (€/MWh)						Quotazioni mensili (€/MWh)			
GAS	Area	2014	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2015	Dicembre 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PSV	IT	23,25	-17 %	-	-	25,60	-1 %	-15 %	27,20
TTF	NL	20,91	-23 %	26,70	21,40	22,60	-1 %	-19 %	24,05
CEGH	AT	22,26	-18 %	-	-	23,82	-1 %	-15 %	25,45
NBP	UK	21,17	-23 %	27,37	22,00	23,29	-1 %	-18 %	24,95
Henry (pipe)	US	11,16	+17 %	-	-	9,56	-15 %	-9 %	-



Fonte: Thomson-Reuters

Per il secondo anno consecutivo, gli effetti della generalizzata contrazione del costo dei combustibili sembrano assorbiti da tutti i principali mercati elettrici europei, caratterizzati da decrementi ancor più marcati che nel 2013 e tali da spingere i prezzi sui valori più bassi dell'ultimo decennio. In particolare le quotazioni si attestano sui 33/35 €/MWh in Europa continentale (-12/-20%) e attorno a 52 €/MWh in Italia (-17%), strutturalmente più elevata per un parco di generazione più costoso. Tali valori risultano espressione di dinamiche mensili caratterizzate da una prima parte d'anno sostanzialmente poco volatile ovunque

e da una lieve ripresa tra settembre e dicembre, evidente soprattutto in Italia, come riflesso dell'aumento del prezzo del gas, e in Francia, dove agisce invece la spinta rialzista indotta dalla stagionale ripresa della domanda.

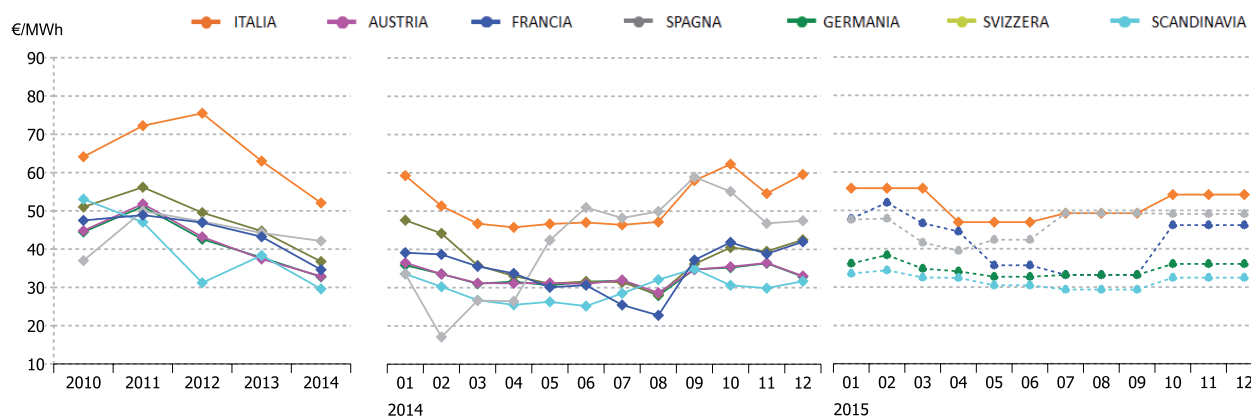
In ottica prospettica, i mercati a termine, ancora una volta ben lontani dal prevedere i forti ribassi del 2014, ripropongono per il 2015 i tipici profili mensili di prezzo, con la quotazione transalpina che nei trimestri iniziale e finale dell'anno si stacca dal prezzo tedesco per avvicinarsi a quello italiano, più alto.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)					Quotazioni mensili (€/MWh)			
Area	2014	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2015	Dicembre 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
ITALIA	52,08	- 17 %	63,03	50,25	59,58	+ 9 %	- 14 %	-
FRANCIA	34,63	- 20 %	44,11	40,03	41,98	+ 8 %	- 16 %	48,00
GERMANIA	32,76	- 13 %	37,33	34,14	32,89	- 10 %	- 8 %	36,31
SPAGNA	42,13	- 5 %	51,65	45,90	47,47	+ 1 %	- 25 %	46,25
AREA SCANDINAVA	29,61	- 23 %	32,05	31,35	31,67	+ 6 %	- 3 %	32,70
AUSTRIA	32,90	- 12 %	-	-	33,05	- 9 %	- 8 %	-
SVIZZERA	36,76	- 18 %	-	-	42,51	+ 8 %	- 19 %	-



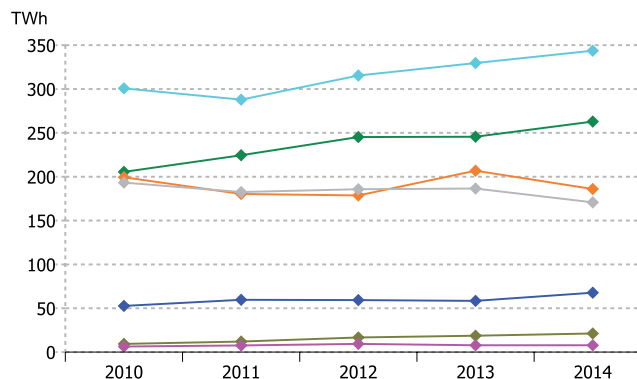
Emerge, infine, una crescita dell'energia scambiata su base spot su tutte le principali borse continentali, più forte nei paesi che fanno riferimento ad Epex (Francia, Germania e Svizzera) che, per la prima volta dalla sua istituzione, supera nel dato annuo NordPool (Nordpool: 343,7 TWh; Epex: 352,0 TWh). In

controtendenza i listini dell'area mediterranea, dove si registra un calo delle negoziazioni sia in Italia, attestata a 186 TWh (-10%), valore comunque tra i più alti dell'ultimo quadriennio, e in Spagna, scesa a 170,8 TWh (-8%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2014	Var Y-1 (%)	Dicembre 14
ITALIA	186,0	- 10 %	14,9
FRANCIA	67,8	+ 16 %	6,9
GERMANIA	262,9	+ 7 %	25,4
SPAGNA	170,8	- 8 %	14,3
AREA SCANDINAVA	343,7	+ 4 %	34,3
AUSTRIA	7,8	+ 0 %	0,7
SVIZZERA	21,2	+ 13 %	1,7



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel 2014, il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica registra, rispetto allo scorso anno, un aumento dei volumi sulla piattaforma di mercato, con una quantità di titoli scambiati pari a 3.482.221

TEE (2.814.805 TEE nel 2013).  
Di seguito la tabella riassuntiva del 2014.

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati Mercato	1.113.668	1.804.929	124.181	438.991	452
Controvalore (€)	127.192.664,51	204.224.503,15	14.404.516,83	49.866.533,36	48.791,10
Prezzo minimo (€/CV)	95,00	97,61	97,65	97,51	98,00
Prezzo massimo (€/CV)	149,00	149,00	148,50	149,00	145,00
Prezzo medio (€/CV)	114,21	113,15	116,00	113,59	107,94

L'andamento dei prezzi sul mercato ha raggiunto il massimo livello nel mese di marzo (500.989 TEE scambiati ad un prezzo medio pari a 136,67 €/TEE), mentre nel mese di maggio è stato toccato il massimo dei titoli negoziati mensilmente con un numero di TEE scambiati pari a 442.942 TEE, ad un prezzo medio pari a 107,50.

In particolare, il livello dei prezzi medi ha avuto un trend positivo all'inizio anno, muovendosi dai 105,00 €/TEE di inizio anno al picco pari a 146,84 €/TEE per i TEE di Tipo III a fine

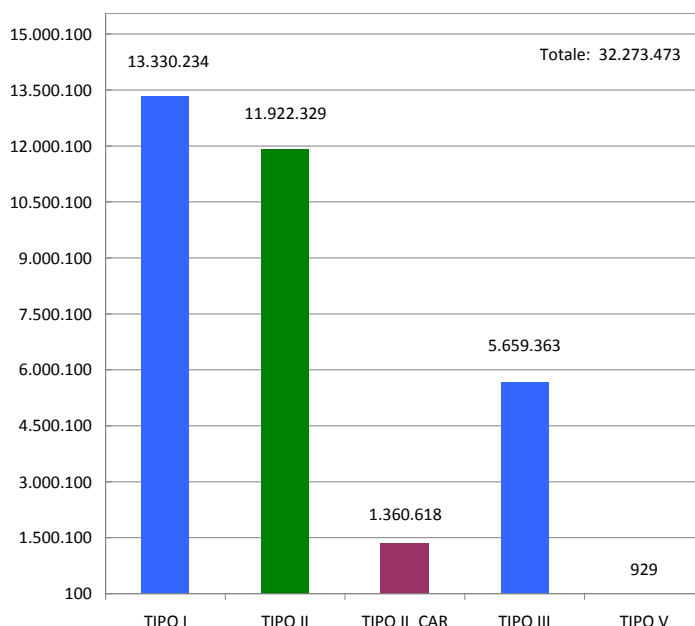
maggio. Successivamente, i prezzi hanno avuto un andamento tendenzialmente discendente nella rimanente parte dell'anno, raggiungendo valori al di sotto dei 100,00 €/TEE.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 8.281.647 TEE di cui, 1.952.549 di Tipo I, 4.205.269 di Tipo II, 752.221 di Tipo II CAR e 1.370.919 di Tipo III, 689 di Tipo V.

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pertanto pari a 32.273.473, di cui 13.330.234 di Tipo I, 11.922.329 di Tipo II, 1.360.618 di Tipo II CAR, 5.659.363 di Tipo III, 929 di Tipo V.

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

Fonte: GME



(continua)

Nel mese di dicembre, nel consueto confronto con il mese precedente, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 189.456 TEE, in diminuzione rispetto ai 261.991 TEE scambiati ad novembre

TEE, risultati del mercato del GME - dicembre 2014 Fonte: GME

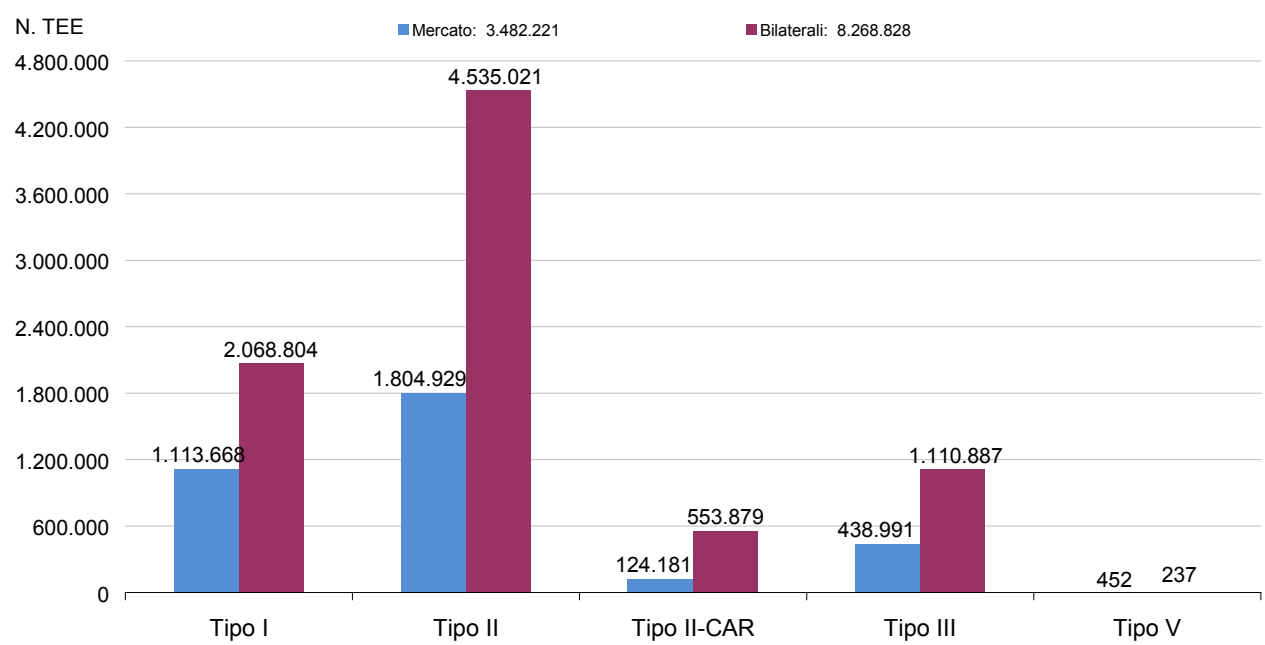
	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati (n.TEE)	65.890	111.990	4.550	6.838	188
Valore Totale (€)	6.578.511,47	11.224.234,38	448.083,35	678.888,71	18.548,50
Prezzo minimo (€/TEE)	97,50	97,61	97,65	97,51	98,00
Prezzo massimo (€/TEE)	103,99	104,50	103,00	101,80	98,75
Prezzo medio (€/TEE)	99,84	100,23	98,48	99,28	98,66

Dei 189.456 TEE sono stati scambiati 65.890 di Tipo I e 111.990 di Tipo II, 4.550 di Tipo II-CAR e 6.838 di tipo III e 188 di Tipo V.

di 99,84 € (rispetto a 101,78 € di novembre), i titoli di Tipo II ad una media di 100,23 € (rispetto a € 102,28 di novembre) e i titoli di Tipo II-CAR ad una media di 98,48 € (rispetto a 101,10 € di novembre), i titoli di Tipo III ad una media 99,28 € (rispetto a 102,44 € di novembre), infine i TEE di Tipo V sono stati scambiati ad una media di 98,66 € (rispetto a 99,94 € di novembre).

Si sottolinea, un andamento dei prezzi medi in diminuzione rispetto a quelli del mese precedente (1,90 % per i TEE di Tipo I, 2,01 % per i TEE di Tipo II e 2,59 % per i TEE di Tipo II-CAR, 3,08 % per i TEE di Tipo III e 1,28 % per i TEE di Tipo V).  
Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media

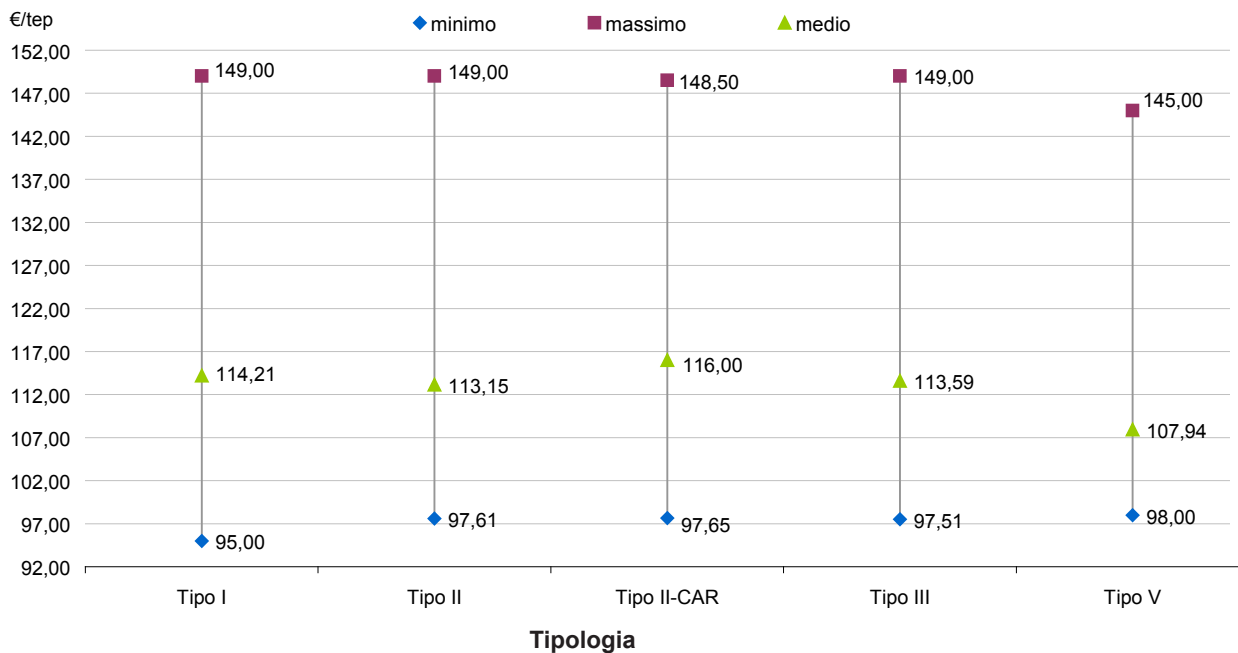
TEE scambiati dal 1 gennaio al 31 dicembre 2014 Fonte: GME



(continua)

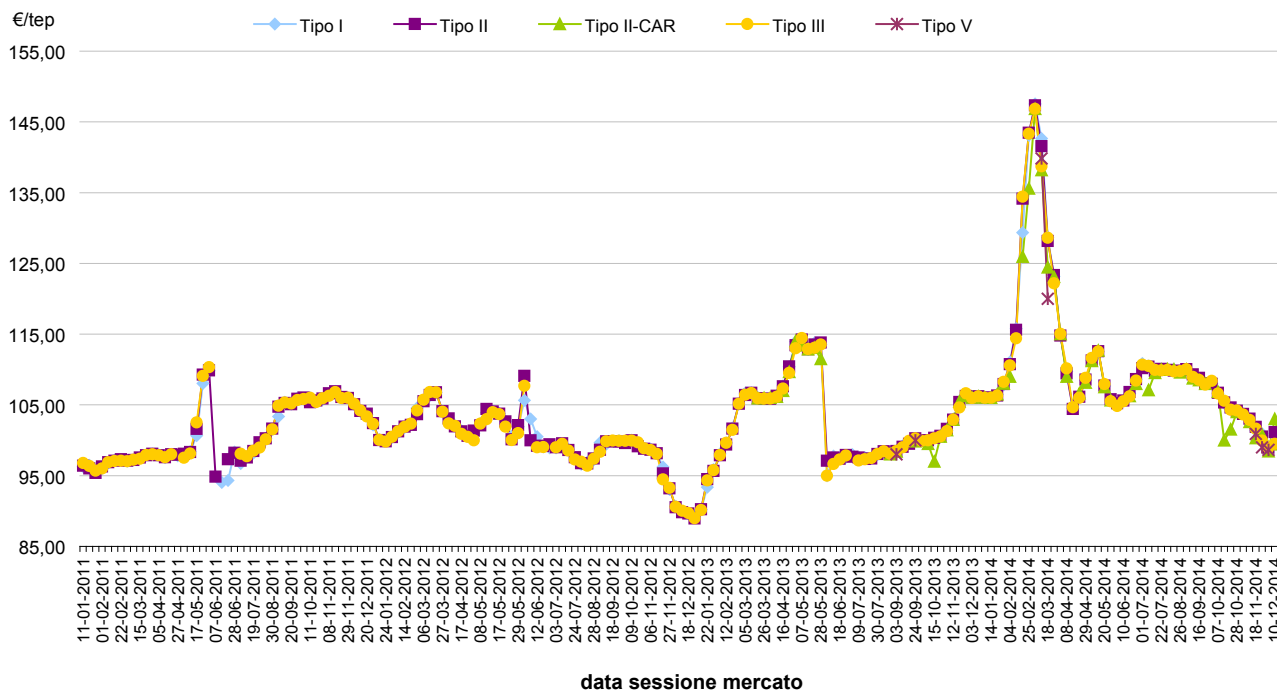
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio a dicembre 2014)

Fonte: GME



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

Fonte: GME





## (continua)

Sul mercato dei bilaterali dei TEE sono stati scambiati, nel 2014, 8.268.828 TEE, in aumento rispetto al 2013 (5.419.661 TEE lo scorso anno). Il prezzo medio rilevato sulla piattaforma dei bilaterali è stato pari a 102,72 €/tep (98,06 €/tep nel 2013) inferiore di 10,93 € rispetto al prezzo medio registrato sul mercato, 113,65 €/tep (104,76 €/tep lo scorso anno).

Nel corso del mese di dicembre 2014 sono stati scambiati 733.409 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipolo-

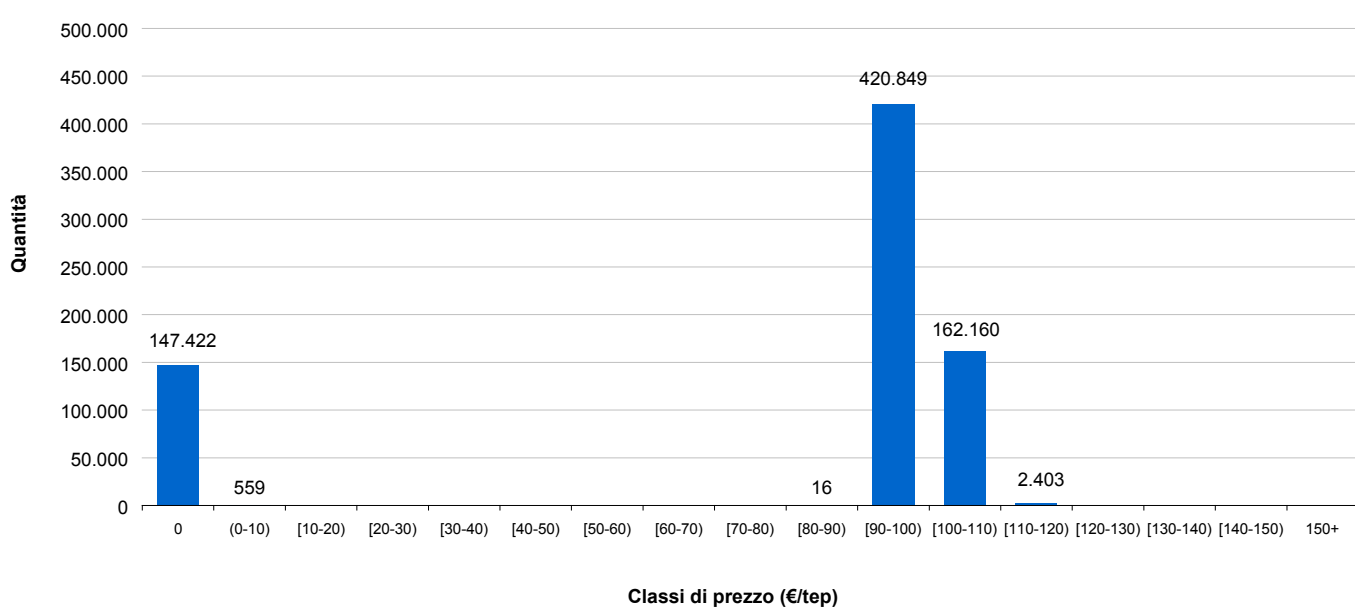
gie.

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 78,81 €/tep (105,33 €/tep lo scorso anno a dicembre), minore di 21,20 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 100,01 €/tep (106,06 €/tep a dicembre 2013).

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

TEE scambiati per classi di prezzo - dicembre 2014

Fonte: GME



Infine, di seguito è indicata la tabella generale relativa al 2014.

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati Mercato	1.113.668	1.804.929	124.181	438.991	452
Volumi scambiati Bilaterali	2.068.804	4.535.021	553.879	1.110.887	237
Prezzo minimo (€/CV)	95,00	97,61	97,65	97,51	98,00
Prezzo massimo (€/CV)	149,00	149,00	148,50	149,00	145,00
Prezzo medio (€/CV)	114,21	113,15	116,00	113,59	107,94

# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Il Mercato dei Certificati Verdi<sup>1</sup>, nel 2014, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle 47 sessioni organizzate dal GME pari a 8.195.297 CV (7.566.341 CV scambiati nel 2013) con un controvalore pari a circa

759,7 milioni di euro (circa 633, 5 milioni di euro nel 2013). Di seguito la tabella riassuntiva 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.

	2011	2012	2012_TRL	I Trim 2013	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 CV scambiati (n.CV)	13.764	294.579	16.416	155.682	342.690	550.937	2.112.486	85.796	1.576.930	1.407.092	1.635.174	3.751
Valore Totale (€)	1.173.146	25.806.165	1.438.890	13.797.532	30.337.495	48.845.711	187.232.834	7.346.408	151.827.644	135.350.367	156.248.396	358.097
Prezzo minimo (€/CV)	84,80	84,40	84,10	87,50	87,45	85,00	85,00	82,25	92,53	92,20	93,35	95,00
Prezzo massimo (€/CV)	88,30	90,00	89,28	89,90	98,00	94,90	90,00	88,00	97,85	97,00	96,57	96,50
Prezzo medio (€/CV)	85,23	87,60	87,65	88,63	88,53	88,66	88,63	85,63	96,28	96,19	95,55	95,47

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle sessioni di mercato è stato pari a 92,71 €/MWh (83,73 €/MWh nel 2013).

I CV 2013 IV Trim hanno rappresentato il 25,78 % del totale dei certificati negoziati, seguiti dai CV con anno di riferimento 2014 I Trim, con il 19,24 % (47,10 % i CV 2012 e 19,93 % i CV 2013 I Trim, le percentuali dei CV maggiormente scambiati l'anno precedente).

Sul mercato dei bilaterali le transazioni registrate nel corso del 2014 sono state pari a 34.852.367 CV, in diminuzione rispetto ai 37.246.526 CV del 2013.

Nel 2014 è stata svolta per il GSE una sessione dedicata che ha comportato l'assegnazione di un totale di 36.580 CV I Trimestre 2013 ad un prezzo medio di 89,28 €/MWh, pari al prezzo di ritiro.

Complessivamente, nel corso del 2014, il totale dei CV scambiati sia sul mercato, sia bilateralmente, sessione dedicata inclusa, sono stati pari a 43.084.244 CV rispetto ai 45.367.501 CV liquidati nel 2013 (-5,03%).

Per ciò che riguarda le transazioni relative al mese di dicembre 2014, nel consueto confronto mensile, sono stati scambiati 1.212.393 CV, in aumento, rispetto ai 751.804 CV scambiati nel mese di novembre.

La concentrazione degli scambi sul mercato ha visto il prevalere dei CV 2014 III Trim, con 845.139 certificati (451.519 a novembre), seguono i CV 2014 II Trim con un volume pari a 179.098 CV (contro i 182.073 CV 2014 II Trim scambiati lo scorso mese) e i CV 2013 IV Trim, con 86.348 titoli sulla piattaforma (75.452 i CV 2013 IV Trim presenti nel mese a confronto).

I CV 2012 hanno raggiunto sul mercato un volume pari a 44.232 quote (11.162 i CV 2012 a novembre), mentre i CV 2014 I Trim hanno registrato una quantità di titoli pari a 25.836 CV (26.733 CV 2014 I Trim il numero dei certificati relativi allo scorso mese).

Seguono nell'ordine i CV 2013 II Trim con 15.681 CV (662 i

CV 2013 II Trim presenti lo scorso mese sulla piattaforma), i CV 2013 III Trim, con una quantità pari a 11.817 CV (1.000 i CV 2013 III Trim scambiati nel mese di novembre) e i CV 2014 IV Trim con 1.749 certificati (2.002 i CV 2014 IV Trim, presenti a novembre sulla piattaforma).

Chiudono l'elenco, i 1.572 volumi dei CV 2013 TRL (1.201 CV 2013 TRL lo scorso mese) e le 921 quote dei CV 2013 I Trim, assenti sulla piattaforma a novembre.

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV nel 2014, è stato osservato un prezzo medio minimo pari a 85,23 €/MWh per i CV 2011, presenti sulla piattaforma fino alla prima sessione di marzo, mentre il prezzo medio massimo è stato registrato per i CV 2014 I Trim, pari a 96,28 €/MWh.

Nel confronto dei prezzi medi rispetto al mese precedente, è stato osservato per i CV 2012, un prezzo medio pari a 86,36 €/MWh, in diminuzione di 0,26 €/MWh rispetto al mese di novembre.

Riguardo invece al periodo di produzione 2013, si rileva un incremento, rispetto al mese scorso, di 0,85 €/MWh per i CV 2013 TRL (84,75 €/MWh) e di 0,17 €/MWh, relativo ai CV 2013 IV Trim (88,98 €/MWh), mentre i prezzi medi dei CV 2013 III Trim (89,54 €/MWh) e dei CV 2013 II Trim (89,28 €/MWh) sono risultati in diminuzione, rispettivamente, di 4,37 €/MWh e 1,39 €/MWh, rispetto al mese di novembre.

Il prezzo medio dei CV 2013 I Trim, assenti sulla piattaforma lo scorso mese, è stato pari a 88,84 €/MWh.

In aumento, infine, i prezzi medi relativi al periodo di produzione 2014 tranne il prezzo medio dei CV 2014 IV Trim che è risultato in diminuzione di 0,34 €/MWh (95,29 €/MWh).

Si segnala, infatti, l'incremento di 0,35 €/MWh dei CV 2014 II Trim (96,54 €/MWh), la rivalutazione pari a 0,33 €/MWh dei CV 2014 III Trim (95,82 €/MWh) e il rialzo di 0,30 €/MWh rispetto al mese di novembre, del prezzo medio dei CV 2014 I Trim (96,77 €/MWh),

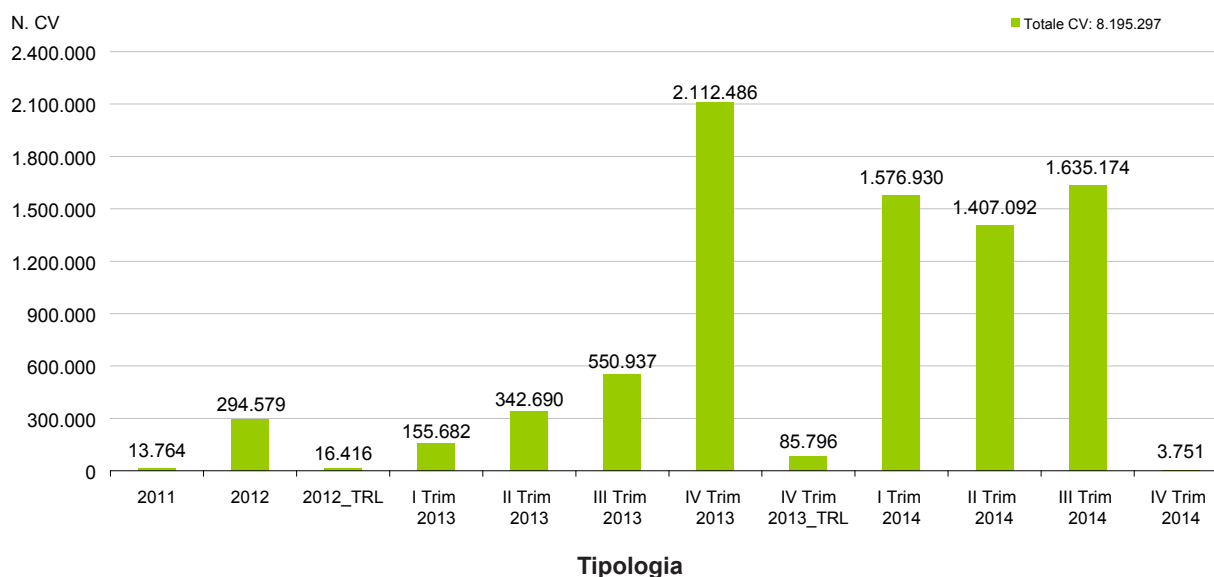
(continua)

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di Dicembre 2014.

	Periodo di riferimento									
	2012	I Trim 2013	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)	44.232	921	15.681	11.817	86.348	1.572	25.836	179.098	845.139	1.749
Valore Totale (€)	3.819.809,98	81.822,50	1.398.463,00	1.058.119,94	7.683.540,00	133.228,00	2.500.270,83	17.290.745,44	80.980.139,20	166.655,00
Prezzo minimo (€/CV)	85,50	88,00	88,00	87,00	88,40	84,00	96,20	95,98	94,90	95,00
Prezzo massimo (€/CV)	89,25	89,90	89,28	93,00	89,70	85,50	97,20	97,00	96,57	95,50
Prezzo medio (€/CV)	86,36	88,84	89,18	89,54	88,98	84,75	96,77	96,54	95,82	95,29

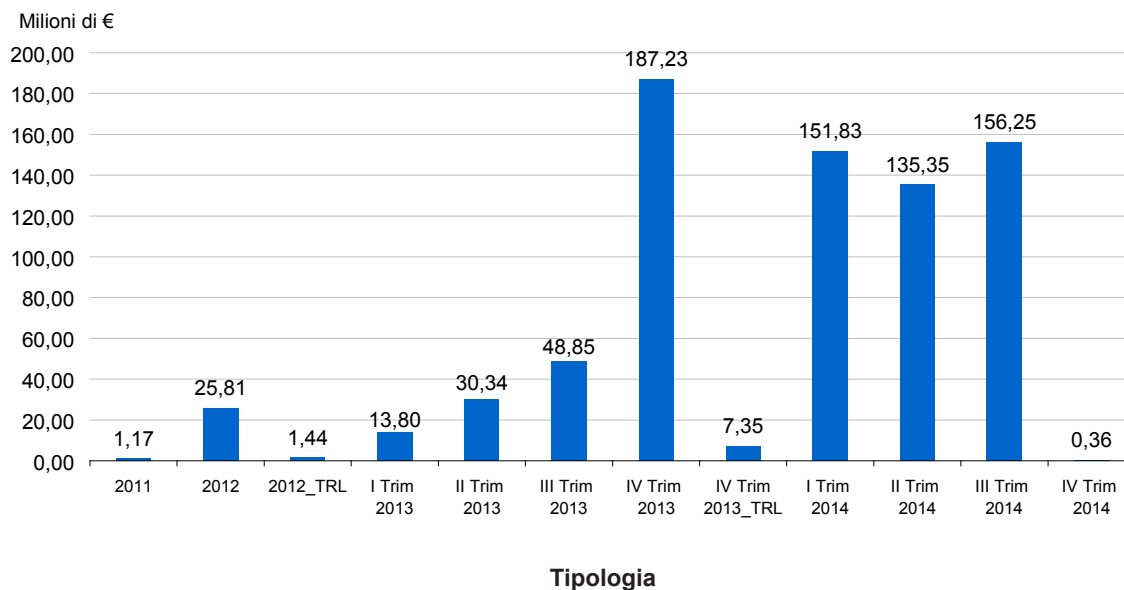
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



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

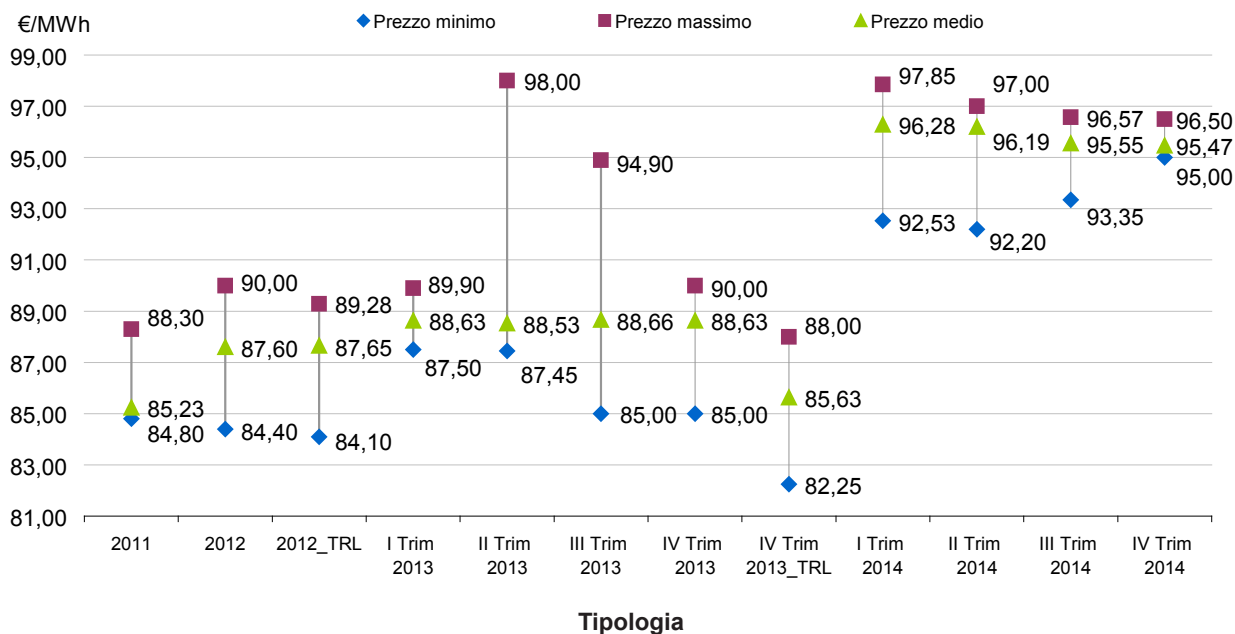
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

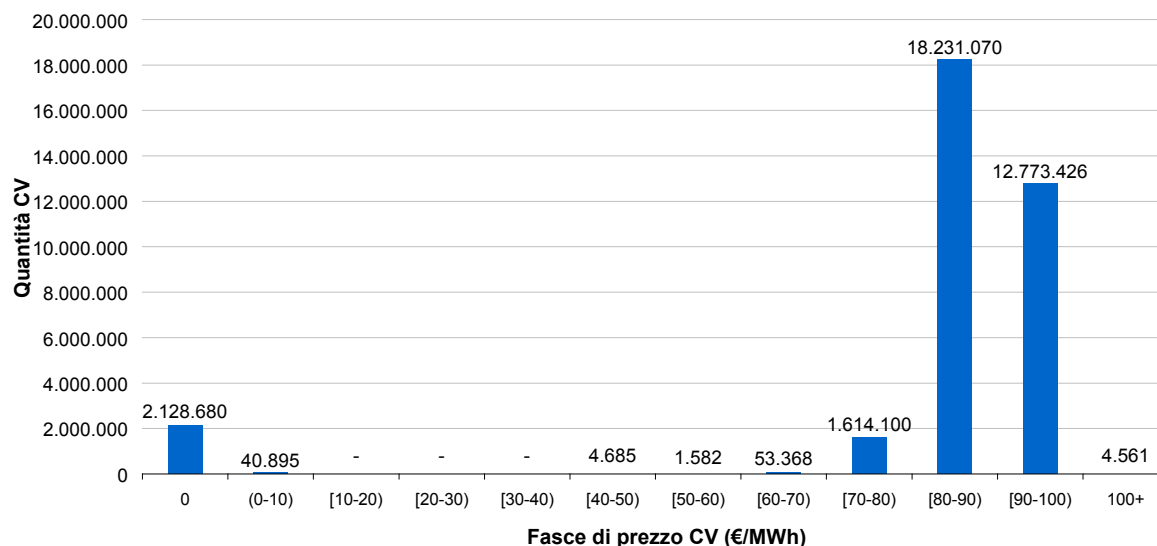


Nel corso del 2014 sono stati scambiati 34.852.367 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (37.246.526 CV l'anno precedente).

Nel grafico sottostante vengono evidenziate i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo nel 2014.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2014

Fonte: GME



(continua)

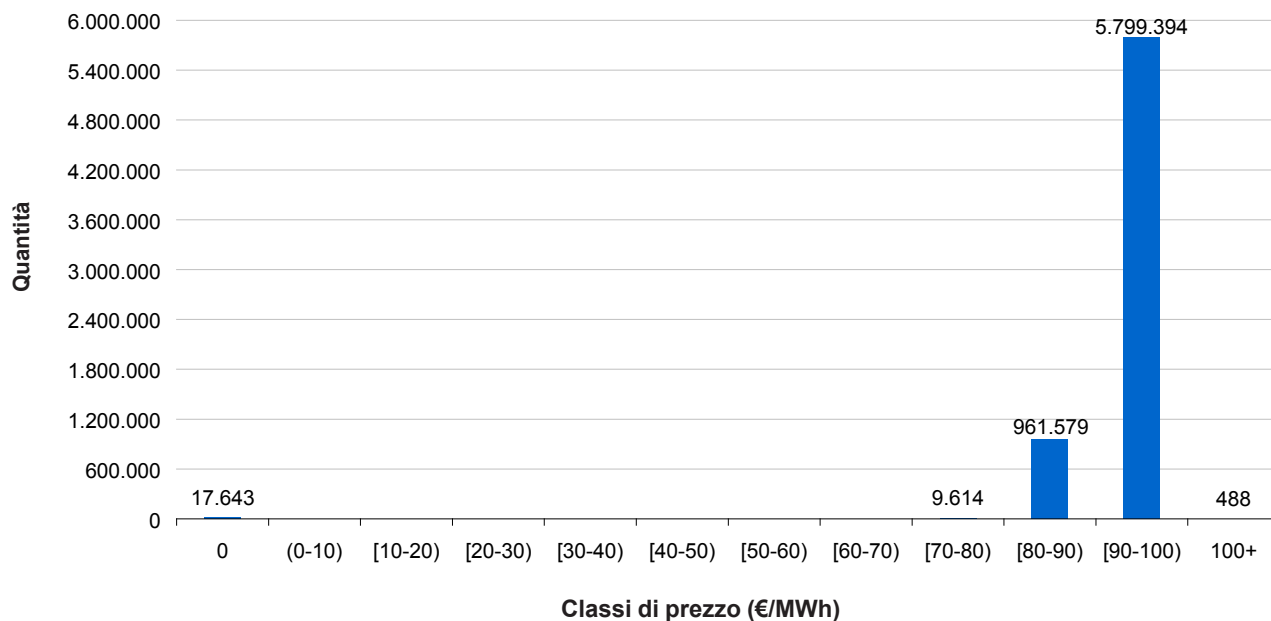
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel 2014, è stata pari a 84,11 €/MWh (78,52 €/MWh lo scorso anno) minore di 8,6 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato, pari a 92,71 €/MWh (83,73 €/MWh nel

2013).

Nel corso del mese di dicembre 2014 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 6.788.718 CV delle varie tipologie (1.893.771 CV il mese scorso).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - dicembre 2014

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di dicembre, è stata pari a 93,77 €/MWh,

minore di 1,18 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (94,95 €/MWh).

# Mercato delle garanzie d'origine

A cura del GME

■ Il Mercato delle Garanzie di Origine (GO), nel 2014, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle 10 sessioni organizzate dal GME pari a 468.759 GO (nel 2013, i titoli scambiati sono stati pari a 1.160.402 COFER, scambiate fino al

mezzo di marzo, e 178.013 GO, scambiate sino alla fine dell'anno, per un totale di 1.338.415 titoli). Di seguito la tabella riassuntiva 2014.

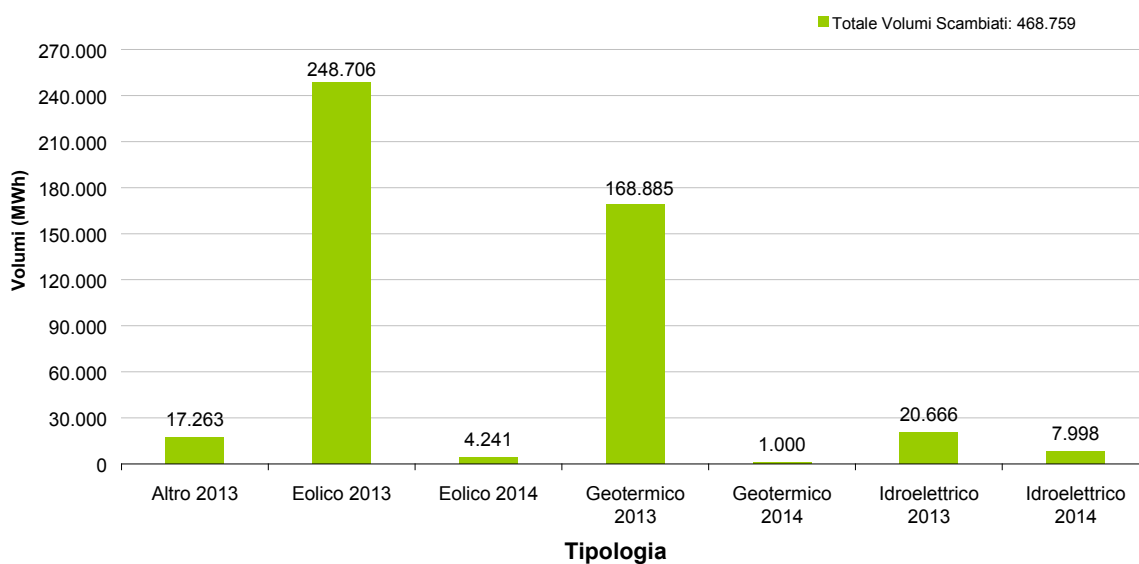
Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
Eolico	Gennaio 2013	8.000	720	0,09	0,09	0,09
	Febbraio 2013	2.712	244	0,09	0,09	0,09
	Marzo-Dicembre 2013	237.994	17.444	0,06	0,12	0,07
	Marzo-Dicembre 2014	4.241	553	0,13	0,14	0,13
Geotermoelettrico	Marzo-Dicembre 2013	168.885	11.877	0,06	0,09	0,07
	Marzo-Dicembre 2014	1.000	140	0,14	0,14	0,14
Idroelettrico	Gennaio 2013	5.000	450	0,09	0,09	0,09
	Marzo-Dicembre 2013	15.666	1.295	0,07	0,16	0,08
	Gennaio 2014	749	82	0,11	0,11	0,11
	Febbraio 2014	749	82	0,11	0,11	0,11
	Marzo-Dicembre 2014	6.500	715	0,10	0,12	0,11
Altro	Marzo-Dicembre 2013	17.263	1.413	0,06	0,10	0,08
<b>Totale</b>		<b>468.759</b>	<b>35.016</b>	<b>0,06</b>	<b>0,16</b>	<b>0,07</b>

Il prezzo medio ponderato totale delle GO scambiate sul mercato nel 2014 è stato pari a 0,07 €/MWh.

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

GO, volumi per tipologia (2014)

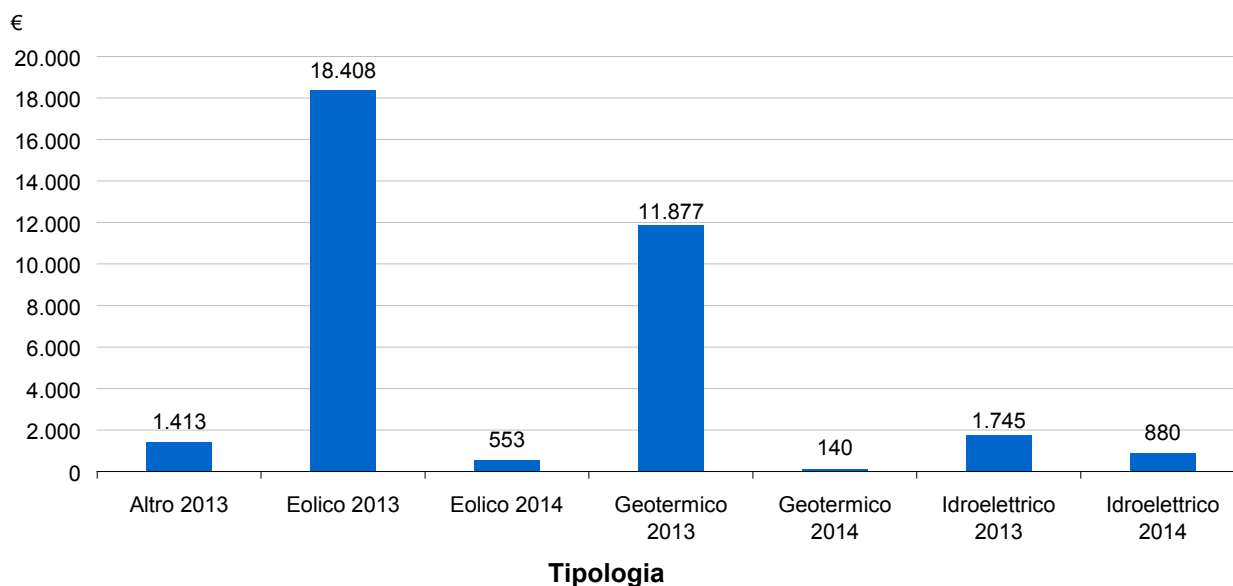
Fonte: GME





GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2014)

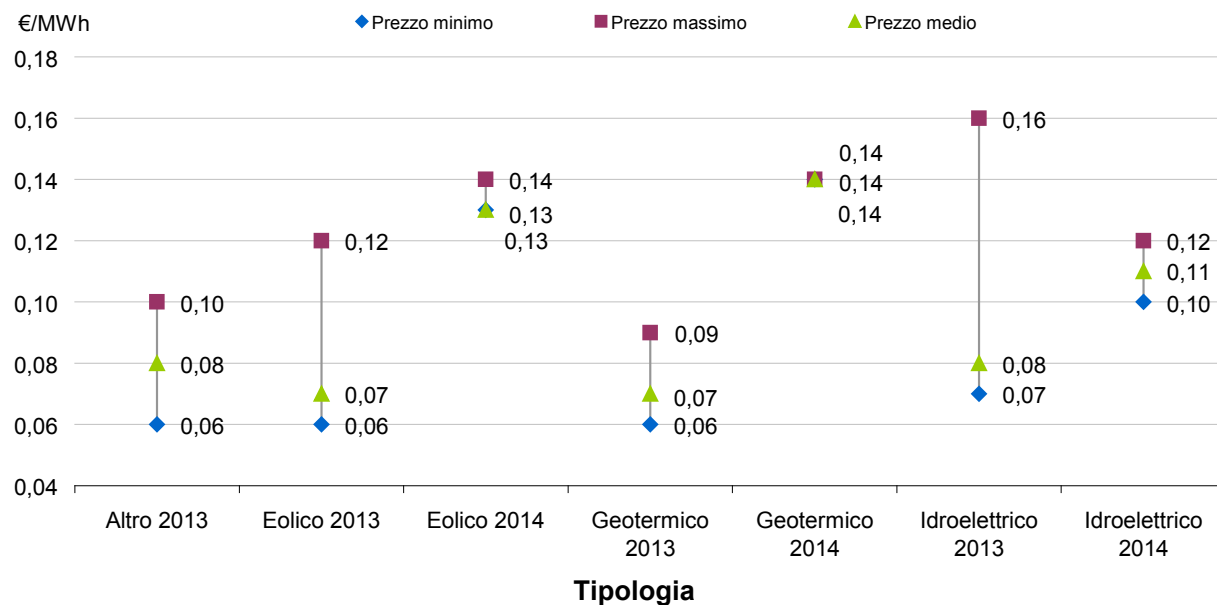
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2014)

Fonte: GME



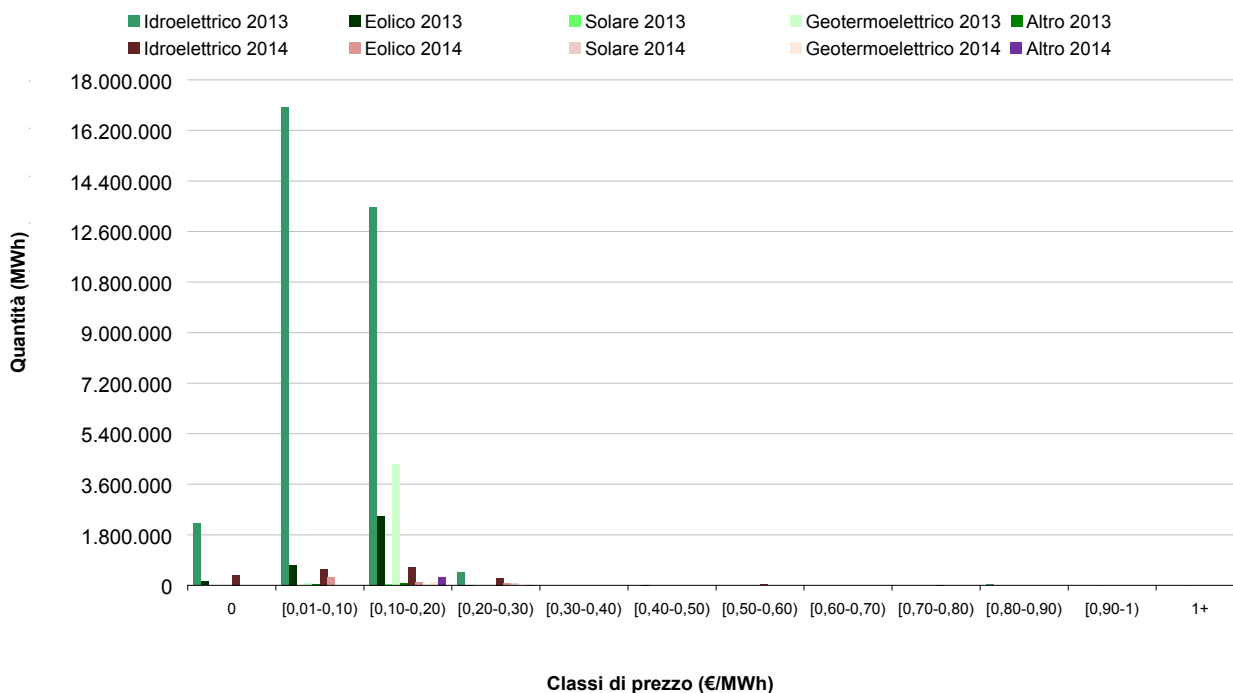
Nel corso del 2014, sulla piattaforma dei bilaterali GO sono state scambiate 44.011.155 Garanzie (nel 2013, 35.976.998 COFER attraverso contratti bilaterali e 5.312.061 GO, per un totale di 41.289.059 titoli). Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,09 €/MWh, maggiore

di 0,02 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato 0,07 €/MWh.

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente per ciascuna classe di prezzo nel 2014.

GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-settembre 2014)

Fonte: GME



Le sessioni d'asta GO, organizzate dal GSE, hanno consentito l'assegnazione, nel 2014, di 640.000 GO (nel 2013, le sessioni d'asta COFER svolte dal GSE nel primo trimestre, hanno consentito l'assegnazione di 1.000 COFER sul mercato, mentre 6.000 GO sono state assegnate in

aste successive, per un totale di 7.000 titoli). Il prezzo medio registrato per tutte le sessioni d'asta svolte dal GSE è stato pari a 0,10 €/MWh. Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO:

ASTE GO 2014				
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	prezzo
2013 Altro Febbraio	656.090	-	656.090	0,17
2013 Eolico AltriMesi	4.674.722	-	4.674.722	0,12
2013 Eolico Gennaio	943.394	-	943.394	0,1
2013 Idroelettrico Gennaio	332.739	-	332.739	0,1
2013 Altro Gennaio	715.679	-	715.679	0,16
2013 Altro AltriMesi	6.890.103	-	6.890.103	0,19
2013 Idroelettrico Febbraio	290.888	-	290.888	0,11
2013 Idroelettrico AltriMesi	3.998.124	-	3.998.124	0,12
2013 Solare Gennaio	580.543	-	580.543	0,1
2013 Solare AltriMesi	13.397.397	200.000	13.197.397	0,11
2013 Solare Febbraio	780.335	-	780.335	0,1
2013 Eolico Febbraio	744.665	-	744.665	0,11
<b>Totale sessione d'asta GO 20 Gennaio 2014</b>	<b>34.004.679</b>	<b>200.000</b>	<b>33.804.679</b>	
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	prezzo
2013 Altro AltriMesi	7.756.561	-	7.756.561	0,08
2013 Solare AltriMesi	13.887.022	-	13.887.022	0,08
2013 Eolico AltriMesi	5.111.376	45.000	5.066.376	0,07
2013 Idroelettrico AltriMesi	4.391.126	-	4.391.126	0,08
<b>Totale sessione d'asta GO 20 marzo 2014</b>	<b>31.146.085</b>	<b>45.000</b>	<b>31.101.085</b>	
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	prezzo
2014 Idroelettrico Febbraio	417.876	-	417.876	0,12
2014 Eolico Febbraio	555.598	-	555.598	0,12
2014 Eolico Gennaio	594.409	-	594.409	0,11
2014 Solare AltriMesi	2.766.519	-	2.766.519	0,13
2014 Altro Febbraio	1.727.809	-	1.727.809	0,12
2014 Solare Febbraio	764.453	-	764.453	0,12
2014 Idroelettrico Gennaio	435.653	-	435.653	0,11
2014 Altro AltriMesi	3.736.785	-	3.736.785	0,13
2014 Idroelettrico AltriMesi	1.070.639	1000	1.069.639	0,13
2014 Solare Gennaio	504.490	57.000	447.490	0,11
2014 Eolico AltriMesi	997.011	-	997.011	0,13
2014 Altro Gennaio	1.811.457	-	1.811.457	0,11
<b>Totale sessione d'asta GO 20 giugno 2014</b>	<b>15.382.699</b>	<b>58.000</b>	<b>15.324.699</b>	
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	prezzo
2014 Solare Gennaio	447.490	-	447.490	0,11
2014 Altro AltriMesi	4.285.494	-	4.285.494	0,13
2014 Idroelettrico Febbraio	417.876	-	417.876	0,11
2014 Idroelettrico AltriMesi	1.069.639	-	1.069.639	0,12
2014 Idroelettrico Gennaio	435.653	-	435.653	0,11
2014 Altro Febbraio	1.727.809	-	1.727.809	0,12
2014 Solare Febbraio	764.453	-	764.453	0,12
2014 Solare AltriMesi	2.766.519	-	2.766.519	0,13
2014 Altro Gennaio	1.811.457	-	1.811.457	0,11
2014 Eolico AltriMesi	1.037.431	-	1.037.431	0,13
2014 Eolico Gennaio	594.409	-	594.409	0,11
2014 Eolico Febbraio	555.598	-	555.598	0,12
<b>Totale sessione d'asta GO 22 settembre 2014</b>	<b>15.913.828</b>		<b>15.913.828</b>	
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	prezzo
2014 Altro AltriMesi	12.684.211	-	12.684.211	0,1
2014 Altro Febbraio	1.733.780	30.000	1.703.780	0,09
2014 Altro Gennaio	1.818.326	15.000	1.803.326	0,08
2014 Eolico AltriMesi	3.127.766	-	3.127.766	0,11
2014 Eolico Febbraio	562.693	-	562.693	0,1
2014 Eolico Gennaio	604.885	-	604.885	0,09
2014 Idroelettrico AltriMesi	3.841.261	190.000	3.651.261	0,09
2014 Idroelettrico Febbraio	422.371	50.000	372.371	0,08
2014 Idroelettrico Gennaio	440.120	11.000	429.120	0,07
2014 Solare AltriMesi	11.908.293	-	11.908.293	0,1
2014 Solare Febbraio	771.991	40.000	731.991	0,09
2014 Solare Gennaio	453.315	1.000	452.315	0,08
<b>Totale sessione d'asta GO 22 dicembre 2014</b>	<b>38.369.012</b>	<b>337.000</b>	<b>38.032.012</b>	
<b>TOTALE</b>	<b>134.816.303</b>	<b>640.000</b>	<b>134.176.303</b>	

# UN ANNO DI GAS SUI MERCATI INTERNAZIONALI E UNO SGUARDO SUL 2015

di Gian Paolo Repetto – RIE Srl

(continua dalla prima)

Al di là della non facile verificabilità puntuale delle cifre è comunque indubbio che la quota di gas prezzato con riferimento agli hubs sia andato costantemente crescendo anche in Europa continentale tra interessi contrapposti, rinegoziazioni, arbitrati, dibattiti, interventi dei Regolatori a favore di un sistema maggiormente “hub based”. Ciò tra non poche incertezze, ora acuite dal cambiamento del quadro dovuto al crollo del prezzo del petrolio, su come e quando il sistema di *pricing* europeo potrà trovare nuovi equilibri continuando a garantire nel contempo la sicurezza delle forniture.

L'Europa ha chiuso il 2014 con un nuovo e più drammatico calo dei consumi di gas naturale stimabile almeno pari all'11%<sup>3</sup> con una domanda, in termini assoluti, di circa 410 md mc, inferiore di circa 50 md mc rispetto al 2013 e di 120 md mc sul 2010 (-22%), causa una combinazione di crisi economica, temperature molto miti e ulteriore crescita delle fonti rinnovabili.

La mitezza dell'inverno 2013-2014 ha avuto come conseguenza un minor utilizzo degli stoccaggi con ripercussioni sul prosieguo dell'anno. L'estrema debolezza della domanda e l'ampia disponibilità di offerta si sono riflesse sui prezzi a pronti e a termine degli hubs. Il TTF olandese, hub più liquido e rappresentativo dell'Europa continentale, dopo avere segnato nel dicembre 2013 valori medi “day ahead” di 27,7 €/MWh è progressivamente sceso fino a 16,4 €/MWh a luglio 2014. Sostanzialmente in linea (o con modeste differenze) si sono mosse le altre principali piazze nord-europee<sup>4</sup>. Anche il PSV italiano ha conosciuto una forte riduzione scendendo dai 27,3 €/MWh di inizio 2014 fino a 18,5 €/MWh in estate, con una differenza verso il TTF che nella prima parte dell'anno è stata tra +1 e +2 €/MWh.

Nella seconda metà del 2014 solo i timori legati alla disponibilità invernale delle forniture russe per la crisi Russia-Ucraina hanno spinto al rialzo le quotazioni. Aumento manifestatosi soprattutto nel mese di settembre in coincidenza con la fase più critica della trattativa tra i due Paesi, per poi proseguire molto attenuato in ottobre e novembre, dopo il raggiungimento (fine ottobre) di un accordo tra le parti, attraverso mediazione UE, per una soluzione provvisoria che dovrebbe scongiurare il rischio di ammanchi di gas russo all'UE nel corso dell'inverno. Negli ultimi due mesi dell'anno i principali drivers del mercato sono stati ancora una domanda complessivamente fiacca, accentuata per gli usi civili da temperature di nuovo sopra i valori medi stagionali, nonché un livello degli stoccaggi rassicurante<sup>5</sup>; fattori che hanno più che compensato una congiunturale riduzione della produzione norvegese, contribuito a stabilizzare le quotazioni a pronti e a ridurre progressivamente quelle a termine. Inoltre la caduta del prezzo del greggio ha presumibilmente costituito un ulteriore elemento volto a comprimere indirettamente anche le quotazioni degli

hubs. Il TTF, che in novembre si era portato nei valori spot a 23 €/MWh, si è arrestato in dicembre su un prezzo medio leggermente più basso (22,5 €/MWh) ed è ancora in sensibile discesa ai primi di gennaio, in controtendenza con le “normali” dinamiche stagionali dei prezzi a breve che dovrebbero vedere una crescita delle quotazioni con l'avanzare dell'inverno. Si tratta di livelli significativamente inferiori a quelli registrati a fine 2013 quando l'hub olandese aveva raggiunto i 27,7 €/MWh (-17,5%). Anche le curve *forward*, dopo gli aumenti di agosto e settembre, mostrano negli ultimi due mesi un sensibile abbassamento<sup>6</sup>.

Il PSV, meno liquido e legato ad un sistema ancora più dipendente dalle forniture russe rispetto alla media europea (indicativamente il 42% contro il 28%, rispetto alla domanda complessiva), ha conosciuto in concomitanza con la fase più delicata della negoziazione Russia-Ucraina un più sensibile aumento passando dai 19,3 €/MWh di agosto ai 26,1 €/MWh in ottobre, con uno spread rispetto al TTF che è salito fino a +5 €/MWh. In seguito i fondamentali (l'Italia ha terminato l'anno con consumi inferiori al 2013 dell'11%, circa 8 md mc in meno, tornando ai livelli del 1998) hanno spinto i valori al ribasso: dicembre ha registrato un prezzo medio day ahead di 25,5 €/MWh per una differenza rispetto al TTF scesa a +3,0 €/MWh, superiore comunque a quella rilevata fino all'estate<sup>7</sup>. In sintesi, il prezzo medio 2014 del TTF è stato di 20,9 €/MWh rispetto ai 27,1 del 2013 (-22,8%), mentre il PSV ha segnato 23,2 €/MWh in confronto a 28 €/MWh dell'anno precedente (-17%) riflettendo la situazione di oversupply. I valori risultano inferiori anche al 2012, rispettivamente del 16,4% e del 19,2%.

Riguardo i prezzi alla frontiera, come noto a partire dal 2009/2010 in poi attraverso rinegoziazioni e arbitrati i contratti a lungo termine sono stati più volte rivisti nei livelli di prezzo, nelle formule di indicizzazione, nelle clausole di flessibilità e nei volumi contrattati. Oggi dunque tali contratti si presentano in maniera alquanto differente dalle formulazioni precedenti. Per 5 anni il gas al TTF è stato scambiato con un sconto da 1 \$/Mbtu fino a un massimo di 5 \$/Mbtu (indicativamente 2,5-12,5 €/MWh<sup>8</sup>) rispetto ai contratti indicizzati interamente o prevalentemente al petrolio<sup>9</sup>. Le ripetute revisioni dei long term (ad es: ENI, E.On, RWE, GdF, etcc.. verso Satoil, Gazprom, Gastera) hanno progressivamente spinto il loro valore verso i prezzi agli hubs, in una sorta di inseguimento che almeno fino alla caduta del prezzo del greggio era da considerarsi non ancora concluso. I cambiamenti nella fissazione del prezzo dei long term sono avvenuti con riferimento diretto alle dinamiche dei prezzi a breve attraverso indicizzazioni totali o parziali (miste) agli hubs, oppure indiretto per mezzo di revisioni al ribasso dei prezzi base delle formule (cd. P0) o l'introduzione di cd. “corridoi di prezzo”<sup>10</sup>.

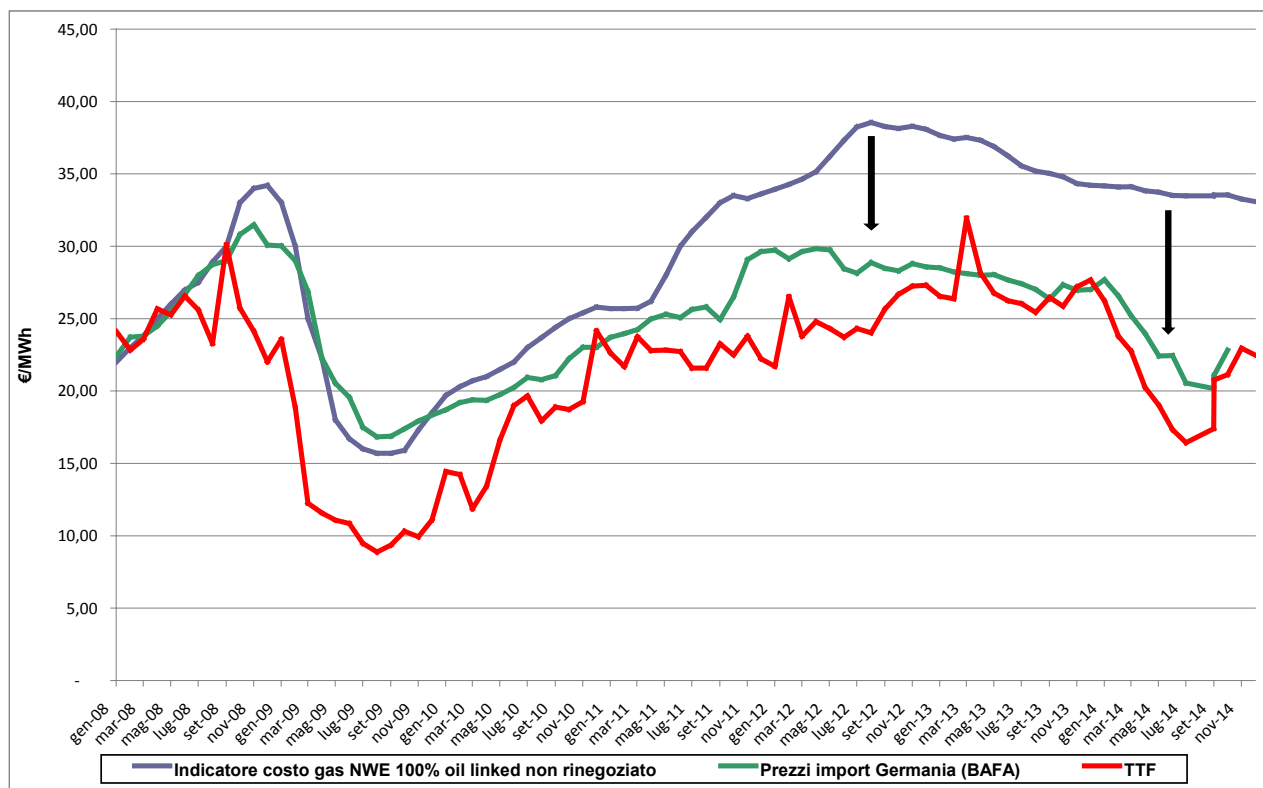
# UN ANNO DI GAS SUI MERCATI INTERNAZIONALI E UNO SGUARDO SUL 2015

(continua)

Non è facile stabilire puntualmente a che prezzo medio venga attualmente importato in Europa il gas a lungo termine, data la riservatezza dei contenuti contrattuali. Elaborando stime Platts si potrebbe valutare verso fine 2014 un prezzo medio di importazione alla frontiera dei principali mercati europei continentali (Germania, Italia, Francia) intorno a 9,5-10 \$/Mbtu corrispondenti a 26-27,5 €/MWh. Valori quindi ancora superiori rispetto ai prezzi medi degli hubs. A cifre inferiori, limitatamente alla Germania, porta invece l'indice di costo medio del gas alla frontiera tedesca pubblicato dall'Agenzia delle dogane della Repubblica Federale (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle – BAFA)<sup>11</sup>, che in base all'ultimo dato disponibile segna in ottobre 22,8 €/MWh. Al di là della

puntualità dei valori, confrontando l'andamento del costo del gas tipicamente oil linked in base ai vecchi schemi contrattuali non ancora rinegoziati (si è utilizzato l'indicatore del costo del gas indicizzato al petrolio nel Nord-Ovest Europa –NW GCI elaborato da Platts) con le dinamiche dell'indicatore tedesco “BAFA”, come esempio delle importazioni rinegoziate e con quelle del prezzo al TTF, risulta evidente come le rinegoziazioni avvenute dopo il disaccoppiamento *hubs/oil linked* del 2009-2010 abbiano progressivamente avvicinato i prezzi alla frontiera verso i valori dei prezzi a breve nel corso della seconda metà del 2013 e nel 2014 (vd. fig. 1). Come osserveremo la caduta del prezzo del petrolio introduce ora un forte elemento di novità negli scenari.

Fig. 1: andamento del costo del gas “oil linked storico”, del prezzo di importazione in Germania (BAFA) e del TTF



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts, “BAFA”

# UN ANNO DI GAS SUI MERCATI INTERNAZIONALI E UNO SGUARDO SUL 2015

(continua)

## Asia: mutamenti nei rapporti domanda/offerta e nei livelli di prezzo

Si è molto parlato della differenza tra gli elevati prezzi del Nord-Est asiatico e quelli delle altre aree internazionali di mercato negli ultimi due-tre anni, sul loro impatto riguardo la direzione dei traffici internazionali di GNL e sulla possibilità o meno di una loro maggior convergenza, che era attesa eventualmente solo nel lungo termine. Sono bastati pochi mesi perché, almeno in questa congiuntura di cui non conosciamo ancora la durata, molte cose velocemente cambiasse e un avvicinamento si verificasse in tempi molto più rapidi di quanto si potesse prevedere.

In Asia la maggior parte dei volumi scambiati sono ancora collegati a contratti a lungo termine con prezzo indicizzato al petrolio. Tuttavia nel Nord-Est del continente, completamente dipendente dal GNL, la richiesta di carichi a breve è andata negli ultimi anni sempre aumentando soprattutto da parte di Giappone (dopo Fukushima) e Corea del Sud, così che il prezzo che si forma sul mercato spot del GNL di quell'area è diventato un significativo riferimento di analisi negli abituali confronti internazionali del valore del metano. Dopo aver registrato un prezzo medio di importazione 2013 intorno ai 16 \$/Mbtu, il 2014 era iniziato con prezzi spot che in febbraio giungevano a sfiorare i 20 \$/Mbtu e dopo una discesa estiva verso gli 11 \$/Mbtu, le quotazioni in settembre tornavano a salire a 14 \$/Mbtu, ben più elevate di quelle europee (8-10,5 \$/Mbtu) e nord-americane (3,9 \$/Mbtu), facendo presagire nuovi rialzi per il periodo invernale. In poche settimane, invece, una serie di fattori hanno mutato i fondamentali del mercato, sia per gli scambi a breve che per i contratti a lungo termine, portando i prezzi spot a scendere sui 10 \$/Mbtu e facendo attendere prezzi indicizzati anche sotto quella soglia. I drivers principali della diminuzione sono: domanda inferiore alle attese causa "raffreddamento" delle economie asiatiche e temperature sopra le medie, ripresa in atto e/o prevista di impianti nucleari in Sud-Corea e Giappone, maggior utilizzo del carbone in alcuni mercati<sup>12</sup>; lato offerta, scorte rassicuranti e mercato del GNL che invece di corto, come temuto, è ora caratterizzato da nuovi o più consistenti flussi di fornitura già in essere (Papua Nuova Guinea) o previsti a breve (Australia); infine, caduta dei prezzi del petrolio che costituiscono un importante riferimento anche per i spot. L'insieme di questi fattori ha fatto sì che i prezzi del Nord-Est asiatico si siano quasi dimezzati rispetto allo scorso inverno, avvicinandosi così negli ultimi due mesi 2014 ai prezzi Europei (sostanzialmente stabili) e rendendo i netbacks ottenibili dall'esportazioni a breve verso l'Asia meno attraenti rispetto al 2013 e alla prima metà dell'anno. La riduzione del gap ha reso per gli esportatori più interessanti i mercati del nostro continente e favorito l'arrivo di alcuni carichi di GNL, dal momento che venditori del Bacino Atlantico (Trinidad & Tobago ad esempio) hanno trovato più conveniente esportare

in Europa che in Asia, in quanto il premio rappresentato dai mercati asiatici non è più stato sufficiente a coprire i maggiori costi di trasporto<sup>13</sup>. Rispetto agli esportatori mediorientali il mercato europeo del GNL rimane ancora di "ultima istanza", ma i netbacks si sono ora avvicinati.

## Il Nord-America sempre "mercato isola"

Solo pochi cenni al mercato nord-americano che la rivoluzione del gas non convenzionale (costituisce ora più del 50% della produzione totale) ha reso in questi ultimi anni un'isola, e tale resterà fino all'esportazione dei primi carichi di GNL previsti per il 2016.

In Nord-America gli scambi di gas sono storicamente legati ad un approccio interamente *gas to gas competition* con presenza di più produttori e quotazioni che riflettono le locali situazioni domanda/offerta. Il prezzo del mercato di riferimento, l'Henry Hub, che nel 2013 era stato in media di 3,7 \$/Mbtu è salito a febbraio 2014 fino a circa 6 \$/Mbtu causa un inverno freddissimo e prolungato che ha fatto balzare la domanda e creato problemi anche in alcuni siti produttivi. Gli stoccaggi sono stati pesantemente intaccati e questo ha mantenuto per buona parte dell'anno prezzi tra i 4 e 5 \$/Mbtu. Tuttavia nell'ultima parte del 2014 i valori sono tornati mediamente sotto i 4 \$/Mbtu, rimanendo quindi la metà o quasi di quelli europei.

## La caduta del prezzo del petrolio

In maniera inattesa, almeno nelle sue dimensioni, il prezzo del petrolio è crollato negli ultimi mesi del 2014 passando per il benchmark Brent da 112 \$/bbl di giugno ai 63 medi di dicembre (-44%). Non ne trattiamo qui il contesto, ma svolgiamo ancora alcune brevi considerazioni rispetto agli effetti diretti ed indiretti sul mercato del gas.

Nonostante la revisione dei "vecchi" contratti europei a lungo termine verso i prezzi hubs, seppur su basi differenti e con peso diverso rispetto al passato una parte ancora significativa del gas importato in UE può essere influenzato più o meno direttamente dai prezzi del Brent.

Per il classico time-lag (mediamente 6 mesi) contenuto nei contratti indicizzati, la forte riduzione dei prezzi del petrolio non è ancora stata traslata, se non in piccola parte, nel prezzo del metano *oil linked*. Essa comincerà ad incidere in maniera sempre più significativa nei prossimi mesi, soprattutto procedendo verso l'estate (ciò tanto in Europa quanto in Asia).

Può essere interessante osservare come si muoverebbe, orientativamente, il costo di un gas interamente indicizzato al petrolio secondo le "vecchie" formule contrattuali, assumendo il Brent intorno ai 65 \$/bbl e un cambio €/€ di 1,24. Ciò attraverso l'uso di due indicatori, il già citato NWE CGI del Platts (i cui dati sono disponibili fino ad agosto) e la c.d. "Gas Release 2007" che fino a pochi anni fa costituiva un importante benchmark del prezzo all'ingrosso del gas sul mercato italiano e del suo costo al termoelettrico.



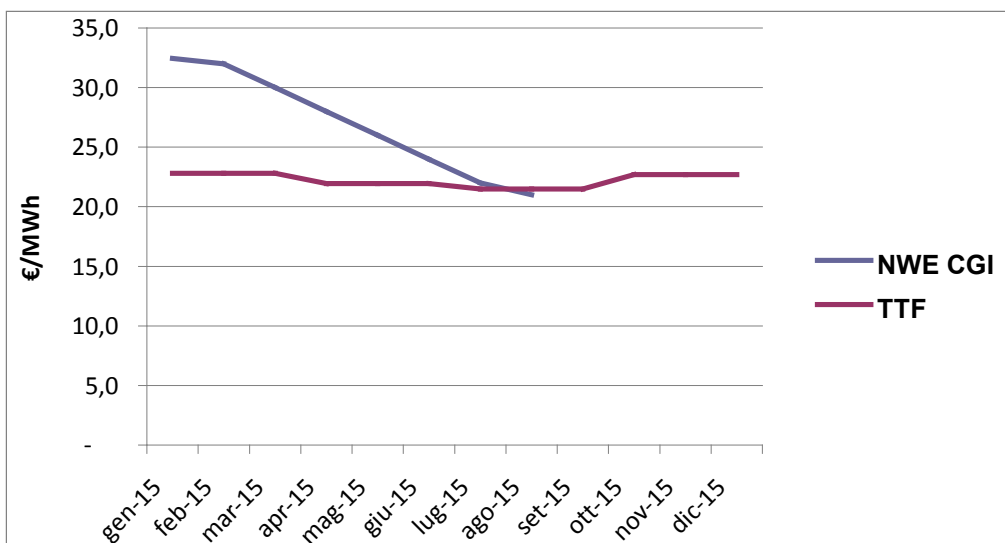
# UN ANNO DI GAS SUI MERCATI INTERNAZIONALI E UNO SGUARDO SUL 2015

(continua)

Tenendo conto dei prezzi forward per il 2015 al TTF e al PSV rilevati in dicembre, dopo avere espresso per lungo tempo valori nettamente superiori ai prezzi a breve (vd. fig. 1) il NWE

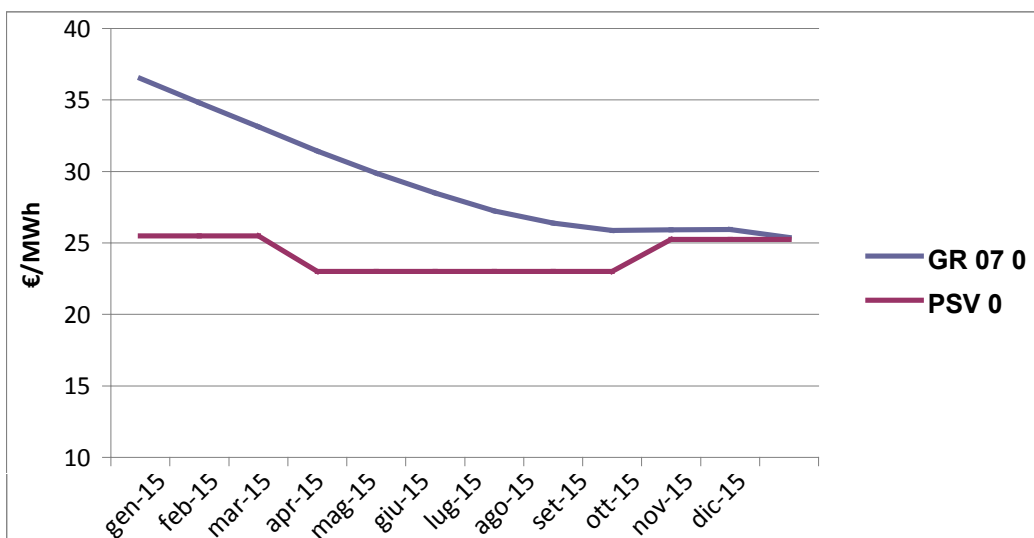
CGI convergerebbe sui prezzi del TTF nei prossimi mesi estivi (fig. 2); mentre la "Gas Release 2007" si allineerebbe al PSV di massima intorno all'inizio del prossimo autunno (fig.3).

Fig. 2. Simulazione dell'andamento del costo del gas "oil linked storico" (NWE CGI) rispetto al TTF



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts

Fig. 3. Simulazione dell'andamento del costo del gas "oil linked storico" ("Gas Release" 2007) rispetto al PSV



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts, banca dati RIE

# UN ANNO DI GAS SUI MERCATI INTERNAZIONALI E UNO SGUARDO SUL 2015

(continua)

Dopo un lungo “inseguimento” ecco che i valori spot verrebbero raggiunti da quelli oil linked anche in formulazioni che rispecchiassero il costo del gas dei “vecchi” rapporti contrattuali.

## Uno sguardo al nuovo anno e interrogativi sui sistemi di prezzo

Riguardo il mercato europeo, i nuovi prezzi del greggio e gli interrogativi circa la durata e le sorti della nuova congiuntura petrolifera, sembrano complicare un quadro già di per sé incerto per le prospettive non ottimistiche della domanda di gas e la ricerca di nuovi equilibri tra produttori e importatori<sup>14</sup>, inserendo nuovi elementi di non facile decifrazione in senso prospettico. Anche se non sembrano esistere spazi per “ritorni al passato”, non risultano al momento facilmente definibili le reazioni dei players al nuovo contesto e le conseguenze su un sistema di valorizzazione del metano ancora in fase di incompiuta transizione. Considerate le differenti modalità di calcolo rispetto al passato del valore dei contratti e le più frequenti revisioni che essi ora prevedono, i nuovi rapporti a lungo termine verranno ancora rivisti alla luce delle mutate situazioni? Come potrebbe cambiare la posizione dei produttori riguardo un sistema interamente hub based?

Non facile prevedere cosa accadrà anche nel sistema asiatico dove mantiene maggior peso la quantità di gas ancorata ai prezzi del greggio, ma dove si stavano anche contrattando volumi di GNL americano indicizzati all’Henry Hub statunitense. Mercato quest’ultimo nel quale si stanno facendo strada a loro volta timori che il crollo del greggio comporti una riduzione della produzione interna di petrolio e del gas associato, determinando un aumento dei prezzi del metano e un’erosione degli spazi di convenienza alla prevista esportazione del GNL verso l’Asia dove invece i prezzi sono in calo.

Tuttavia indipendentemente dalle incerte previsioni su *system*

*pricing* ed equilibri commerciali, è possibile cogliere dal mercato alcune significative indicazioni riguardo i livelli di prezzo almeno nel breve termine. La situazione della domanda e dell’offerta (si può stimare nel 2014 un tasso medio di utilizzo della capacità tecnica di importazione dell’UE non superiore al 40-45%), l’andamento climatico dell’inverno in corso, la più che rassicurante situazione degli stoccaggi, stanno favorendo nelle ultime settimane una diminuzione quasi costante dei prezzi a termine: se i prezzi a pronti dovessero confermare i forward, la media annua 2015 del TTF sarebbe intorno a 21-22 €/MWh, pressoché in linea ai valori 2014, ma inferiore del 20% a quelli del 2013. Inoltre i bassi prezzi del petrolio, direttamente o indirettamente, contribuiranno a comprimere nei prossimi mesi i prezzi medi europei del metano.

E’ presumibile che anche in Asia nel corso del 2015 la discesa dei prezzi “oil linked” fornirà una sorta di “coperchio” per i prezzi a breve, che non avranno a loro volta particolari spinte al rialzo data la nuova situazione domanda/offerta, mantenendo più ridotte le differenze con i prezzi europei ed americani rispetto al recente passato.

Limitando all’Europa un’ultima osservazione, nel lungo termine, pur in un quadro di ripresa modesta o stagnazione della domanda quale è da attendersi<sup>15</sup>, il declino progressivo della produzione interna renderà gradualmente crescente il fabbisogno di importazioni extra-UE<sup>16</sup>. Nel contesto dei profondi cambiamenti che da un quinquennio stanno attraversando il sistema del metano coinvolgendo natura e allocazione dei rischi lungo la filiera, il nuovo “business model” che si andrà costruendo nei prossimi anni è chiamato a trovare condizioni ed equilibri che garantiscano nel lungo periodo sicurezza e affidabilità degli approvvigionamenti come avvenuto in passato.

<sup>1</sup> Non è citato lo storico accordo russo-cinese tra le principali imprese energetiche dei due Paesi per l’esportazione in Cina di volumi crescenti di gas siberiano a partire dal 2018, poiché i suoi esiti incideranno più direttamente solo nei prossimi anni sulla geopolitica del gas ed eventualmente sui suoi prezzi.

<sup>2</sup> Fonte: Clingendale International Energy Programme–CIEP: “Long Term Gas Contracts in Europe” – dicembre 2014.

<sup>3</sup> E’ una stima fatta in novembre da Società Generale che potrebbe essere anche peggiorata dai dati consuntivi visto il clima mite che è proseguito fino a quasi il termine dell’anno. Precedentemente (inizio ottobre) una stima Eurogas, prevedeva il 9%.

<sup>4</sup> National Balancing Point inglese, Zeebrugge in Belgio, Netconnect Tedesco.

<sup>5</sup> A metà dicembre la capacità di stoccaggio europea risultava occupata in media per circa l’82% con 68 md mc di gas rispetto ai 56,1 md mc dello stesso giorno del dicembre 2013 e ai 58,1 md mc di due anni fa (Fonte World Gas Intelligence 17 dicembre 2014 – Platts).

<sup>6</sup> Per esempio, al TTF il prodotto Q1 2015 ha segnato in dicembre 22,9 €/MWh rispetto a 24,1 €/MWh di ottobre.

<sup>7</sup> AEEGSI ritiene che sul differenziale possano incidere attualmente anche oneri aggiuntivi previsti sul gas immesso nei punti di entrata della rete nazionale, in particolare per coprire costi connessi alla regolazione dello stoccaggio; per cui con un Documento di consultazione del 7 novembre 2014 ha proposto di applicare tali oneri non più sui volumi immessi ma su quelli prelevati dalla rete a valle del PSV, in modo da neutralizzare l’incidenza sulla formazione dei prezzi all’hub.

<sup>8</sup> Cambio €/€ = 1,30-1,35.

<sup>9</sup> Vd anche Clingendale International Energy Programme–CIEP: “Long Term Gas Contracts in Europe” – dicembre 2014 – pag. 16.

<sup>10</sup> Quando il prezzo del gas oil linked è più alto del prezzo del gas all’hub (prodotto “Month Ahead”), il prezzo massimo pagato dal compratore è il prezzo dell’hub + un premio (X); quando il prezzo oil linked è più basso del prezzo hub, il minimo prezzo pagato dal compratore è uno sconto sul prezzo Hub (Hub – X); se il prezzo oil linked è entro la banda di Prezzo hub ± X viene applicato il prezzo oil linked. Il riferimento è soprattutto ai contratti Gazprom. Vd Clingendale International Energy Programme–CIEP: “Long Term Gas Contracts in Europe” – dicembre 2014 – pag. 15.

<sup>11</sup> Può essere considerato al momento il solo prezzo ufficiale di importazione alla frontiera del gas disponibile in UE.

<sup>12</sup> Vd Reuters: “Asian LNG prices seen falling by up to 30 pct in 2015” – 11 dicembre 2014.

<sup>13</sup> Orientativamente il break-even è dato da un “premio” rispetto ai prezzi europei di 5 \$/MBtu.

<sup>14</sup> L’UE dipende dalle importazioni per il 64% del proprio fabbisogno e tale percentuale è destinata ad aumentare ad oltre il 75% tra il 2025 e il 2030 a causa del calo della produzione interna pur in contesto di debole crescita dei consumi.

<sup>15</sup> E’ presumibile che i livelli del 2010 non vengano recuperati prima del 2025.

<sup>16</sup> Il “World Energy Outlook 2014” (novembre 2014) dell’Agenzia Internazionale dell’Energia (AIE) stima un modesto contributo del gas non convenzionale, visto pesare al 2040 solo per il 15% sulla produzione UE. Le importazioni UE sono attese aumentare da 305 md mc nel 2013 a 385 md mc nel 2025 e a 430 md mc nel 2035.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 18 dicembre 2014 637/2014/R/eel** | **“Riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall’obbligo di acquisto dei certificati verdi per l’anno 2013”** | pubblicata il 23 dicembre 2014 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/637-14.htm>

Nell’ambito del sistema di gestione ed incentivazione degli impianti di produzione in regime di Cip n.6/92 con il provvedimento in oggetto il Regolatore ha quantificato e riconosciuto ai produttori titolari di impianti Cip 6, gli oneri derivanti per quest’ultimi dall’obbligo di acquisto dei certificati verdi per l’anno 2013 (riferito alle produzioni da fonti non rinnovabili dell’anno 2012), in applicazione dei criteri definiti dalla deliberazione 621/2013/R/eel del 19 dicembre 2013.

Segnatamente, l’AEEGSI ha determinato il valore unitario Vm da riconoscere per l’acquisto di ogni certificato verde relativamente all’obbligo dell’anno 2013 pari a 48,94 €/MWh, applicando la formula di calcolo di cui alla precedente deliberazione n.113/06 ( $Vm = QGSE \cdot PGSE + QIAFR \cdot PIAFR$ ) ed i successivi criteri di aggiornamento indicati dalla deliberazione 621/2013/R/eel, come dettagliato nell’Allegato A al provvedimento in oggetto.

Con la delibera de qua, l’Autorità ha altresì disposto che Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) riconosca ai produttori elencati nella Tabella 1 del medesimo provvedimento, gli oneri determinati e riportati nella medesima Tabella. Il rimborso di tali oneri viene effettuato da CCSE a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all’articolo 49 del Testo Integrato Trasporto (TIT).

A tal fine, CCSE è autorizzata ad effettuare anticipazioni al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate utilizzando le giacenze disponibili presso gli altri conti di gestione anche oltre il limite previsto al punto 2 della deliberazione 114/2012/R/com.

■ **Delibera 11 dicembre 2014 616/2014/R/efr** | **“Approvazione dell’aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)”** | pubblicata il 12 dicembre 2014 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/616-14.htm>

In data 2 ottobre 2014, mediante la pubblicazione del documento di consultazione n. 06/2014, recante “Proposte di modifica delle regole del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica”, il GME – al quale ai sensi dell’Art. 29, comma 1, lettera b., del decreto legislativo 28/11 sono state confermate le competenze “sull’attività di emissione dei certificati bianchi e sulla gestione del registro e della borsa dei medesimi certificati bianchi” - ha sottoposto alla valutazione degli operatori alcune proposte di modifica delle Regole di funzionamento del mercato dei TEE (nel seguito: Regole MTEE).

In particolare, tali proposte di modifica alle Regole MTEE hanno interessato:

- interventi finalizzati a massimizzare la partecipazione degli operatori alle sessioni di mercato (tra cui la possibilità, per gli operatori stessi, di indicare altri operatori rispetto ai quali non intendano risultare controparte di mercato);
- l’adozione di un sistema di garanzia che prevede la totale copertura del controvalore degli acquisti, atto ad evitare che la mancata regolazione delle partite economiche non permetta di portare a termine la conclusione delle transazioni;
- l’estensione temporale dell’utilizzo della piattaforma bilaterale del Registro TEE, conseguente al fatto che, beneficiando delle funzionalità associate al nuovo sistema di garanzie, risulterà possibile ridurre le tempistiche di blocco dei conti sul Registro, precedentemente necessarie per il completamento delle attività di post trading, svolte in esito alle sessioni di mercato;
- l’adeguamento delle disposizioni previste in tema di misure disciplinari e di requisiti per l’ammissione al mercato.

A conclusione del processo di consultazione, il GME, ha trasmesso all’Autorità per la relativa approvazione, la proposta di aggiornamento delle Regole MTEE. Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore ha approvato le modifiche delle Regole MTEE, nella versione trasmessa dal GME richiedendo, tuttavia, al Gestore, ai fini del completamento della relativa approvazione, di modificare l’Art. 12 rubricato “Sospensione del mercato” in modo che, qualora il GME rilevi andamenti anomali delle negoziazioni sul mercato ovvero comportamenti irregolari o illeciti, anche solo presunti, di uno o più operatori, adotti le azioni che ritiene più opportune fino alla sospensione dell’operatività del mercato, ferma restando la comunicazione tempestiva e contestuale di tali circostanze all’Autorità. In coerenza con quanto sopra indicato, sempre con il provvedimento de quo, l’AEEGSI ha inoltre disposto che il GME estendesse la modifica relativa ai casi di sospensione dell’operatività del mercato anche nell’ambito del Registro TEE, inserendo omologa disposizione all’interno del “Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE”. In esito alle ultime indicazioni del Regolatore, il GME ha pertanto adeguato sia le Regole MTEE, sia il Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE, pubblicando sul proprio sito internet in data 23 dicembre u.s. le nuove versioni di tali documenti, unitamente alle versioni aggiornate delle DTF delle Regole.

■ **Delibera 23 dicembre 2014 659/2014/R/com** | **“Approvazione dei corrispettivi per la partecipazione alle piattaforme gestite dal Gestore dei mercati energetici S.p.a., per l’anno 2015”** | pubblicata il 29 dicembre 2014 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/659-14.htm>

Con il provvedimento in oggetto l’Autorità ha approvato i corrispettivi, per l’anno 2015, per la partecipazione da parte degli operatori alle piattaforme gestite dal GME. Segnatamente, il Regolatore ha disposto:

# Novità normative di settore (continua)

- l'approvazione della proposta del GME dei corrispettivi PCE, confermando il valore dei corrispettivi già vigenti e applicati nell'anno 2014.

- l'approvazione della proposta GME dei corrispettivi MTEE e per la partecipazione al Registro dei TEE, confermando il valore dei corrispettivi già vigenti e applicati nell'anno 2014.

- con riferimento ai corrispettivi di cui all'Art. 7, commi 1 e 2, lettere c), del Regolamento GO, l'approvazione della proposta del GME sulla riduzione del corrispettivo per ogni GO negoziata sul M-GO, ovvero registrata sulla PB-GO, da € 0,005 a € 0,004 (+ IVA ove applicabile).

Sempre con il provvedimento in oggetto, il Regolatore ha inoltre indicato che i costi associati alla partecipazione da parte del GME al Progetto Europeo Intraday Cross-Border trovino adeguata copertura, in ciascun esercizio di riferimento, mediante l'utilizzo del "Fondo rischi e oneri" accantonato in bilancio dal GME in relazione all'extra-remunerazione PCE cumulata dal 2006 al 2014 o, qualora necessario, mediante i corrispettivi per la partecipazione alla PCE.

Da ultimo l'AEEGSI ha rinviato a suo successivo provvedimento:

- la preannunciata definizione di un approccio coordinato rispetto alla determinazione dei costi riconosciuti per l'insieme delle piattaforme regolate dall'Autorità per gli esercizi 2015 e seguenti;

- la destinazione di utilizzo dell'importo accantonato dal GME al Fondo rischi e oneri con riferimento all'esercizio 2014.

■ **Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 della Commissione del 17 dicembre 2014 relativo alla segnalazione dei dati in applicazione dell'articolo 8, paragrafi 2 e 6, del Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso** | pubblicata nella G.U. dell'Unione Europea 363/121 del 18 dicembre 2014

In adempimento di quanto previsto dall'articolo 8 del Regolamento REMIT, la Commissione Europea ha approvato il regolamento di attuazione del Remit che entrerà in vigore il ventesimo giorno successivo alla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea. In particolare si evidenzia che il predetto Regolamento di attuazione ha individuato:

- la tipologia di contratti/ordini di compravendita relativi a prodotti energetici all'ingrosso oggetto dell'obbligo di reporting di cui all'articolo 8 del REMIT;
- il dettaglio delle informazioni relative ai predetti contratti/ordini di compravendita che devono essere comunicati all'ACER;
- le modalità e le tempistiche di comunicazione nei confronti di ACER dei dati relativi ai prodotti energetici all'ingrosso e dei dati fondamentali relativi all'energia elettrica e al gas a cui gli operatori di mercato - su cui ricade l'obbligo del reporting ai sensi dell'articolo 8 del REMIT - devono attenersi;
- il compito in capo ad ACER di procedere alla definizione dei requisiti tecnico organizzativi che il soggetto che

svolge l'attività di data reporting deve soddisfare;

- le responsabilità che ricadono sul soggetto che effettua per conto di terzi l'attività di reporting nei confronti di ACER.

In particolare, con riferimento alle modalità di trasmissione dei dati inerenti ai contratti/ordini di compravendita di cui gli operatori di mercato possono avvalersi per ottemperare al proprio obbligo di comunicazione, si evidenzia che in base a quanto disposto dall'articolo 6 del Regolamento 1348/2014 i mercati organizzati in cui le operazioni, ivi inclusi gli ordini di compravendita, relative ai prodotti energetici all'ingrosso sono state effettuate, sono tenuti a rendere disponibile, per gli operatori che ne facciano richiesta, un servizio di data reporting previa sottoscrizione di un apposito accordo. Per quanto concerne la segnalazione dei dati fondamentali riguardanti la capacità e disponibilità degli impianti di produzione, consumo, trasmissione/trasporto, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale e di energia elettrica, gli stessi saranno invece segnalati ad ACER tramite le piattaforme centralizzate gestite a livello europeo, rispettivamente, da ENTSO-E ed ENTSO-G. Infine in relazione all'entrata in vigore dell'obbligo di reporting nei confronti di Acer delle diverse tipologie di dati ed informazioni si segnala che:

- per quanto concerne i dati e le informazioni relative ai contratti/ordini di compravendita conclusi/presentati sui mercati organizzati (contratti standard), nonché i dati fondamentali relativi al gas naturale tale obbligo decorrerà dal 7 ottobre 2015;
- per i dati e le informazioni relative ai contratti non standard, alle nomine dei programmi di energia elettrica e di gas naturale, ai contratti di trasporto di energia elettrica e di gas naturale ivi inclusi i derivati, tale obbligo decorrerà dal 7 aprile 2016;
- relativamente ai dati fondamentali inerenti l'energia elettrica, l'obbligo decorrerà dal 7 ottobre 2015 e in ogni caso non prima che la piattaforma ENTSO-E sia entrata in operatività.

## GAS

■ **Deliberazione dell'11 dicembre 2014 615/2014/R/GAS** | "Approvazione dei corrispettivi, per l'anno 2015, per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento di merito economico del gas naturale e del contributo previsto dalla disciplina del mercato del gas" | pubblicata il 12 dicembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/615-14.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha approvato per l'anno 2015, rispettivamente, la misura dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma del bilanciamento di merito economico (PB-GAS) di cui all'articolo 7, comma 7.1 del Regolamento della PB-GAS nonché la misura del contributo applicato all'energia negoziata sul MGAS di cui all'articolo 8, comma 8.1 della Disciplina del mercato del gas naturale, riscosso dal GME e destinato ad alimentare il Fondo MGAS istituito presso CCSE e dalla stessa gestito ai sensi del parere dell'AEEGSI 4/2013/I/GAS.



# Novità normative di settore (continua)

In continuità con l'anno precedente, l'AEEGSI ha approvato le seguenti proposte di valorizzazione formulate dal GME:

- la conferma anche per l'anno 2015 della misura del contributo al fondo MGAS relativo all'anno 2014 posto pari a 0,0025 €/MWh;
- l'applicazione del solo corrispettivo variabile per ogni GJ negoziato pari a 0,003 €/GJ nell'ambito della PB-GAS (il corrispettivo fisso annuo ed il corrispettivo di accesso sono pertanto posti pari a zero).

■ **Deliberazione dell'11 dicembre 2014 614/2014/R/GAS | “Approvazione di una proposta di modifica al Regolamento delle piattaforme del bilanciamento di merito economico del gas naturale, predisposta dal Gestore dei mercati energetici” | pubblicata il 15 dicembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/614-14.htm>**

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha approvato le modifiche apportate dal GME al Regolamento PB-GAS - secondo la procedura di modifica urgente di cui all'articolo 3, comma 3.6 del Regolamento medesimo - in attuazione di quanto disposto dall'AEEGSI con la deliberazione 485/2014/R/GAS, entrate in vigore il 14 novembre 2014. Tali modifiche sono state adottate al fine di disciplinare le nuove modalità di gestione e valorizzazione delle risorse di flessibilità linepack e stoccaggio da reintegrarsi nei giorni successivi a G (reintegro Stogit) nell'ambito del comparto locational della PB-GAS.

■ **DCO dell'AEEGSI 656/2014/R/GAS | “Meccanismi regolatori di incentivazione per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio del sistema nazionale del gas” | pubblicato il 23 dicembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/656-14.jsp>**

Facendo seguito a quanto disposto dalla deliberazione 586/2014/R/GAS, l'AEEGSI con la consultazione in oggetto ha formulato proposte in ordine all'istituzione del meccanismo di incentivazione di ulteriori prestazioni di capacità di punta del sistema di stoccaggio da effettuarsi a decorrere dal 2015, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 37 del decreto legge 133/2014.

In linea generale l'AEEGSI è orientata a prevedere che la capacità aggiuntiva di stoccaggio possa essere ammessa al meccanismo d'incentivazione solo qualora la stessa soddisfi determinati indicatori di prestazione, privilegiando i siti di stoccaggio caratterizzati da un alto rapporto tra prestazioni di punta e volumi di stoccaggio. Per valutare tale rapporto, l'AEEGSI propone di fare riferimento all'indicatore della duration - il quale misura il numero di giorni necessari per lo svuotamento del working gas del sito di stoccaggio - fissando un valore obiettivo pari a 60 giorni.

Più in dettaglio con riferimento alle modalità di determinazione

degli incentivi e all'erogazione degli stessi, l'AEEGSI propone di:

- applicare l'incentivo alla capacità massima che l'impresa di stoccaggio si impegna ad erogare in modo continuativo agli utenti per un periodo almeno pari a 15 giorni;
- fissare l'entità dell'incentivo ad un valore pari a 0,5 euro/Smc/g, applicabile per una durata massima di 8 anni;
- prevedere l'applicabilità del fattore correttivo dei ricavi previsto dalla regolazione tariffaria dello stoccaggio 2015-2018 ai siti ammessi a tale meccanismo incentivante, introducendo specifiche modalità applicative di tale fattore relativamente alle nuove imprese di stoccaggio;
- limitare l'ambito di applicazione di tale meccanismo incentivante ai soli investimenti autorizzati ed avviati entro l'anno 2015, i quali una volta ammessi a tale meccanismo di incentivazione non potranno accedere al riconoscimento degli incentivi previsti dalla regolazione tariffaria dello stoccaggio 2015-2018;
- prevedere che l'ammissione al meccanismo incentivante possa aver luogo su esplicita istanza da parte del soggetto interessato nell'ambito di una finestra temporale nel corso del 2015 che verrà definita dall'AEEGSI.

■ **DCO dell'AEEGSI 661/2014/R/GAS | “Disposizioni in materia di servizio di stoccaggio del gas naturale per l'anno termico di stoccaggio 2015/2016” | pubblicato il 23 dicembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/661-14.jsp>**

Nelle more che il Ministero dello sviluppo economico adotti il decreto recante disposizioni in materia di stoccaggio per l'anno termico di stoccaggio 2015-2016, con il documento di consultazione in oggetto, l'AEEGSI ha illustrato i propri orientamenti in relazione ai criteri di conferimento della capacità di stoccaggio per il prossimo anno termico. Sull'assunto che il suddetto decreto non modifichi le tipologie di servizio allocabili (servizio uniforme e di punta), l'Autorità intenderebbe confermare le regole di conferimento per l'anno 2014/2015 di cui alla precedente deliberazione 85/2014/R/GAS prevedendo nel dettaglio che:

- le procedure di conferimento siano articolate in aste sequenziali mensili, a saturazione della capacità offerta, da svolgersi nel periodo che va dal mese di marzo a settembre, nell'ambito delle quali siano offerti prodotti con iniezione stagionale e mensile;
- lo svolgimento di un'asta a prezzo marginale relativamente alla sola prima procedura di allocazione di capacità per il servizio di punta con iniezione stagionale e di aste pay as bid in tutti gli altri casi, sia per il servizio di punta che uniforme con iniezione stagionale e mensile;

## Novità normative di settore (continua)

- lo svolgimento di un'asta a prezzo marginale relativamente alla sola prima procedura di allocazione di capacità per il servizio di punta con iniezione stagionale e di aste pay as bid in tutti gli altri casi, sia per il servizio di punta che uniforme con iniezione stagionale e mensile;

- l'applicazione di un prezzo di riserva per le aste dei prodotti con iniezione stagionale determinato in funzione dell'andamento dei prezzi al PSV e al TTF.

In aggiunta l'AEEGSI ha formulato alcune proposte relative a possibili interventi inerenti l'utilizzo della capacità conferita in asta, quali:

- la ridefinizione dei corrispettivi attualmente applicati all'utente in caso di mancato riempimento dello stoccaggio, secondo riferimenti di mercato e tenendo conto del livello di riempimento complessivo degli stoccaggi;

- l'integrazione ai criteri di definizione dei profili di iniezione;

- una diversa articolazione tariffaria da applicarsi ai servizi di stoccaggio allocati secondo criteri non di mercato - quali il servizio di stoccaggio minerario, quello per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, quello associato ai servizi integrati di trasporto a mezzo di gasdotti esteri e di rigassificazione nonché il servizio di stoccaggio di cui al d.lgs. 130/10 - essenzialmente basata sull'eliminazione del corrispettivo variabile e la contestuale ripartizione dei costi operativi prima coperti dal corrispettivo variabile sui corrispettivi di capacità.

# Gli appuntamenti

13 gennaio

## **Biocarburanti: incontro sul nuovo decreto dello Sviluppo Economico**

Roma, Italia

Organizzatore: Gestore dei Servizi Energetici (GSE)

[www.gse.it](http://www.gse.it)

15 gennaio

## **Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia nel sistema elettrico nazionale**

Bologna, Italia

Organizzatore: Aghape Ambiente

[www.aghape.it](http://www.aghape.it)

16 gennaio

## **Politica energetica europea e programma Horizon 2020**

Roma, Italia

Organizzatore: Federesco

[www.federesco.com](http://www.federesco.com)

17-18 gennaio

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

Kuala Lumpur, Malesia

Organizzatore: IACSIT

[www.iceen.org](http://www.iceen.org)

20 gennaio

## **Dynamic Functional Modelling of vulnerability and interdependencies of Critical Infrastructures (DMCI)**

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

[www.enea.it](http://www.enea.it)

19-22 gennaio

## **The World Future Energy Summit**

Abu Dhabi, UAE

Organizzatore: REED

[www.worldfutureenergysummit.com](http://www.worldfutureenergysummit.com)

22 gennaio

## **Efficienza energetica: motore di sviluppo economico, degli investimenti e dell'occupazione**

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

[www.kyotoclub.org](http://www.kyotoclub.org)

22 - 24 gennaio

## **IX Forum Energetico**

Karpacz – Polonia

Organizzatore: Foundation Institute for Eastern Studies

[www.forum-ekonomiczne.pl](http://www.forum-ekonomiczne.pl)

23 Gennaio

## **Il Decreto Legislativo sull'efficienza energetica: quali prospettive per l'industria**

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione EnergyLab e Assolombarda

[www.energylabfoundation.org/partner/assolombarda/](http://www.energylabfoundation.org/partner/assolombarda/)

26-27 gennaio

## **MiFID II: Implementation for the Energy Markets**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marcus Evans

[www.marcusevans-conferences-paneuropean.com/](http://www.marcusevans-conferences-paneuropean.com/)

[MiFIDEnergy\\_conalerts](http://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](http://www.chathamhouse.org/events/Mena-Energy2015)

28- 29 gennaio

## **Accise Energia elettrica e gas**

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca (IIR)

[www.iir-italy.it](http://www.iir-italy.it)

29 gennaio – 1 febbraio

## **Klimahouse**

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

[www.fierabolzano.it/klimahouse/](http://www.fierabolzano.it/klimahouse/)

26 marzo

## **Klimaenergy**

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

[www.fierabolzano.it/klimahouse/](http://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.