

**APPROFONDIMENTI**

# IL MERCATO DEL PETROLIO NEL TERRITORIO DELL'IRRAZIONALE

di Filippo Clò - Rie

## Congiuntura oil: tra finanza e incognite

Mentre a Parigi si profetizzava del “dopo petrolio”, l'oro nero riguadagnava il centro della scena internazionale come variabile fondamentale nelle dinamiche energetiche, macroeconomiche, finanziarie, geopolitiche. Se gli andamenti dei suoi prezzi nel corso del 2015 parevano seguire logiche riconducibili ai fondamentali reali di mercato, con prospettive di parziale rialzo, con l'inizio del 2016 tale correlazione sembra essere passata in secondo piano per lasciare spazio a quello che è stato definito “territorio dell'irrazionale”<sup>1</sup>.

L'anno nuovo è infatti iniziato all'insegna dell'estrema volatilità del mercato con prezzi che hanno sfondato la soglia dei 30 doll/bbl – lasciando sul terreno il 28% dai circa 36 doll/bbl del 31 dicembre 2015 ai 26 del 20 gennaio 2016 – come non avveniva dal febbraio 2004 e ancor peggio del tracollo del 2008 allo scoppio della Grande Recessione.

Non che vi fossero le condizioni per una robusta risalita dei prezzi, da nessuno attesa, ma nemmeno tali da giustificare un simile crollo. Tra le ragioni che ne sono all'origine vi è condivisione sul ruolo più attivo della finanza che, dopo aver mantenuto un atteggiamento attendista dall'inizio del crollo dei prezzi nel luglio 2014, avrebbe assunto da fine anno una connotazione marcatamente ribassista con grandi fondi e speculatori nel mercato americano che hanno raddoppiato le posizioni corte. Dopotutto la speculazione, al contrario degli investitori, trae vantaggio dalle situazioni di elevata incertezza finendo per esasperare tendenze generalmente già in atto.

La volatilità dei prezzi registrata da inizio anno è senz'altro fuori dall'ordinario, ma poco ci dice dell'evoluzione che potrebbe osservarsi nel corso del 2016. Se non che si prefigura un altro anno di prezzi bassi, incertezze economiche, difficoltà nel prevedere come e quando questa fase si potrà esaurire.

Decidere in tali condizioni è oltremodo complesso e rischioso.

## Il 2015 in sintesi

Il 2015 è stato un anno d'importante transizione per il mondo petrolifero: sono emerse alcune tendenze prima passate sottotraccia, benché in grado di incidere sui suoi futuri equilibri, mentre si gettavano le premesse per una futura pur parziale ripresa dei prezzi. Nonostante ciò, si è concluso con maggiori interrogativi di quando è iniziato. Uno su tutti: quando si inizierà a vedere per le imprese e gli stati produttori la luce in fondo al tunnel.

Il dato da rilevare è che nel corso dell'anno trova conferma il surplus di offerta che aveva originato il crollo dei prezzi. Nonostante la domanda abbia risposto in maniera positiva al calo dei prezzi – con un aumento nel 2015 di +1,8 mil. bbl/g contro +0,8 del 2014 e +1,2 del 2013 – non è riuscita a tenere il passo della crescita dell'offerta, che ha registrato un +2,3 mil. bbl/g per il secondo anno di fila grazie ai livelli di produzione record raggiunti sia in ambito Opec che non-Opec. Entrambi hanno così toccato nuovi massimi storici, portandosi la prima a 94,6 mil. bbl/g e la seconda a 96,2 mil. bbl/g. Il risultato è che l'oversupply si è mantenuta sui 2 mil. bbl/g, facendo traboccare gli stoccaggi in ogni angolo del mondo.

Mano a mano che ciò diventava evidente, si concretizzava sempre più la prospettiva che la crisi non si sarebbe risolta in tempi brevi ma si sarebbe delineato uno scenario “lower for longer”. Fattore determinante è stato senza dubbio l'inattesa resilienza dell'industria statunitense dello shale oil, contro la quale l'Opec – e segnatamente l'Arabia Saudita – sperava di condurre una guerra lampo dei prezzi che ne compromettesse parte dell'offerta, in virtù degli ipotizzati elevati costi di produzione e delle peculiari logiche produttive<sup>2</sup>.

► continua a pagina 25

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ GENNAIO 2016

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 11  
 Mercati energetici Europa  
 pag 15  
 Mercati per l'ambiente  
 pag 19

### APPROFONDIMENTI

Il mercato del petrolio nel territorio dell'irrazionale  
 di Filippo Clò - Rie

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

### APPUNTAMENTI

pagina 32

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A gennaio, gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima segnano ancora una crescita su base annua (+1,0%), ma più contenuta rispetto a quella osservata nella seconda metà del 2015 (superiore al 3%). Le vendite degli impianti di produzione nazionali, giovandosi della flessione delle importazioni (-11,5%), crescono del 4,3% trainate ancora dalle fonti termiche tradizionali (gas e carbone); in calo invece le fonti rinnovabili (-9,1%) nonostante la buona performance degli impianti eolici (+15,6%). La liquidità del mercato, ancora in crescita, supera il 70%. In tale contesto il prezzo medio

di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), in deciso ribasso sia su dicembre (-16,5%) che su gennaio 2015 (-9,1%), segna un minimo storico per il mese di gennaio a quota 46,47 €/MWh. I prezzi di vendita zonali sono oscillati tra 47,87 €/MWh del Nord e 40,19 €/MWh del Sud, mentre quello della Sicilia (47,37 €/MWh) scende ai minimi da oltre un decennio. Prezzi in calo anche nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il prodotto Anno 2017 *baseload* è scambiato a 38,15 €/MWh.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 9,19 €/MWh (-16,5%) su dicembre e di 4,63 €/MWh (-9,1%) su base annua, si attesta a 46,47 €/MWh, livello più basso da agosto 2014. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 2,98 €/MWh (-5,0%) nelle *ore di picco* e di 5,06 €/MWh (-10,8%)

nelle *ore fuori picco* con prezzi attestatisi rispettivamente a 56,81 €/MWh e 41,91 €/MWh, con quest'ultimo ai minimi da aprile 2014. Il rapporto *picco/baseload* sale a 1,22 (1,17 a gennaio 2014) (Grafico 1 e Tabella 1).

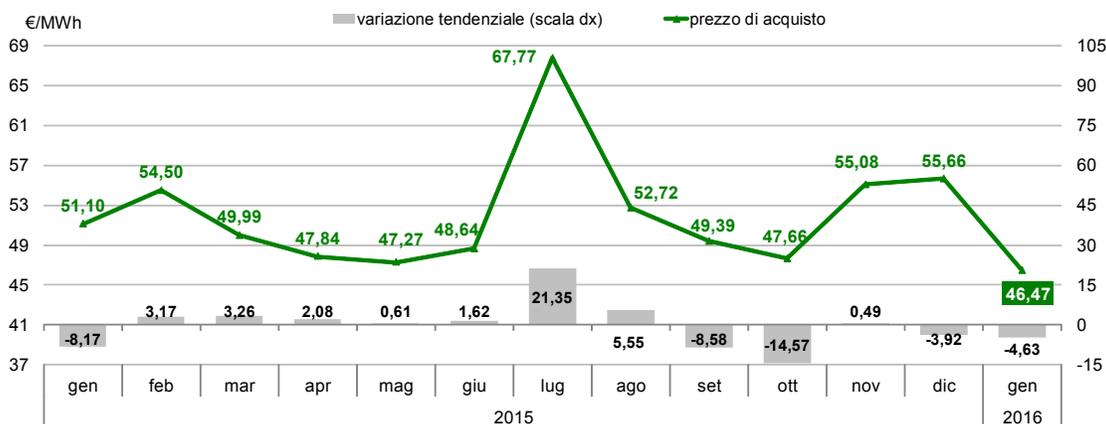
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>46,47</b>	51,10	-4,63	-9,1%	<b>23.473</b>	+6,7%	<b>33.479</b>	+1,0%	<b>70,1%</b>	66,4%
<i>Picco</i>	56,81	59,79	-2,98	-5,0%	30.136	+8,4%	42.012	+1,2%	71,7%	66,9%
<i>Fuori picco</i>	41,91	46,96	-5,06	-10,8%	20.528	+6,6%	29.709	+1,9%	69,1%	66,0%
<i>Minimo orario</i>	11,36	18,00			11.730		19.810		57,6%	59,0%
<i>Massimo orario</i>	120,00	79,59			34.523		47.767		77,8%	74,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



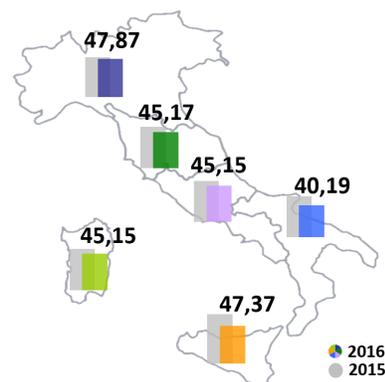
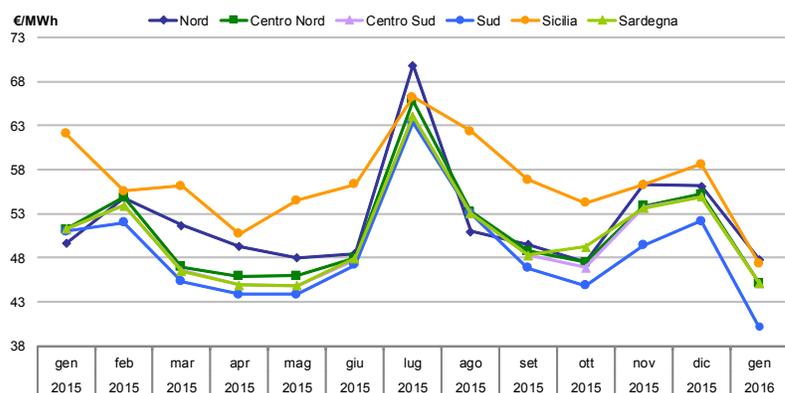
(continua)

I prezzi di vendita registrano ovunque consistenti ribassi sia rispetto al mese precedente che su base annua. Nel Nord, dove incide la significativa contrazione della produzione idroelettrica e la flessione delle importazioni, il prezzo zonale segna il ribasso tendenziale più contenuto (-3,6%) ed il livello più alto, pari a 47,87 €/MWh, e supera di 50 cent. di €/MWh quello della Sicilia (47,37 €/MWh) che

scende ai minimi da giugno 2004. I prezzi di *Centro Nord*, *Centro Sud* e *Sardegna* si allineano poco sopra i 45 €/MWh, mentre il Sud, favorito dalla restrizione della capacità di transito verso nord per buona parte del mese, si conferma la zona dal prezzo di vendita più basso con 40,19 €/MWh, minimo da maggio 2014 (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, pari a 24,9 milioni di MWh, aumentano dell'1,0% rispetto a gennaio 2015. Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 17,5 milioni di MWh, si confermano in fase espansiva con una crescita su base annua del 6,7%, mentre i volumi scambiati *over the*

*counter*, registrati sulla PCE e nominati su MGP si riducono a 7,4 milioni di MWh (-10,2%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità registra, pertanto, un'intensa crescita tendenziale (+3,7 p.p.), portandosi a 70,1%, massimo degli ultimi nove mesi (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.463.601</b>	<b>+6,7%</b>	<b>70,1%</b>
Operatori	11.073.878	+18,2%	44,5%
GSE	2.493.892	-15,6%	10,0%
Zone estere	3.895.831	-3,9%	15,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.444.803</b>	<b>-10,2%</b>	<b>29,9%</b>
Zone estere	712.275	-38,3%	2,9%
Zone nazionali	6.732.529	-5,7%	27,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>24.908.404</b>	<b>+1,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>18.908.884</b>	<b>-5,8%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>43.817.288</b>	<b>-2,1%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

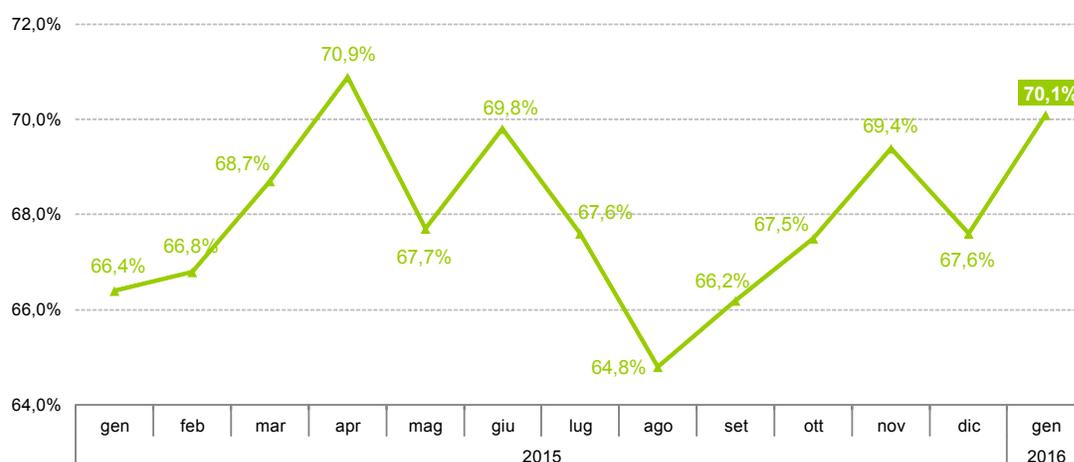
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.463.601</b>	<b>+6,7%</b>	<b>70,1%</b>
Acquirente Unico	4.176.957	+24,3%	16,8%
Altri operatori	9.438.379	+12,1%	37,9%
Pompaggi	46.315	-	0,2%
Zone estere	661.197	+41,6%	2,7%
Saldo programmi PCE	3.140.752	-23,9%	12,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.444.803</b>	<b>-10,2%</b>	<b>29,9%</b>
Zone estere	5.300	-44,1%	0,0%
Zone nazionali AU	1.490.232	-39,7%	6,0%
Zone nazionali altri operatori	9.090.023	-8,5%	36,5%
Saldo programmi PCE	-3.140.752	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>24.908.404</b>	<b>+1,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.406.605</b>	<b>-52,9%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>26.315.009</b>	<b>-4,8%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali segnano una lieve ripresa su base annua, attestandosi a 24,2 milioni di MWh (+0,2%). A livello zonale, la crescita degli acquisti si concentra al Sud (+17,5%) e al Nord (+8,8%); segno meno, invece, nelle restanti zone. In aumento anche gli acquisti sulle zone estere che salgono a 666 mila MWh (+39,9%) i più alti da quasi tre anni (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, dopo il lieve calo registrato a dicembre, tornano a salire attestandosi a 20,3 milioni di MWh (+4,3%). In controtendenza solo le vendite del Nord (-2,4%), mentre nelle restanti zone si registrano incrementi tra il +0,8% del Sud ed il +39,1% della Sardegna. In calo, dai livelli molto elevati dello scorso anno, le importazioni di energia elettrica che si portano a 4,6 milioni di MWh (-11,5%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.995.245	26.875	-2,3%	8.895.986	11.957	-2,4%	13.815.421	18.569	+8,8%
Centro Nord	2.702.793	3.633	+13,9%	1.607.777	2.161	+26,7%	2.158.934	2.902	-22,1%
Centro Sud	4.939.816	6.640	+0,9%	2.762.571	3.713	+13,0%	3.638.471	4.890	-14,8%
Sud	6.374.490	8.568	-4,0%	4.568.688	6.141	+0,8%	2.537.615	3.411	+17,5%
Sicilia	3.231.557	4.343	+9,6%	1.439.208	1.934	+6,1%	1.420.417	1.909	-2,2%
Sardegna	1.703.956	2.290	+14,9%	1.026.069	1.379	+39,1%	671.048	902	-20,5%
<b>Totale nazionale</b>	<b>38.947.858</b>	<b>52.349</b>	<b>+0,4%</b>	<b>20.300.299</b>	<b>27.285</b>	<b>+4,3%</b>	<b>24.241.907</b>	<b>32.583</b>	<b>+0,2%</b>
Estero	4.869.430	6.545	-18,0%	4.608.105	6.194	-11,5%	666.497	896	+39,9%
<b>Sistema Italia</b>	<b>43.817.288</b>	<b>58.894</b>	<b>-2,1%</b>	<b>24.908.404</b>	<b>33.479</b>	<b>+1,0%</b>	<b>24.908.404</b>	<b>33.479</b>	<b>+1,0%</b>

Nel primo mese del 2016, le vendite da impianti a fonte rinnovabile si confermano in calo tendenziale portandosi a 6,1 milioni di MWh (-9,1%). In flessione soprattutto la fonte idraulica (-19,9%) e la 'solare e altre' (-17,1%); in decisa crescita invece la fonte eolica (+15,6%). Le vendite da impianti a fonti tradizionali, invece, trainate anche a

gennaio dagli impianti a gas (+18,5%) e da quelli a carbone (+9,9%) mettono a segno una crescita tendenziale del 10,7% (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili cede 4,4 punti percentuali e scende sotto il 30%, mentre quella degli impianti a gas ne guadagna 5,5 e sale al 46,1% (Grafico 4).

(continua)

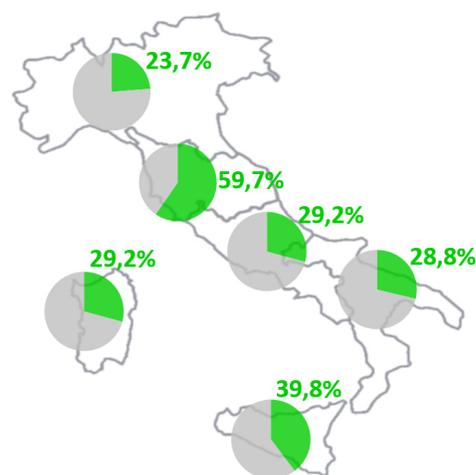
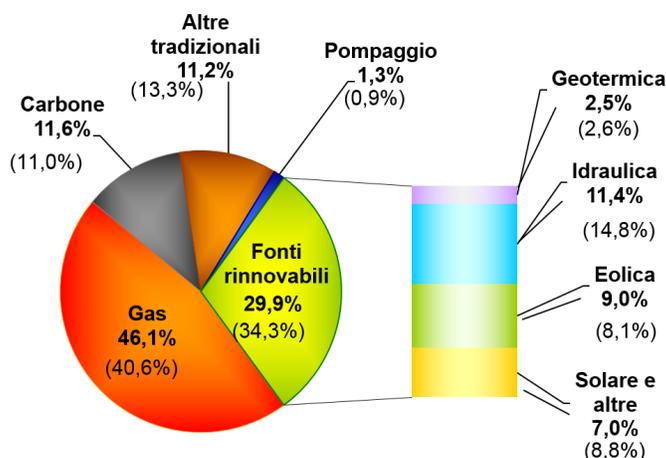
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>8.762</b>	<b>+13,8%</b>	<b>872</b>	<b>+52,1%</b>	<b>2.627</b>	<b>+13,6%</b>	<b>4.374</b>	<b>-1,5%</b>	<b>1.165</b>	<b>-4,4%</b>	<b>976</b>	<b>+36,6%</b>	<b>18.777</b>	<b>+10,7%</b>
Gas	6.712	+27,7%	735	+48,4%	782	+47,7%	3.080	+15,7%	813	-30,5%	446	-10,2%	12.568	+18,5%
Carbone	1.074	-3,4%	-	-100,0%	1.609	+2,2%	-	-	-	-	480	+164,7%	3.163	+9,9%
Altre	977	-26,8%	137	+97,5%	236	+13,3%	1.294	-27,2%	352	+614,1%	51	+36,0%	3.047	-12,3%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>2.838</b>	<b>-35,2%</b>	<b>1.289</b>	<b>+14,0%</b>	<b>1.086</b>	<b>+17,0%</b>	<b>1.766</b>	<b>+7,0%</b>	<b>769</b>	<b>+27,2%</b>	<b>403</b>	<b>+47,6%</b>	<b>8.151</b>	<b>-9,1%</b>
Idraulica	1.810	-39,0%	372	+43,2%	402	+16,6%	329	+46,1%	152	+163,6%	32	+165,4%	3.098	-19,9%
Geotermica	-	-	690	+2,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	690	+2,7%
Eolica	4	-72,5%	24	+26,5%	485	+35,5%	1.117	+4,1%	519	+15,1%	311	+44,9%	2.459	+15,6%
Solare e altre	1.025	-26,6%	203	+12,5%	199	-11,8%	320	-9,3%	98	+2,1%	60	+29,5%	1.905	-17,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>357</b>	<b>+100,7%</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>357</b>	<b>+56,8%</b>
<b>Totale</b>	<b>11.957</b>	<b>-2,4%</b>	<b>2.161</b>	<b>+26,7%</b>	<b>3.713</b>	<b>+13,0%</b>	<b>6.141</b>	<b>+0,8%</b>	<b>1.934</b>	<b>+6,1%</b>	<b>1.379</b>	<b>+39,1%</b>	<b>27.285</b>	<b>+4,3%</b>

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## MARKET COUPLING

A gennaio il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.889 MWh, di cui 2.290 MWh sul confine francese (79,3% del totale), 155 MWh su quello austriaco e 443 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) non evidenzia

significative variazioni rispetto a gennaio 2015 (+2,0% sulla frontiera slovena e francese, -1,5% su quella austriaca). Il market coupling alloca il 79,0% della capacità disponibile sulla frontiera francese, e più della metà nelle altre frontiere. Dopo le allocazioni con aste esplicite, solo sulla frontiera slovena resta inutilizzata una quota consistente di NTC (37,9%) (Grafico 6, 7 e 8).

(continua)

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
<b>Italia - Francia</b>	2.357 (-)	2.296 (-)	99,7% (-)	93,0% (-)	1.616 (-)	594 (-)	0,3% (-)	- (-)
<b>Italia - Austria</b>	156 (-)	156 (-)	99,7% (-)	99,6% (-)	254 (-)	- (-)	- (-)	- (-)
<b>Italia - Slovenia</b>	646 (553)	483 (486)	83,1% (97,6%)	33,7% (73,9%)	670 (749)	247 (103)	16,9% (2,4%)	0,4% (-)

Tra parentesi il valore dell'anno precedente

\*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

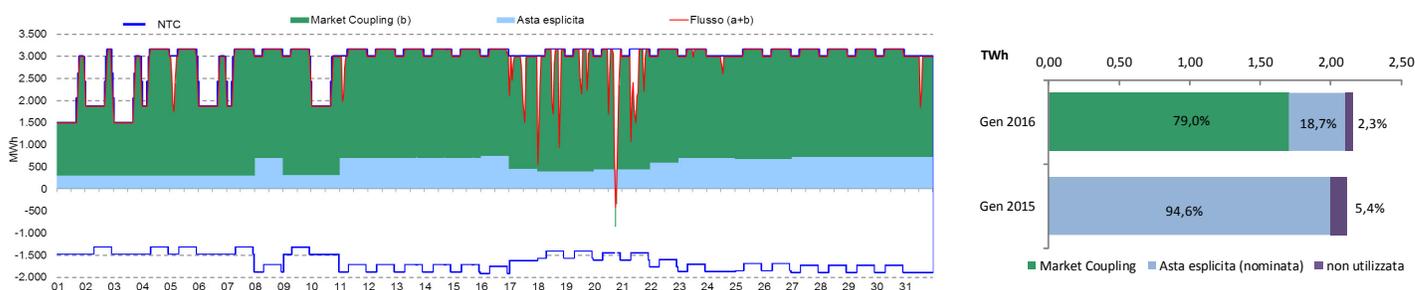


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

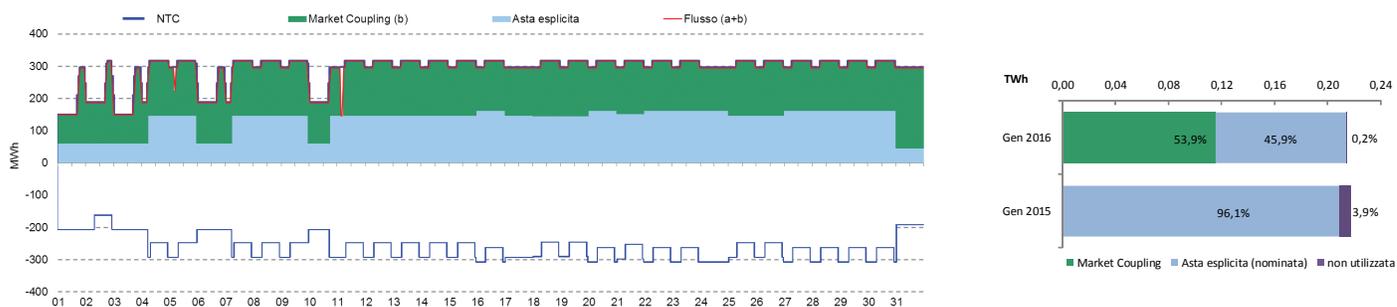
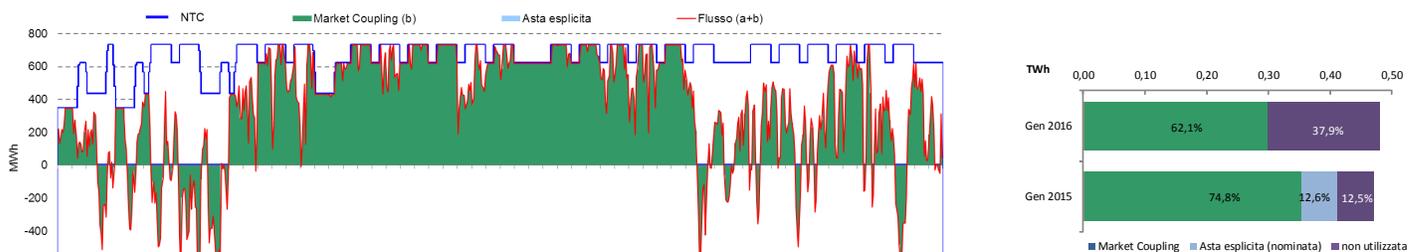


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel primo mese dell'anno i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) segnano una decisa flessione congiunturale, oscillando tra 45,17 €/MWh di MI2 e 50,57 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre quelli di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Nelle prime due sessioni di MI, le uniche che consentano un confronto omogeneo su base annua dopo le modifiche

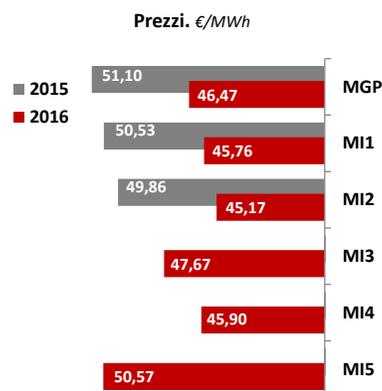
introdotte nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, i prezzi segnano ancora una flessione tendenziale pari, per entrambe, a -9,4%. Le cinque sessioni di MI evidenziano, a parità di ore, prezzi inferiori rispetto a MGP (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, con un aumento del 24,9% rispetto a gennaio 2015, raggiungono un nuovo record storico a 2,0 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

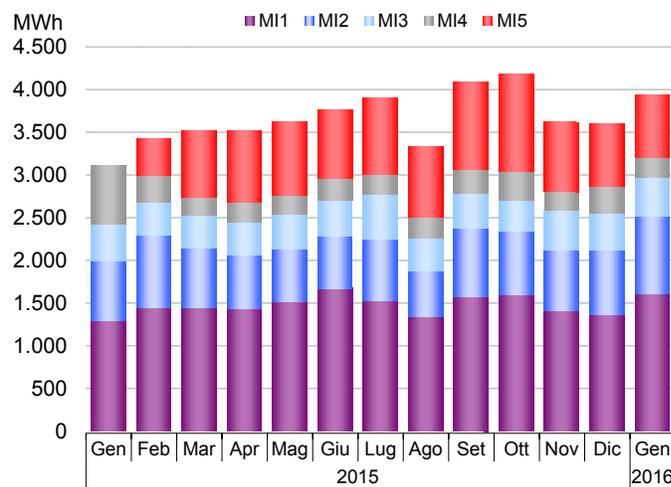
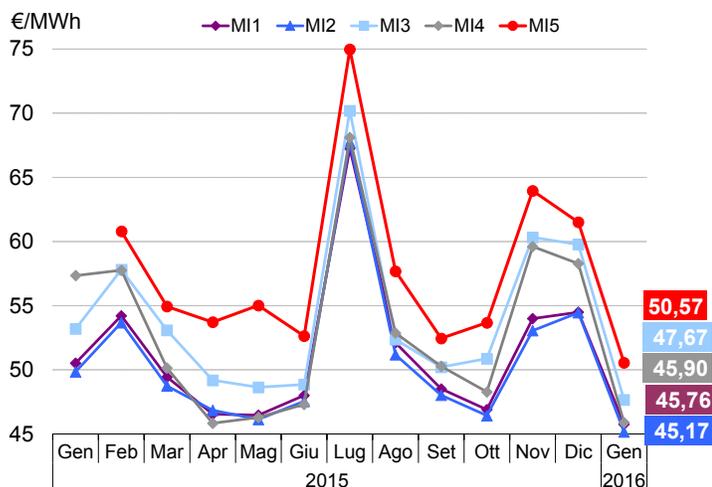
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>46,47</b>	-9,1%	<b>24.908.404</b>	<b>33.479</b>	+1,0%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>45,76</b> (-1,5%)	-9,4%	<b>1.202.075</b>	<b>1.616</b>	+24,9%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>45,17</b> (-2,8%)	-9,4%	<b>676.679</b>	<b>910</b>	+27,6%
<b>MI3</b> (9-24 h)	<b>47,67</b> (-6,2%)	-	<b>226.835</b>	<b>457</b>	-
<b>MI4</b> (13-24 h)	<b>45,90</b> (-9,0%)	-	<b>90.591</b>	<b>244</b>	-
<b>MI5</b> (17-24 h)	<b>50,57</b> (-5,2%)	-	<b>183.723</b>	<b>741</b>	-



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

Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



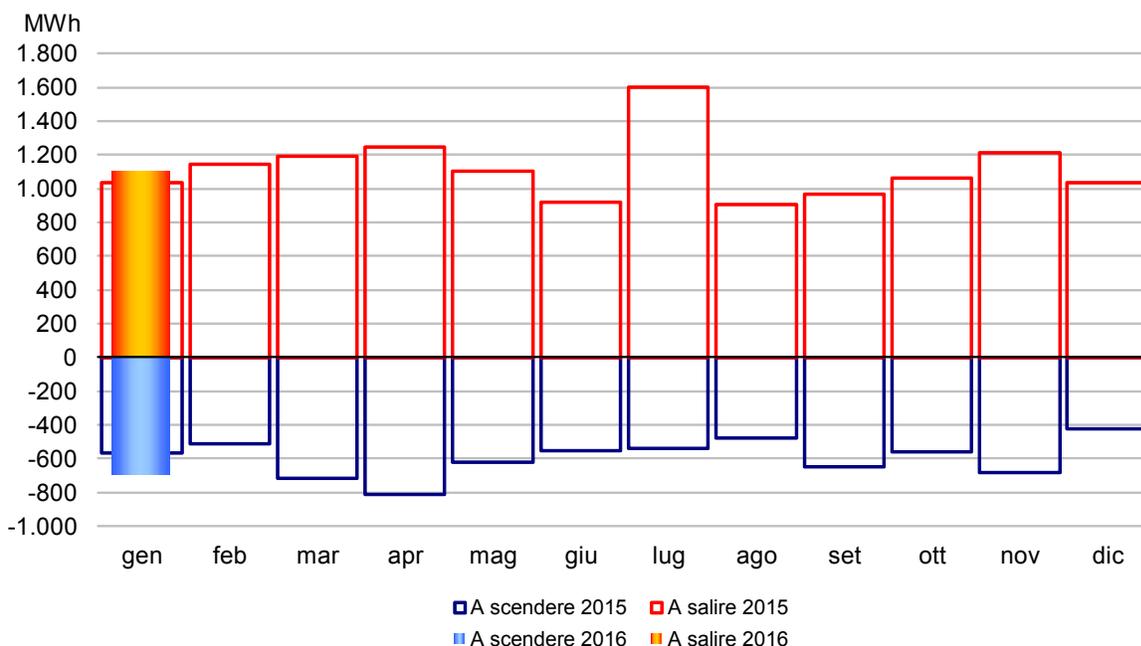
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A gennaio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in crescita sullo stesso periodo dell'anno precedente (+6,7%), salgono a 820 mila MWh.

Più deciso l'aumento, il quinto consecutivo, delle vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 516 mila MWh (+22,1%) (Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 8 negoziazioni per complessivi 116 mila MWh, tutte su prodotti baseload. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 3,6 milioni di MWh, in flessione del 6,3% rispetto al mese precedente. In calo i prezzi di tutti i prodotti contrattabili. (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto *Febbraio 2016* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 44,60 €/MWh sul baseload e 52,39 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 514 e 10 MW, per complessivi 360 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Febbraio 2016	44,60	-12,7%	5	25	-	25	514	357.744
Marzo 2016	43,58	-5,0%	-	-	-	-	489	363.327
Aprile 2016	39,85	-5,0%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2016	38,06	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	38,65	-7,9%	1	5	-	5	489	1.067.976
III Trimestre 2016	43,60	-5,0%	-	-	-	-	474	1.046.592
IV Trimestre 2016	44,82	-5,0%	-	-	-	-	469	1.036.021
I Trimestre 2017	42,14	-5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	38,15	-9,7%	2	10	-	10	10	87.600
<b>Totale</b>			<b>8</b>	<b>40</b>	<b>-</b>	<b>40</b>		<b>3.601.516</b>

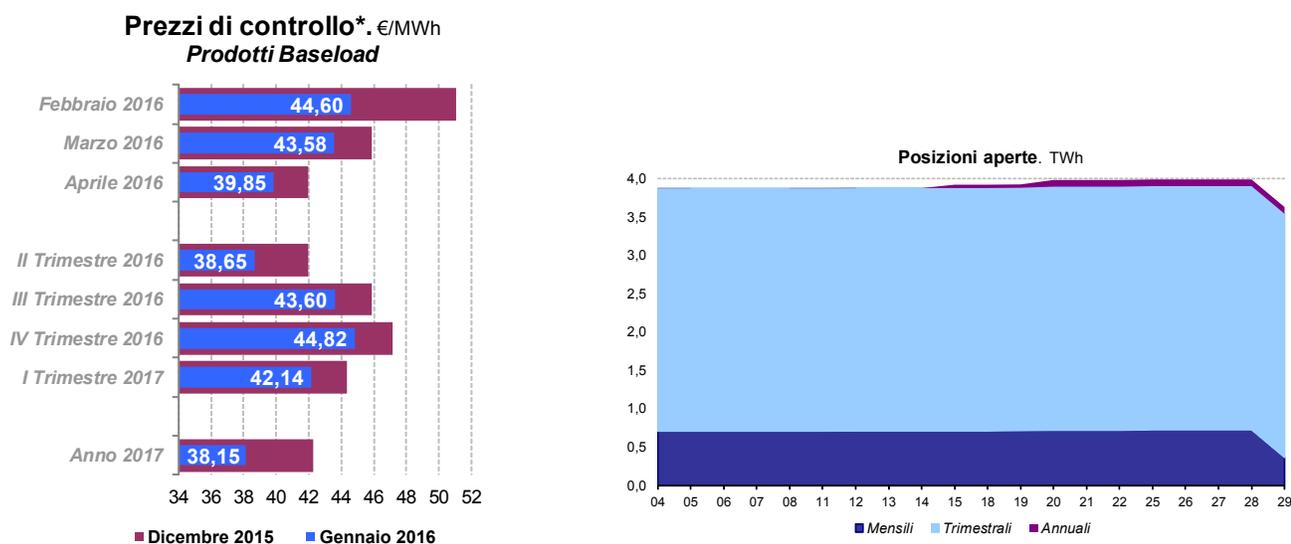
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Febbraio 2016	52,39	-11,7%	-	-	-	-	10	2.520
Marzo 2016	50,52	-4,6%	-	-	-	-	10	2.760
Aprile 2016	40,79	-4,6%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2016	42,49	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	41,59	-7,5%	-	-	-	-	10	7.800
III Trimestre 2016	49,15	-4,6%	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2016	55,20	-4,6%	-	-	-	-	10	7.800
I Trimestre 2017	50,01	-3,2%	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	43,02	-9,4%	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>26.280</b>
<b>TOTALE</b>			<b>8</b>	<b>40</b>	<b>-</b>	<b>40</b>		<b>3.627.796</b>

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

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

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a gennaio 2016, con una flessione tendenziale del 13,3%, si portano a 28,5 milioni di MWh, ai minimi dallo scorso maggio. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,1 milioni di MWh, si riducono del 7,3%, mentre quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE subiscono una nuova brusca contrazione (-85,3%) e scendono a 370 mila MWh, ai minimi degli ultimi cinque anni (Tabella 9). La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, proseguendo nel trend osservato nel 2015, scende a 13,0 milioni di MWh (-13,3%), minimo da settembre 2010.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si conferma su valori molto alti, seppur in flessione rispetto al massimo storico del mese precedente, a quota 2,19 (+0,16 rispetto ad un anno fa) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,4 milioni di MWh, si riducono su base annua del 10,2%, ma ancor di più i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 5,6 milioni di MWh (-29,1%). Una simile dinamica si riscontra nei programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 10,6 milioni di MWh, in calo del 14,8% e dei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 2,4 milioni di MWh (-34,8%).

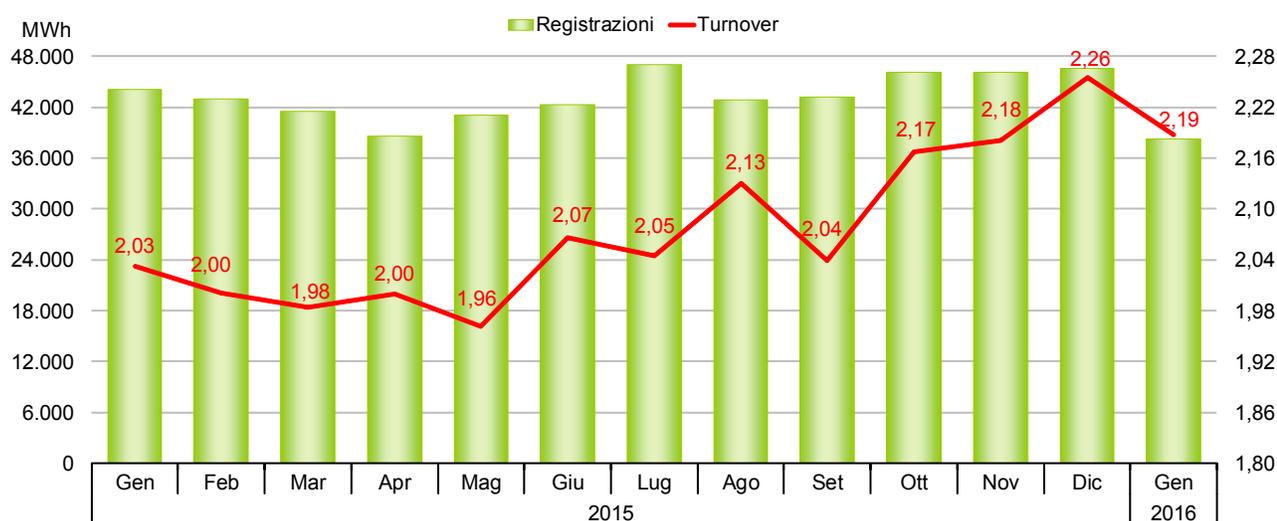
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	10.794.611	+0,5%	37,9%	Richiesti	8.497.292	-7,4%	100,0%	10.585.555	-14,8%	100,0%
Off Peak	313.710	-56,9%	1,1%	di cui con indicazione di prezzo			3.121.883	+7,2%	36,7%	-
Peak	503.940	-16,1%	1,8%	Rifiutati	1.052.489	+18,6%	12,4%	-	-	-
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo			1.050.782	+19,3%	12,4%	-
Totale Standard	11.612.261	-3,8%	40,8%	<b>Registrati</b>	<b>7.444.803</b>	<b>-10,2%</b>	<b>87,6%</b>	<b>10.585.555</b>	<b>-14,8%</b>	<b>100,0%</b>
Totale Non standard	16.473.073	-9,6%	57,9%	di cui con indicazione di prezzo			2.071.101	+2,0%	24,4%	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>28.085.334</b>	<b>-7,3%</b>	<b>98,7%</b>	Sbilanciamenti a programma	5.566.255	-29,1%	-	2.425.504	-34,8%	-
<b>MTE</b>	<b>370.056</b>	<b>-85,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-	-	<b>3.140.752</b>	<b>-23,9%</b>	-
<b>TOTALE PCE</b>	<b>28.455.390</b>	<b>-13,3%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.011.058</b>	<b>-19,4%</b>								

Grafico 12: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio i consumi di gas naturale in Italia registrano un aumento del 4,8% e si portano sui livelli più alti degli ultimi tre anni. A fare da traino, ancora i consumi del *settore termoelettrico* (+15,2%) che continua a riguadagnare terreno compensando la bassa produzione idroelettrica del periodo. I consumi del *settore civile* si confermano sui livelli dell'anno precedente, mentre quelli *industriali* prolungano la fase calante in atto dall'anno precedente (-0,8%). Sul lato offerta, flette ancora la produzione nazionale (-5,5%), mentre le importazioni di gas naturale, in particolare

dall'Algeria e dalla Russia, segnano un nuovo aumento (+6,3%). In crescita anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (+4,4%) con la giacenza di gas naturale a fine mese invariata rispetto ad un anno fa. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 5,0 milioni di MWh, di cui quasi il 90% nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), dove per i prezzi prosegue la fase ribassista su livelli appena inferiori alle quotazioni al PSV.

## IL CONTESTO

Nel primo mese dell'anno i consumi di gas naturale in Italia, pari a 9.108 milioni di mc, registrano un nuovo incremento tendenziale (+4,8%) e si portano ai massimi degli ultimi tre anni. A sostenere la crescita ancora i consumi del *settore termoelettrico* che, favoriti dalla scarsa produzione idroelettrica, registrano un nuovo importante incremento su base annua (+15,2%), portandosi a 2.065 milioni di mc. Pressoché invariati i consumi del *settore civile* che si attestano a 5.518 milioni di mc (+0,2%); mentre si conferma la flessione tendenziale, in atto dallo scorso maggio, dei consumi del *settore industriale* che scendono al livello più basso mai registrato nel mese di gennaio negli ultimi sette anni, pari a 1.152 milioni di mc (-0,8%). Si confermano, infine, in aumento le esportazioni attestatesi a 373 milioni di mc (+63,4%), massimo da febbraio 2008. Dal lato offerta la produzione nazionale, in calo da oltre tre

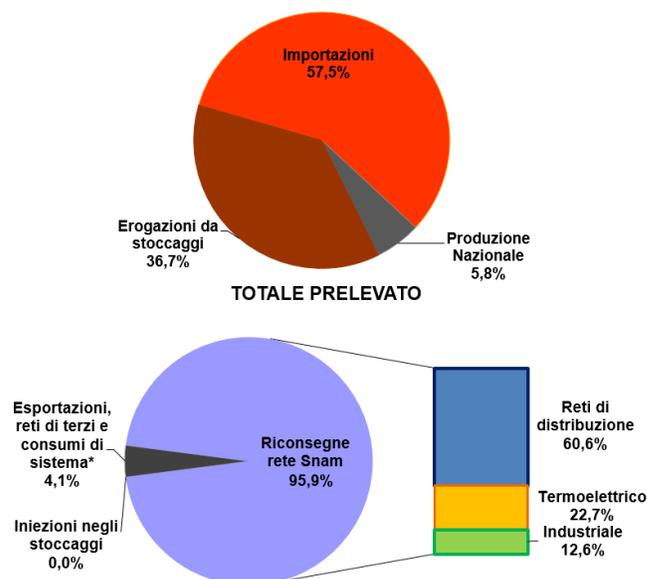
anni, scende a 530 milioni di mc (-5,5%), confermandosi su livelli molto bassi; ancora in crescita, invece, le importazioni di gas naturale che, al settimo rialzo tendenziale consecutivo, si portano a 5.233 milioni di mc (+6,3%). Tra i punti di entrata, raddoppiano le importazioni di gas algerino a *Mazara* (1.608 mln mc, +105,3%), mentre aumentano in misura più contenuta quelle di gas russo a *Tarvisio* (2.047 mln mc, +3,2%) che si conferma, tuttavia, la prima fonte. In calo, invece, le importazioni di gas dal Nord Europa a *Passo Gries* (646 mln mc, -37,0%) e quelle di gas libico a *Gela* (399 mln mc; -23,3%). Tra i terminal GNL ancora in flessione Cavarzere (532 mln mc, -12,8%); permane a regime ridotto, invece, *Panigaglia*. Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 3.345 milioni di mc, in aumento del 4,4% rispetto a gennaio 2015 e pari al 36,7% del gas totale immesso in rete; nulle, come un anno fa, le iniezioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.233</b>	<b>55,4</b>	<b>+6,3%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.608	17,0	+105,3%
Tarvisio	2.047	21,7	+3,2%
Passo Gries	646	6,8	-37,0%
Gela	399	4,2	-23,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+123,1%
Cavarzere (GNL)	532	5,6	-12,8%
Livorno (GNL)	-	-	-100,0%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>530</b>	<b>5,6</b>	<b>-5,5%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>3.345</b>	<b>35,4</b>	<b>+4,4%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>9.108</b>	<b>96,4</b>	<b>+4,8%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.152	12,2	-0,8%
Termoelettrico	2.065	21,8	+15,2%
Reti di distribuzione	5.518	58,4	+0,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	373	4,0	+63,4%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>9.108</b>	<b>96,4</b>	<b>+4,8%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>9.108</b>	<b>96,4</b>	<b>+4,8%</b>

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



Nell'ultimo giorno del mese di gennaio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.650 milioni di mc, quasi perfettamente in linea con quella dello stesso giorno del 2015 (+0,3%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 46,8%, in lieve flessione rispetto ad un anno fa (-0,4 p.p.).

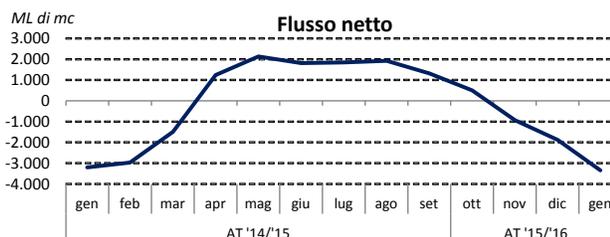
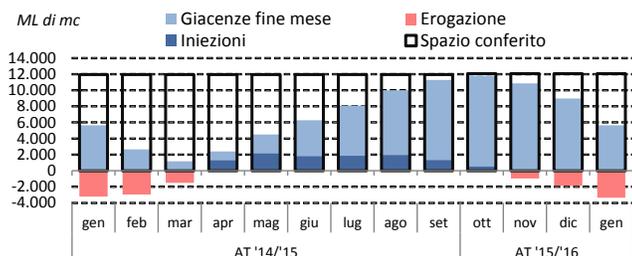
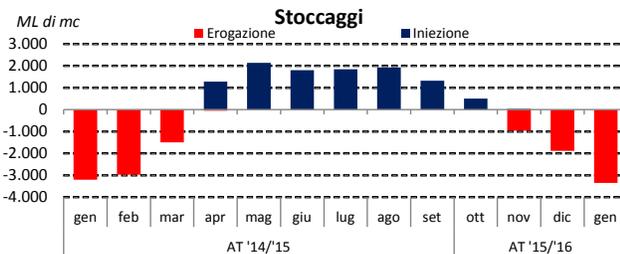
La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in sensibile ribasso sia rispetto a dicembre (-2,99 €/MWh, -15,9%) che su base annua (-6,88 €/MWh, -30,3%), si attesta a 15,80 €/MWh, ai minimi da oltre sei anni.

(continua)

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/01/2016)</b>	<b>5.650</b>	<b>+0,3%</b>
Erogazione (flusso out)	3.345	+4,4%
Iniezione (flusso in)	-	-
<b>Flusso netto</b>	<b>3.345</b>	<b>+4,4%</b>
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	46,8%	-0,4 p.p.



## I MERCATI GESTITI DAL GME

A gennaio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 5,0 milioni di MWh, pari al 5,2% della domanda complessiva di gas naturale (3,9% a gennaio 2015), la

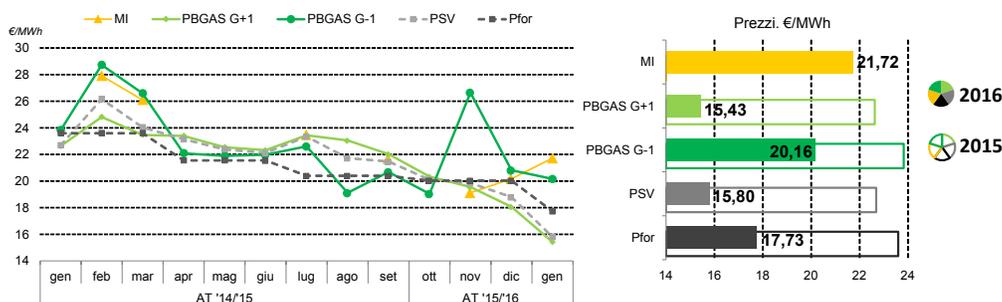
maggior parte dei quali (l'87,3%) ancora nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale\*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGAS</b>					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	21,72	16,00	24,95	98.000	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>					
Comparto G-1	20,16 (23,82)	15,71	27,71	535.803 (186.746)	-
Comparto G+1	15,43 (22,62)	14,10	17,05	4.347.810 (3.357.993)	-
<b>P-GAS</b>					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



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

(continua)

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2016-01	-	-	18,484	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2016-02	-	-	70,599	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-02	-	-	68,798	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-03	-	-	62,961	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-04	-	-	56,558	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-05	-	-	49,392	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	64,537	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	62,208	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	65,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-01	-	-	71,326	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	63,366	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	68,584	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2017	-	-	36,000	44,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	65,318	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>												

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

I volumi scambiati nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), con un incremento del 29,5%, si confermano ai massimi da inizio 2015 con 4,3 milioni di MWh. In consistente flessione, invece, il prezzo medio che, con un calo del 31,8% si attesta sul valore più basso di sempre, pari a 15,43 €/MWh, ed inferiore di soli 37 cent. di €/MWh rispetto alla quotazione al PSV. Nei 17 giorni, sui 31 di gennaio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,5 milioni MWh, di cui

l'85,7%, pari a 2,2 milioni di MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 15,38 €/MWh (-30,8% su base annua). Nei restanti 14 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,8 milioni di MWh, di cui il 78,5%, pari a 1,4 milioni MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 15,49 €/MWh (-32,1%). Complessivamente l'82,7% dei volumi scambiati (3,6 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 17,3% da scambi tra operatori, pari 0,8 milioni di MWh.

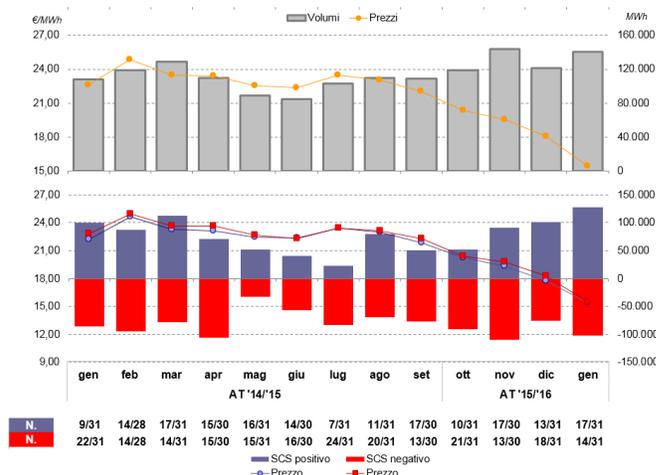
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

Fonte: dati GME

	Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
		positivo n.giorni 17/31	negativo n.giorni 14/31
<b>Prezzo medio. €/MWh</b>	<b>15,43</b> (-31,8%)	<b>15,38</b>	<b>15,49</b>
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>4.347.810</b> (+29,5%)	<b>2.535.304</b>	<b>1.812.507</b>
RdB	1.422.356 (-24,4%)		1.422.356
Operatori	2.925.454 (+98,2%)	2.535.304	390.151
<b>Vendite. MWh</b>	<b>4.347.810</b> (+29,5%)	<b>2.535.304</b>	<b>1.812.507</b>
RdB	2.173.055 (+141,8%)	2.173.055	
Operatori	2.174.755 (-11,6%)	362.249	1.812.507

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
<b>Operatori attivi. N°</b>	<b>46</b>	<b>42</b>	<b>28</b>



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a gennaio sono stati scambiati 536 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 20,16 €/MWh. Nelle sette sessioni di gennaio con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre presentato un'offerta di acquisto soddisfatta da vendite degli operatori nelle zone Import (32,4% del

totale), Stogit (27,2%), Edison Stoccaggio (21,3%) ed LNG (18,6%) e solo in maniera più esigua nel Reintegro Stogit in G+1 (0,5%). I prezzi zonal, tutti superiori rispetto alle quotazioni al PSV (15,80 €/MWh), sono variati tra i 16,30 €/MWh della zona Stogit e i 21,13 €/MWh della zona LNG.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - *Comparto G-1*

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	20,16	20,65	21,13	16,30	17,28	-	20,16
Volumi. MWh	173.847	113.984	99.761	145.711	2.500	-	535.803
Operatori. N.	6	3	1	7	1	-	1
	32,4%	21,3%	18,6%	27,2%	0,5%	0,0%	

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In un contesto economico generale dominato dall'incertezza, con timori di deflazione per l'Europa rilanciati recentemente anche dalla BCE, le quotazioni del Brent a gennaio scendono sul livello minimo dalla fine del 2003.

Nessun segnale di ripresa neanche dagli hub europei del gas, ai minimi degli ultimi sette anni circa, mentre sul versante elettrico, spicca la borsa tedesca, unica tra i giganti europei a segnare aumenti mensili e tendenziali.

Il primo mese del 2016 si chiude con un ulteriore calo della quotazione a pronti del Brent – connessa soprattutto alla concorrenza esercitata dalla crescita della produzione statunitense – che scende così sul livello minimo da dicembre 2003 (31 \$/bbl, -19/-36%), deludendo le aspettative già ribassiste che il mercato aveva espresso lo scorso dicembre (37 \$/bbl). Seguono il medesimo andamento i prezzi delle due commodity derivate, olio combustibile e gasolio, giunte rispettivamente sui 121/275 \$/MT (-16/-49%; -18/-42%). Le previsioni per i prossimi mesi di consegna indicano forti rivalutazioni al ribasso rispetto alle valutazioni espresse a dicembre e sembrano pronosticare lo stesso sviluppo mensile

occorso a nei primi mesi del 2015. Stessa sorte per il mercato europeo del carbone che, affetto da un trend calante ormai da oltre cinque anni, mostra un prezzo spot pari a 46 \$/MT (-5%, minimo da oltre undici anni) e segnala nelle quotazioni future ulteriori deprezzamenti per i prodotti di prossima e successiva consegna (45/39 \$/MT).

Stabile rispetto a dicembre, ma in sostenuto calo annuo, il cambio euro dollaro resta pari a 1,09 \$/€ (-7%), mostrando quotazioni forward sostanzialmente allineate ai prezzi attuali e mantenendo inalterati, nella conversione in moneta europea, gli sviluppi mensili osservati sui mercati dei principali combustibili fossili.

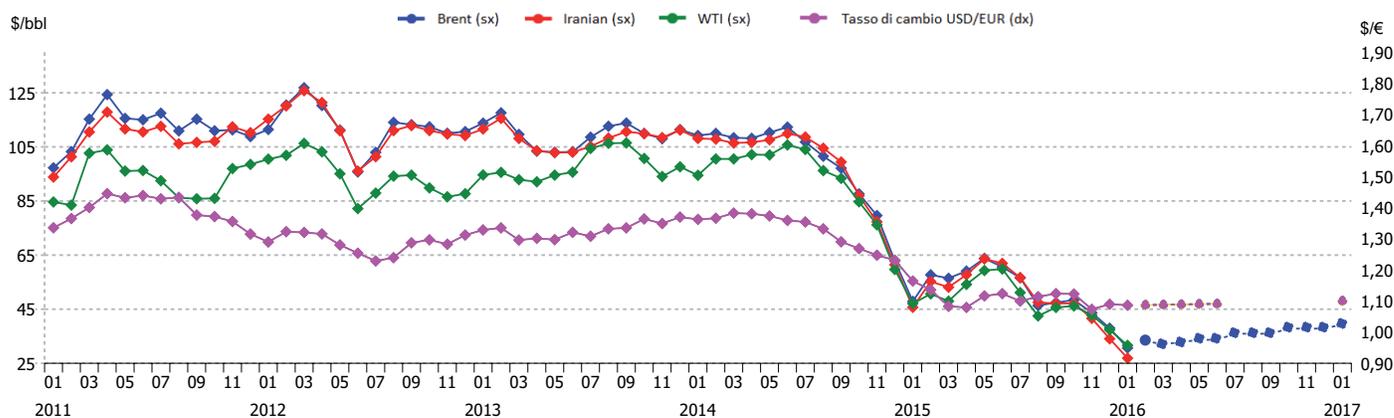
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Gen 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 16	Var M-1 (%)	Mar 16	Var M-1 (%)	Apr 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
<b>PETROLIO</b>	\$/bbl	30,66	- 19 %	- 36 %	37,19	33,21	- 15 %	32,04	- 19 %	32,87	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	28,21	- 19 %	- 31 %	-	30,55	-	29,44	-	30,18	-	-	-
<b>OLIO COMB.</b>	\$/MT	121,32	- 16 %	- 49 %	145,73	130,79	- 25 %	135,06	- 25 %	139,61	-	188,63	- 4 %
0.1 FOB Barge	€/MT	111,64	- 16 %	- 45 %	-	120,28	-	124,12	-	128,18	-	171,40	-
<b>GASOLIO</b>	\$/MT	274,96	- 18 %	- 42 %	326,25	293,28	- 19 %	301,01	- 19 %	308,00	-	-	- 15 %
0.1 FOB ARA	€/MT	253,03	- 17 %	- 38 %	-	269,72	-	276,63	-	282,78	-	-	-
<b>CARBONE</b>	\$/MT	45,53	- 5 %	- 21 %	47,83	45,31	- 2 %	44,39	- 2 %	43,19	-	39,23	- 12 %
ARA Stm 6000K	€/MT	41,90	- 5 %	- 15 %	-	41,67	-	40,79	-	39,65	-	35,65	-
<b>CAMBIO \$/€</b>	USD/EUR	1,09	- 0 %	- 7 %	-	1,09	- 0 %	1,09	- 0 %	1,09	-	1,10	- 0 %

Fonte: Thomson-Reuters

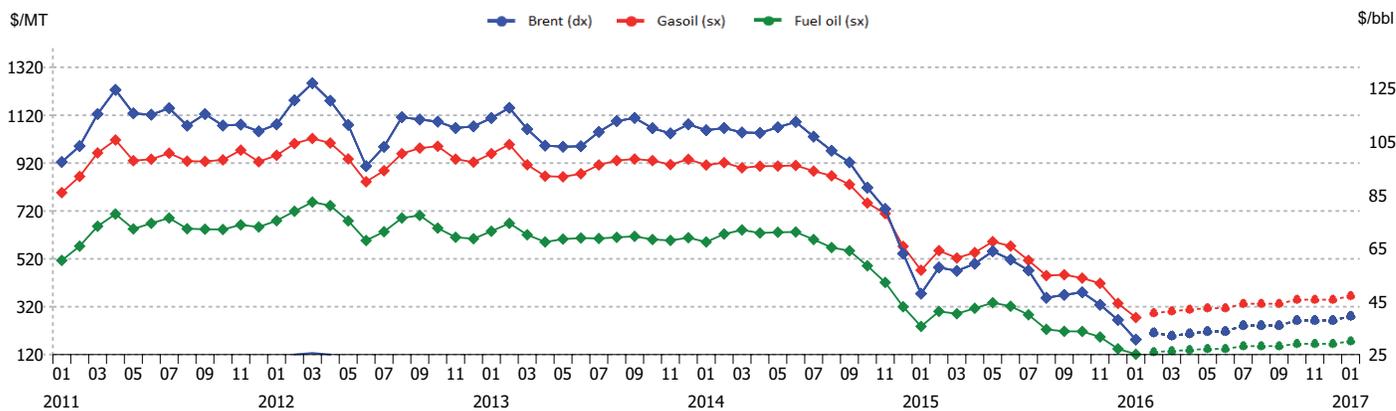
(continua)

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



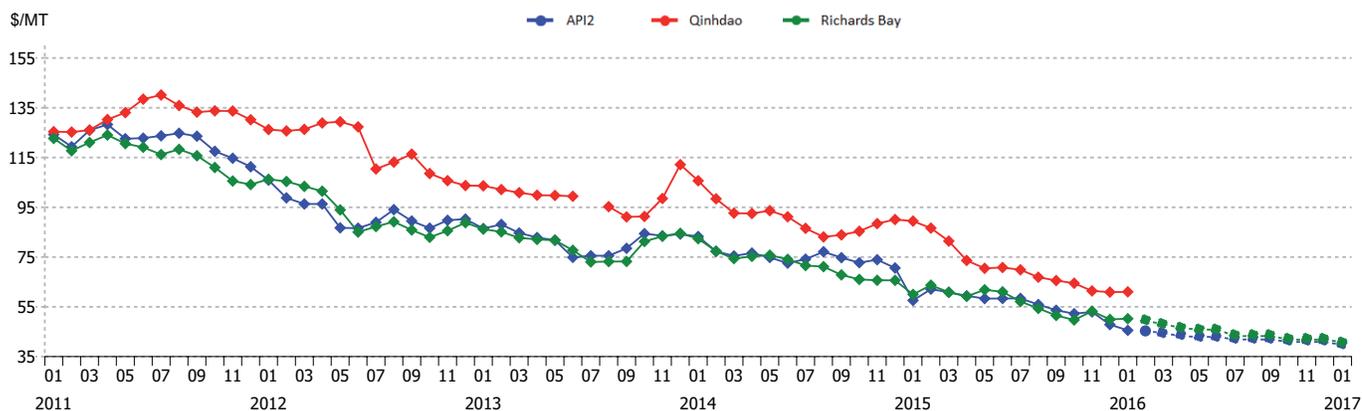
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

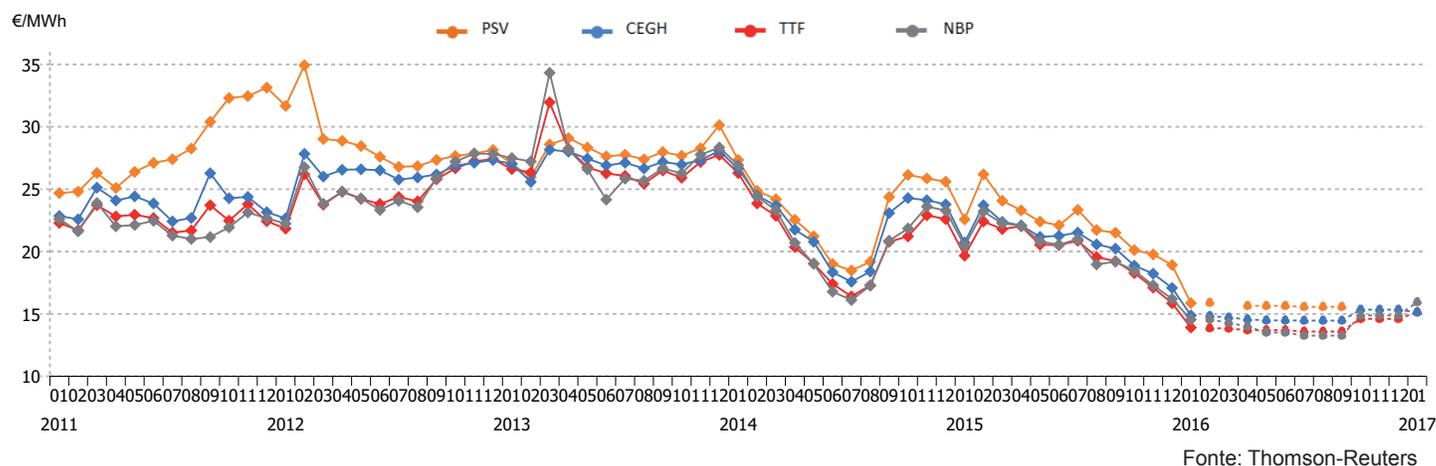
In linea con lo scenario fortemente ribassista osservato sulle piazze del petrolio, gli hub europei del gas realizzano congiuntamente<sup>1</sup>, seppur con intensità differenziata, il sesto calo congiunturale consecutivo, dinamiche che da un lato segnalano il rispettivo raggiungimento dei valori minimi da circa sette anni, dall'altro consente, in particolare al PSV di limare fortemente il differenziale dalla piattaforma olandese,

giunto questo mese a poco meno di 2 €/MWh (PSV/TTF 16/14 €/MWh).

Soggette ad aggiustamenti mensili confrontabili con quelli occorsi sui mercati spot, le quotazioni a termine segnalano, almeno per i prossimi mesi, aspettative di una sostanziale stabilità.

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Gen 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 16	Var M-1 (%)	Mar 16	Var M-1 (%)	Apr 16	Var M-1 (%)	GY 2016/17	Var M-1 (%)
PSV	IT	15,87	- 16 %	- 30 %	16,75	15,90	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	13,91	- 12 %	- 29 %	14,50	13,85	- 15 %	13,83	-	-	-	14,50	- 13 %
CEGH	AT	14,88	- 13 %	- 28 %	16,09	14,83	- 13 %	14,71	- 14 %	14,56	-	-	-
NBP	UK	14,55	- 10 %	- 29 %	15,33	14,56	- 14 %	14,29	- 14 %	14,00	-	14,62	- 13 %



Quanto ai mercati elettrici, il prezzo austro-tedesco<sup>2</sup> è l'unico a realizzare incrementi positivi su base mensile e annua, mostrando uno sviluppo contrapposto a quello osservato all'inizio degli ultimi tre anni (29 €/MWh, +5/+1%). Nel resto dell'area IBMC<sup>3</sup>, in particolare in Francia e in Italia, infatti, i prezzi spot si mostrano entrambi in calo congiunturale, più intenso nel Sistema nostrano influenzato dalla riduzione del costo delle materie prime (PUN 46 €/MWh, -17%; prezzo zona Nord 48 €/MWh, -15%; FR 34 €/MWh, -4%), e definiscono

un differenziale di circa 7 €/MWh più basso rispetto allo scorso mese (con una frequenza di allineamento del 7%, in aumento di 6 p.p.). La decisa rimonta della piazza scandinava appare in linea con gli sviluppi giornalieri seguiti nella parte centrale del mese, quando in particolare il prezzo è arrivato a superare anche gli 80 €/MWh. I mercati a termine assorbono l'andamento di quelli a pronti, rivalutando al ribasso le relative quotazioni, che prevedono in primavera un deprezzamento dell'energia (18/41 €/MWh).

<sup>1</sup> Fatta eccezione per il riferimento britannico

<sup>2</sup> Epex DE/AT

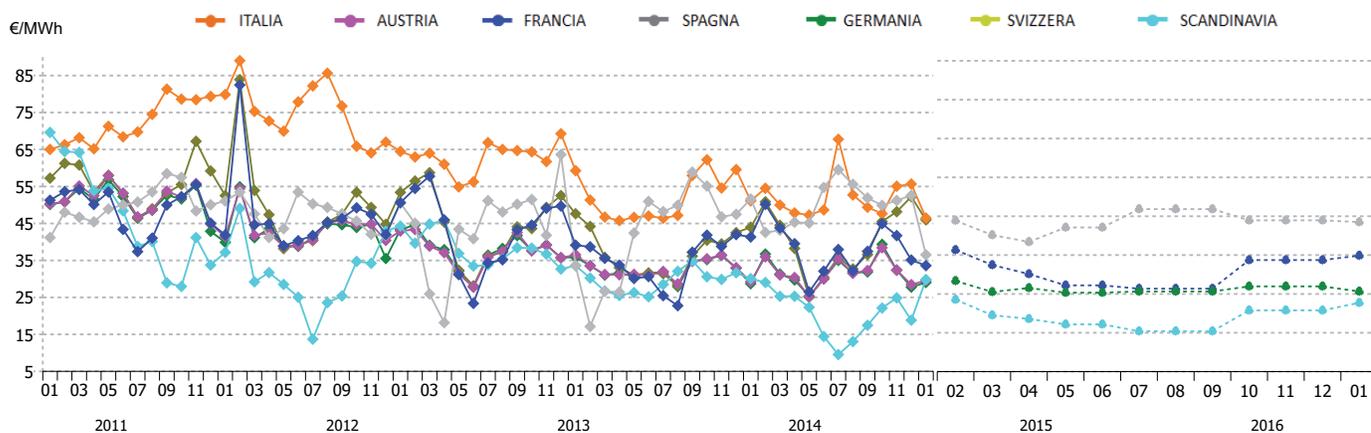
<sup>3</sup> Italian Borders Market Coupling

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Gen 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 16	Var M-1 (%)	Mar 16	Var M-1 (%)	Apr 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	46,47	- 17 %	- 9 %	53,90	47,76	- 6 %	44,54	- 1 %	40,96	-	40,30	- 12 %
FRANCIA	33,60	- 4 %	- 19 %	38,05	36,32	- 11 %	32,44	- 12 %	30,12	-	29,98	-
GERMANIA	29,04	+ 5 %	+ 1 %	29,50	28,35	- 8 %	25,51	- 8 %	26,53	-	24,28	-
SPAGNA	36,53	- 31 %	- 29 %	48,00	43,89	- 11 %	40,16	- 7 %	38,39	-	42,12	-
AREA SCANDINAVA	29,85	+ 58 %	- 1 %	24,15	23,53	+ 3 %	19,54	+ 6 %	18,58	-	18,84	-
AUSTRIA	29,59	+ 4 %	+ 1 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	45,98	- 12 %	+ 4 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



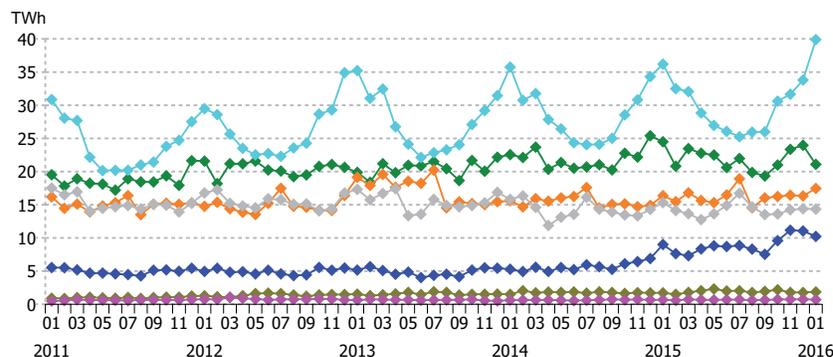
I volumi scambiati sui circuiti regolamentati europei segnano in generale variazioni annue positive, con Nord Pool che dopo dieci mesi torna a essere la borsa più capiente (raggiungendo peraltro la taglia massima di movimentazioni da oltre dieci anni, 40 TWh, +10%). Fa eccezione la borsa tedesca, il cui andamento influenza peraltro la variazione dei volumi gestiti

dal gruppo Epex (33 TWh, -6%), compensando la crescita delle transazioni francesi (10 TWh, +13%). In linea con l'aumento dei consumi connesso all'irrigidimento delle temperature, la borsa italiana raggiunge il livello massimo dall'estate del 2014, gestendo 1 TWh in più rispetto allo scorso anno (17,5 TWh, +7%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Gen 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	17,5	+ 7 %	+ 7 %
FRANCIA	10,2	- 7 %	+ 13 %
GERMANIA	21,1	- 12 %	- 14 %
SPAGNA	14,3	- 0 %	- 7 %
AREA SCANDINAVA	39,9	+ 18 %	+ 10 %
AUSTRIA	0,7	- 7 %	+ 4 %
SVIZZERA	1,9	+ 4 %	+ 8 %



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di gennaio 2016, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 319.193 TEE, in aumento rispetto ai 299.970 TEE scambiati a dicembre 2016.

Dei 319.193 TEE sono stati scambiati 102.289 TEE di Tipo I e 178.494 TEE di Tipo II, 15.921 TEE di Tipo II-CAR e 22.489 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 106,56 €/tep (106,88 €/tep a dicembre), i TEE di Tipo II, ad una media pari a 106,53 €/tep (106,90 €/tep a dicembre), i TEE di Tipo II-CAR ad una media di 106,71 €/tep (106,90 €/tep a dicembre) e infine i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una

media pari a 106,42 €/tep (106,90 €/tep a dicembre).

Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari allo 0,30 % per i TEE di Tipo I, di 0,34 % per i TEE di Tipo II, di 0,17 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 0,44 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 676.808 TEE (217.639 TEE di Tipo I, 408.272 TEE di Tipo II, 177 TEE di Tipo II CAR, 50.720 TEE di Tipo III e 0 TEE di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 38.410.081 TEE.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di gennaio 2016.

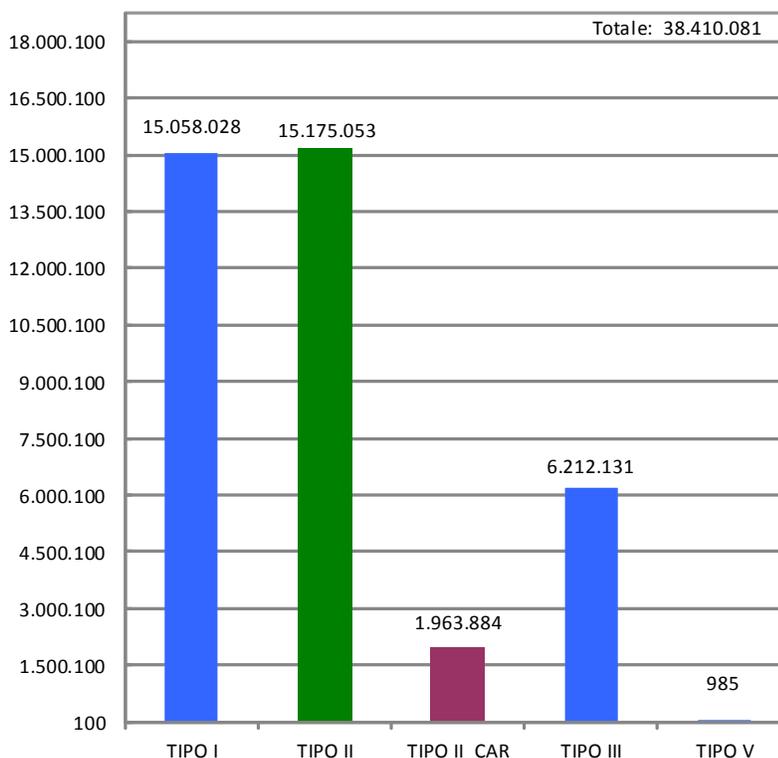
TEE risultati del mercato del GME - gennaio 2016

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	102.289	178.494	15.921	22.489
Valore Totale (€)	10.899.869,24	19.015.771,92	1.698.956,71	2.393.336,68
Prezzo minimo (€/TEE)	105,90	105,63	106,00	105,80
Prezzo massimo (€/TEE)	107,70	107,70	107,58	107,62
Prezzo medio (€/TEE)	106,56	106,53	106,71	106,42

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine gennaio 2016 (dato cumulato)

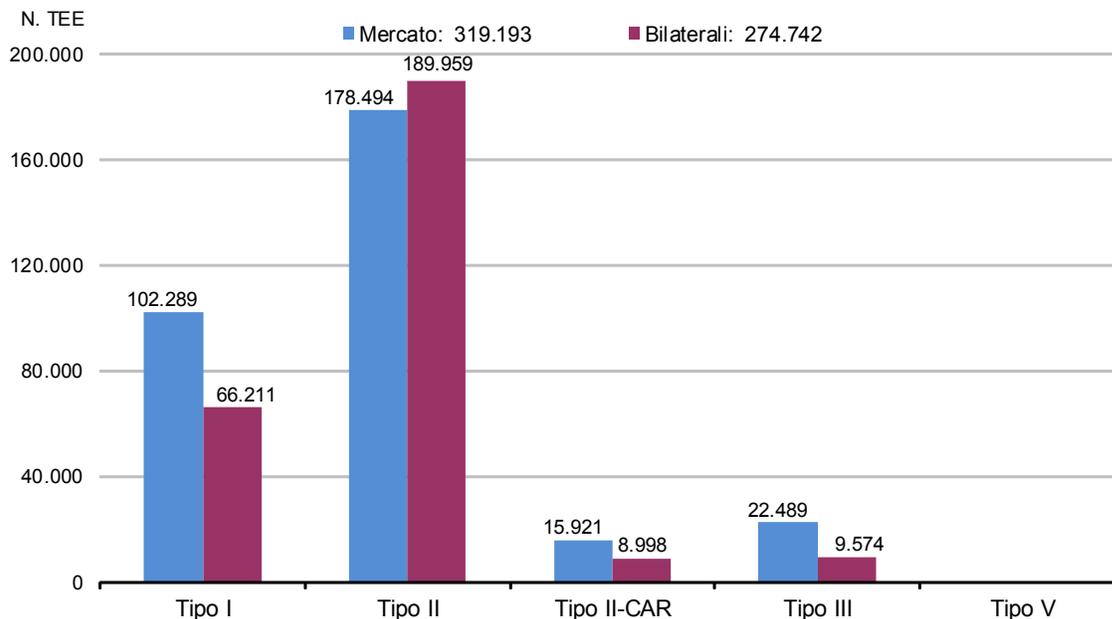
Fonte: GME



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

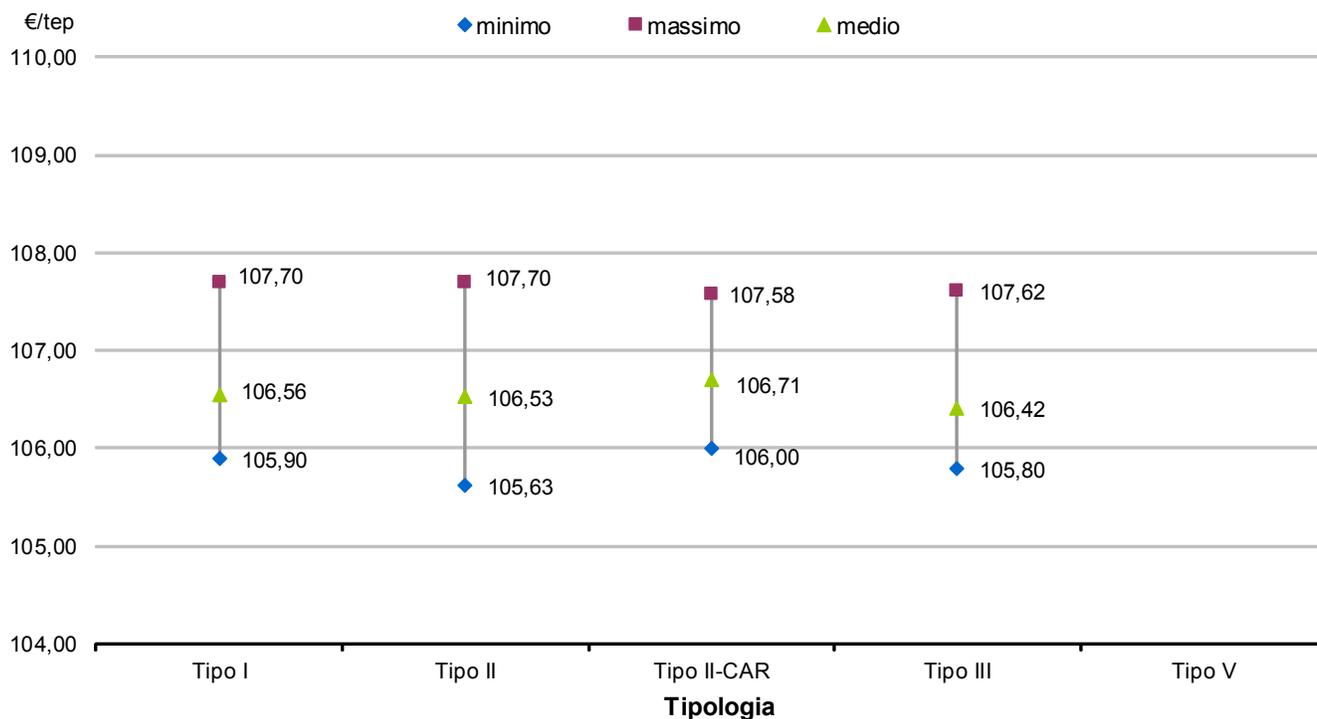
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

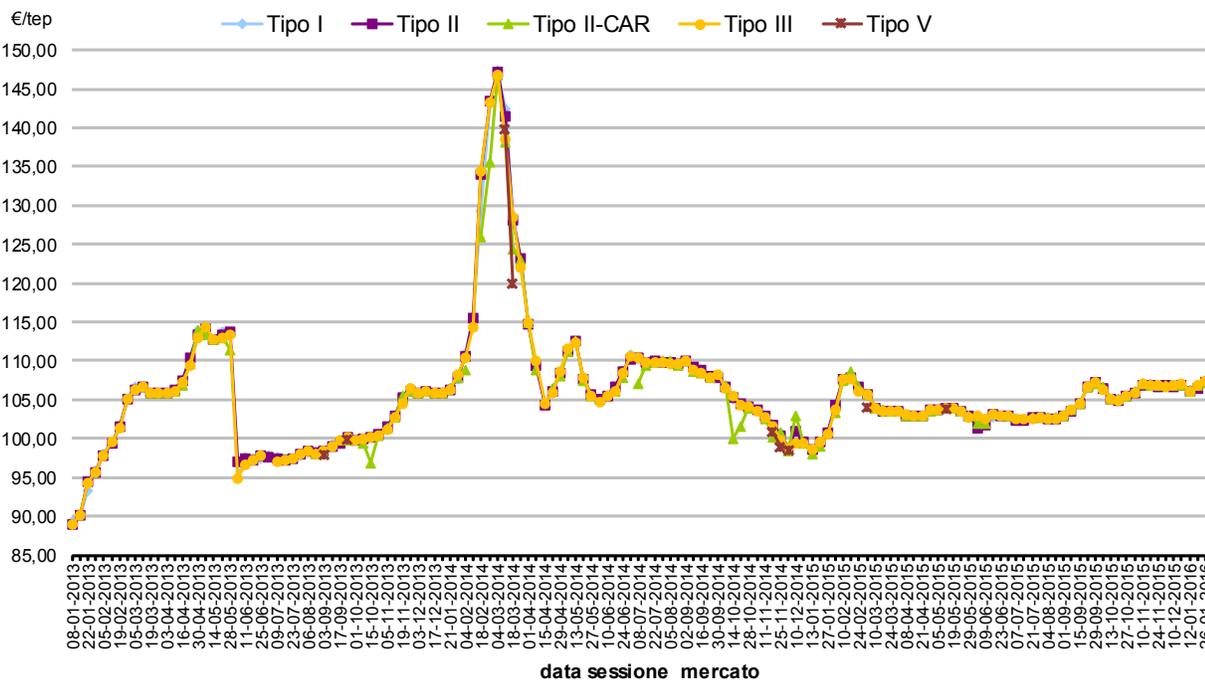
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013 a gennaio 2016)

Fonte: GME



Nel corso del mese di gennaio 2016 sono stati scambiati 274.742 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

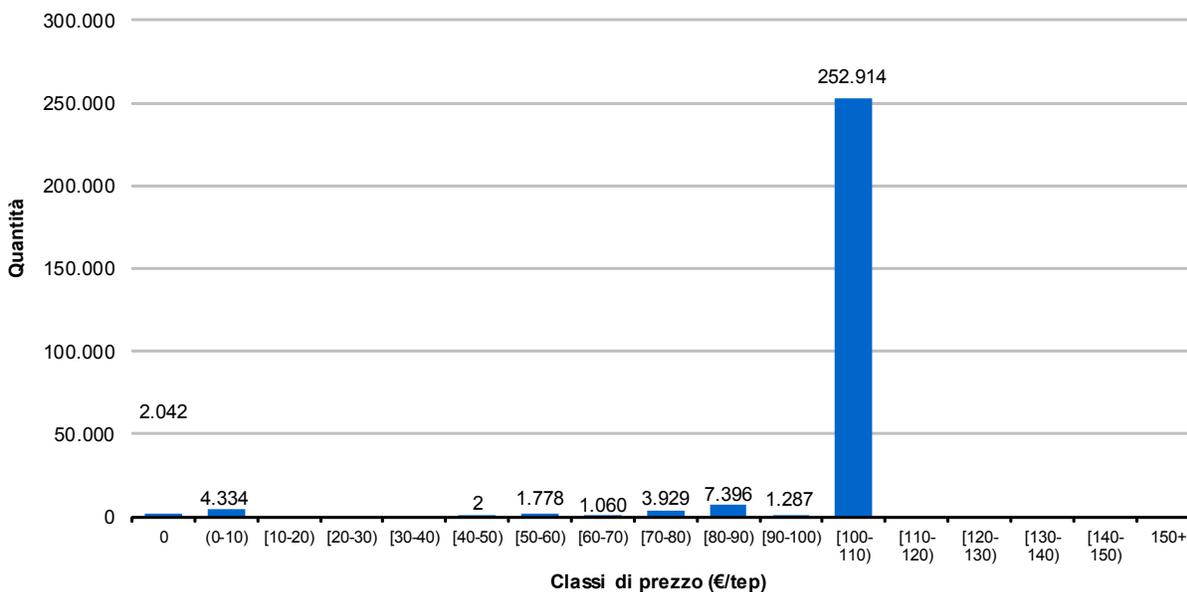
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di gennaio 2016, è stata pari a 101,08 €/tep (77,11

€/tep a dicembre 2015), minore di 5,46 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (106,54 €/tep a gennaio 2016).

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

TEE scambiati per classi di prezzo - gennaio 2016

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di gennaio 2016, sono stati scambiati 385.573 CV, in diminuzione, rispetto ai 472.592 CV scambiati nel mese di dicembre 2015.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 IV Trim, con 288.073 certificati, assenti sulla piattaforma a dicembre, dei CV 2015 III Trim con 41.728 titoli (290.769 CV 2015 III Trim, a dicembre), e dei CV 2013 IV Trim con 19.113 certificati (22.487 CV 2013 IV Trim a dicembre).

Seguono nell'ordine, i CV 2014 IV Trim, con un volume pari a 17.769 CV (10.537 CV 2014 IV Trim, a dicembre), i CV 2015 II Trim, con 10.468 certificati (148.271 CV 2015 II Trim, lo scorso mese), i CV 2013 TRL IV Trim con 5.544 CV (non scambiati a dicembre) e i CV 2015 I Trim con 2.525 CV (528 CV 2015 I Trim, a dicembre).

Entrambi assenti nel mese precedente, chiudono l'elenco dei volumi, i CV 2014 TRL IV Trim con 352 certificati e i CV 2014 II Trim con 1 certificato negoziato sulla piattaforma a gennaio.

Riguardo l'andamento dei prezzi medi, per anno di produzione, registrato sul mercato dei Certificati verdi nel mese in esame,

si segnala, per i CV 2013 IV Trim, un prezzo medio pari a 89,74 €/MWh, in aumento di 0,58 €/MWh rispetto a dicembre, e un prezzo medio pari a 87,02 €/MWh per i CV 2013 TRL IV Trim.

I CV 2014 II Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 97,00 €/MWh, mentre i CV 2014 IV Trim hanno registrato un prezzo medio pari a 96,89 €/MWh, in aumento di 0,16 €/MWh rispetto a dicembre, mentre i CV 2014 TRL IV Trim hanno raggiunto un prezzo medio pari a 84,01 €/MWh.

In calo i prezzi medi dei CV 2015: infatti, il prezzo medio dei CV 2015 I Trim risulta pari a 99,61 €/MWh in diminuzione di 0,08 €/MWh, rispetto al mese precedente, mentre per i CV 2015 II Trim e i CV 2015 III Trim, scambiati rispettivamente al prezzo medio di 99,59 €/MWh e di 99,37 €/MWh, si registra un calo di 0,11 €/MWh.

Infine, il prezzo medio dei CV 2015 IV Trim è risultato pari a 99,17 €/MWh.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di Gennaio 2016.

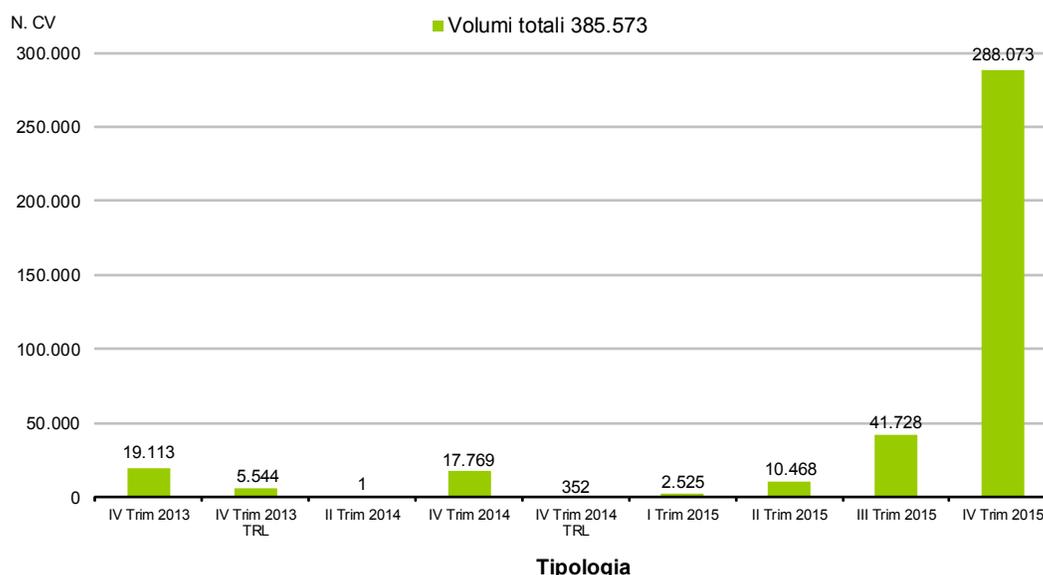
CV, risultati del mercato GME gennaio 2016

Fonte: GME

	Periodo di riferimento								
	IV Trim 2013	IV Trim 2013 TRL	II Trim 2014	IV Trim 2014	IV Trim 2014 TRL	I Trim 2015	II Trim 2015	III Trim 2015	IV Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	19.113	5.544	1	17.769	352	2.525	10.468	41.728	288.073
Valore Totale (€)	1.715.284,06	482.415,40	97,00	1.721.559,55	29.572,01	251.503,32	1.042.515,06	4.146.576,20	28.568.718,00
Prezzo minimo (€/CV)	87,80	85,50	97,00	96,55	84,01	99,20	98,00	99,00	99,00
Prezzo massimo (€/CV)	90,00	87,85	97,00	97,10	84,50	99,70	99,75	99,60	99,27
Prezzo medio (€/CV)	89,74	87,02	97,00	96,89	84,01	99,61	99,59	99,37	99,17

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

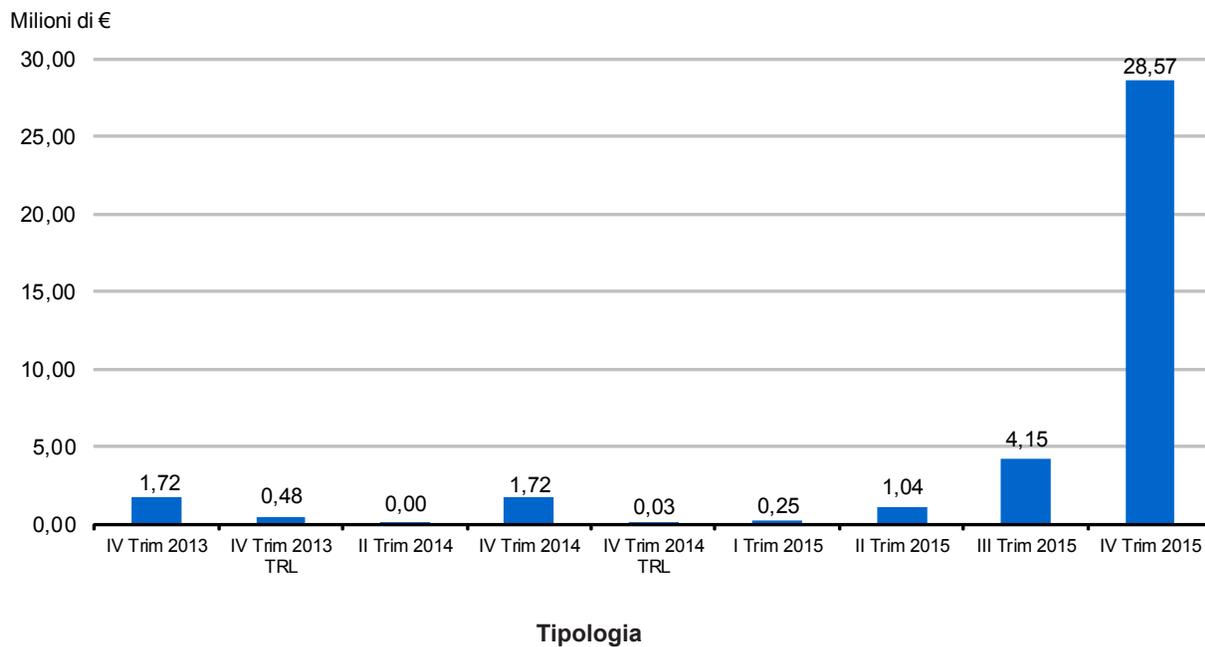
Fonte: GME



(continua)

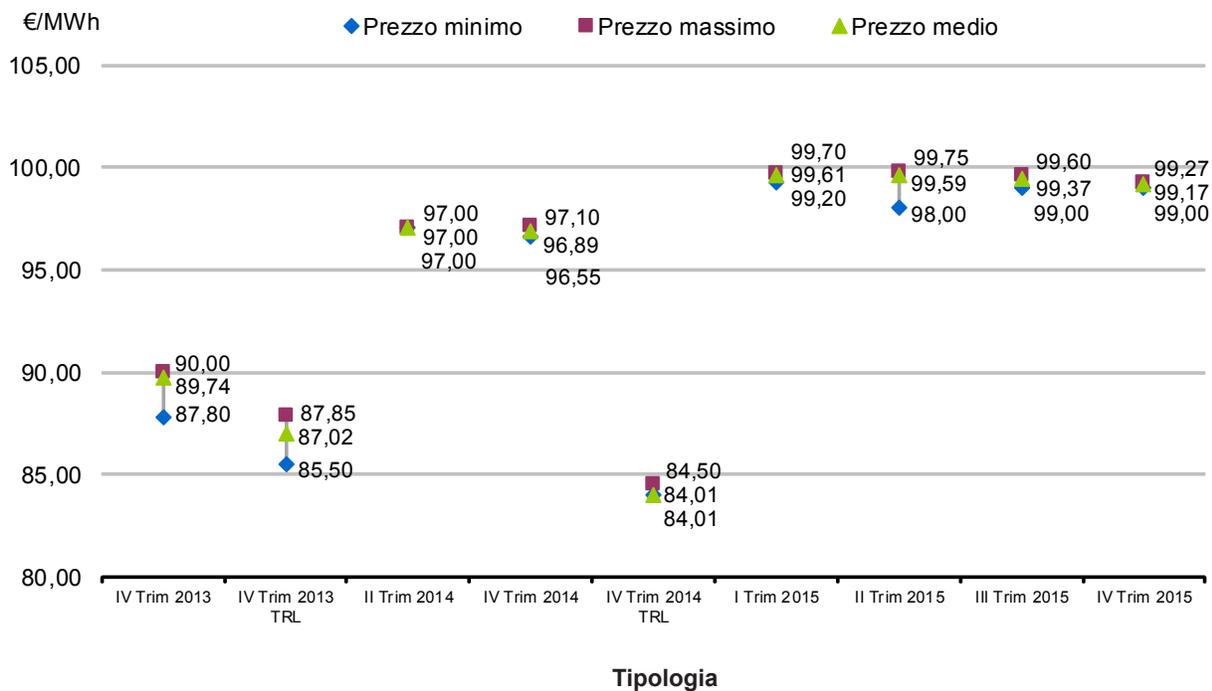
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di gennaio 2016 sono stati scambiati 1.646.913 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (4.546.196 CV nel mese di dicembre 2015).

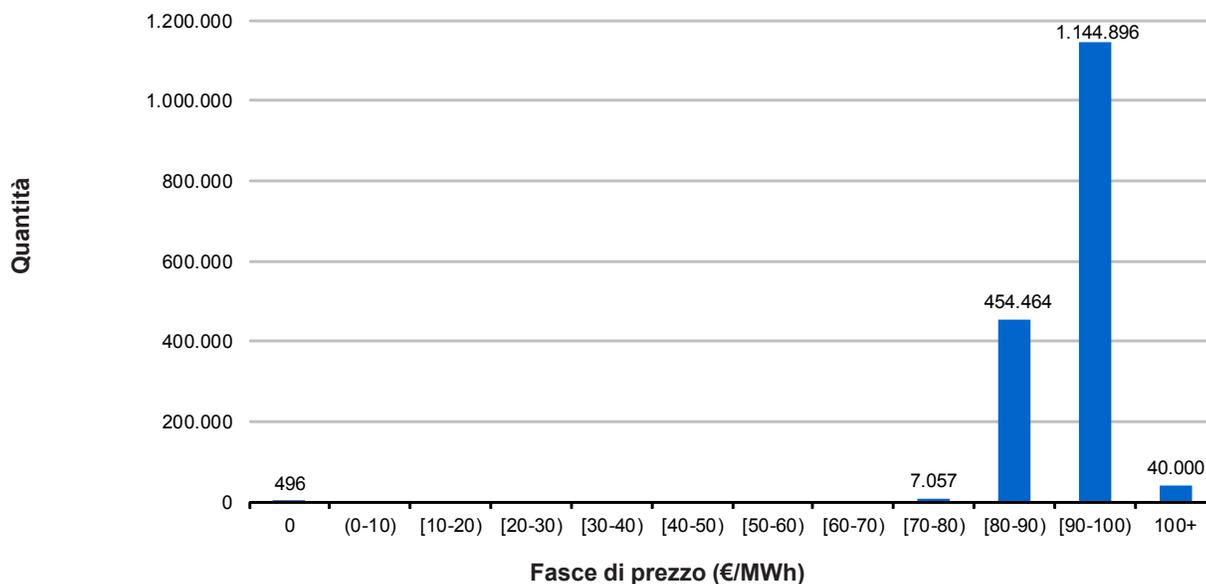
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di gennaio, è stata pari a 95,15 €/MWh,

minore di 3,30 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (98,45 €/MWh).

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

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - gennaio 2016

Fonte: GME



# IL MERCATO DEL PETROLIO NEL TERRITORIO DELL'IRRAZIONALE

Filippo Clò - Rie

(continua)

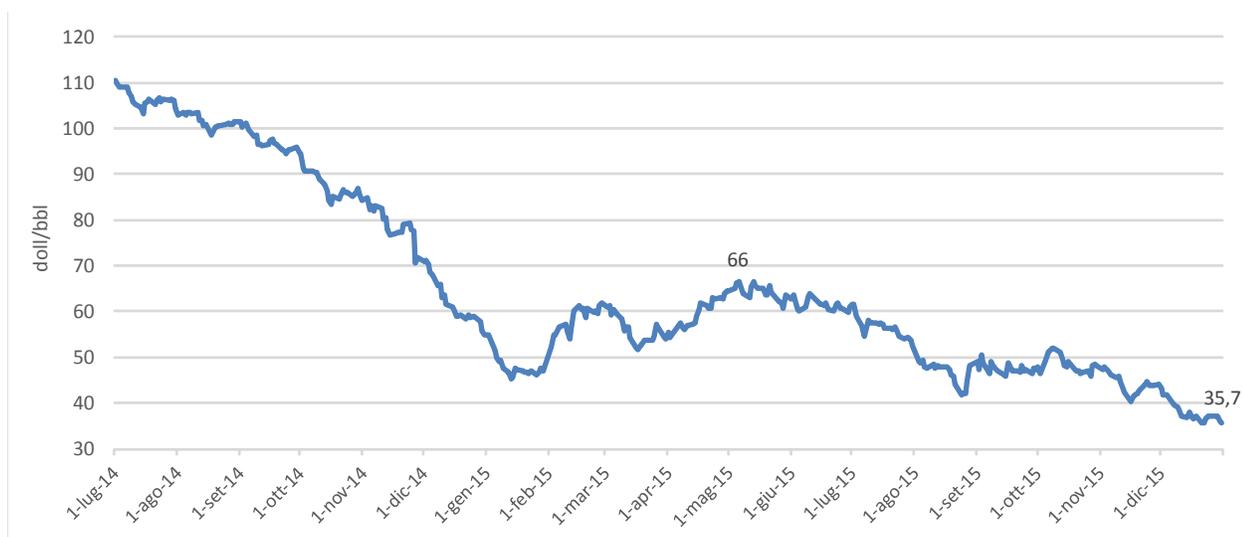
Contro ogni aspettativa, l'industria shale ha conseguito straordinari miglioramenti di produttività e contenimento dei costi che le hanno consentito di abbassare il breakeven entro un range di 50-60 doll/bbl, mettendosi così parzialmente al riparo dai bassi prezzi. Di fatto, stando alle stime del Dipartimento dell'Energia statunitense, la produzione di shale oil è iniziata a calare solo dal maggio 2015, a quasi un anno dal crollo dei prezzi, e per di più in maniera graduale: soli 400.000 bbl/g al novembre 2015, nonostante il vertiginoso calo dell'impiego di impianti di perforazione<sup>3</sup>. Un calo tutto sommato modesto, considerato che la produzione totale statunitense ha comunque registrato nel corso del 2015 un aumento di 900.000 bbl/g rispetto all'anno precedente per chiudere attorno a 9,2 mil. bbl/g; non sufficiente quindi ad incidere sugli squilibri domanda/offerta né tantomeno sulle aspettative.

Né hanno contribuito ad alleviare le pressioni sull'offerta

le politiche estrattive decise dai governi degli altri maggiori paesi produttori. L'Arabia Saudita ha toccato i 10,1 mil.bbl/g, la Russia a gennaio il massimo dell'era post-sovietica di 10,88 mil.bbl/g proprio quando i mercati attendevano segnali di una sua possibile intesa restrittiva con i paesi Opec. L'Iraq, per contro, è riuscito a mantenere l'output stabilmente sopra i 4 mil.bbl/g per tutta la seconda parte dell'anno, livelli mai conseguiti prima e raggiunti nonostante la guerra intestina. Il meeting Opec del 4 dicembre 2015 ha inoltre fugato ogni speranza di cambio di rotta ribadendo, nonostante le difficoltà di alcuni paesi membri sull'orlo del fallimento, la strategia di difesa delle quote di mercato con ciascun paese libero di produrre quanto desiderato. Non che vi fossero i presupposti per un congiunto taglio della produzione, ma il mercato ha comunque reagito negativamente, facendo segnare al Brent un calo del 5% in una sola sessione, portandolo sotto la soglia di resistenza dei 40 doll./bbl dal quale non si è più rialzato.

Andamento del Brent nel 2015

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche industriali ed Energetiche su dati Platt's



A poco o nulla sono serviti – in termini d'impatto sui prezzi – i ricorrenti annunci di tagli d'investimento da parte delle compagnie petrolifere occidentali, nel perseguimento di una strategia "value over volume" che privilegia, rispetto al passato, i margini sulle quantità, attraverso: una severa selezione dei progetti, l'uscita dalle aree di frontiera, la razionalizzazione dei portafogli con dismissione degli assets meno remunerativi. La società di consulenza scozzese Wood Mackenzie stima in 380 miliardi di dollari il taglio degli investimenti dal luglio 2014, di cui circa 180 negli ultimi sei mesi. Questi annunci

hanno contribuito a sostenere una parziale ripresa dei prezzi a livelli superiori ai 60 doll/bbl tra marzo e giugno, ma una volta chiaro che i tagli non avrebbero intaccato l'offerta attuale, contribuendo ad assorbirne l'eccesso, sono stati scontati nelle aspettative del mercato perdendo qualunque incisività e cedendo il passo a più forti spinte ribassiste.

Spinte che muovevano, da una parte, dal raggiunto accordo il 14 luglio 2015 tra Iran e Occidente sulla questione nucleare, premessa per il ritorno del greggio iraniano sul mercato, e, dall'altra, dalle poco incoraggianti news che incalzavano

## IL MERCATO DEL PETROLIO NEL TERRITORIO DELL'IRRAZIONALE (continua)

sul rallentamento dell'economia cinese e il riverbero che ne derivava su quella mondiale. Nulla poteva neppure l'inasprirsi delle molteplici tensioni geopolitiche che si susseguivano durante l'anno e l'avanzamento dell'Isis, culminato il 13 novembre con i sanguinari attentati di Parigi e i successivi interventi militari in Siria di Francia e Russia.

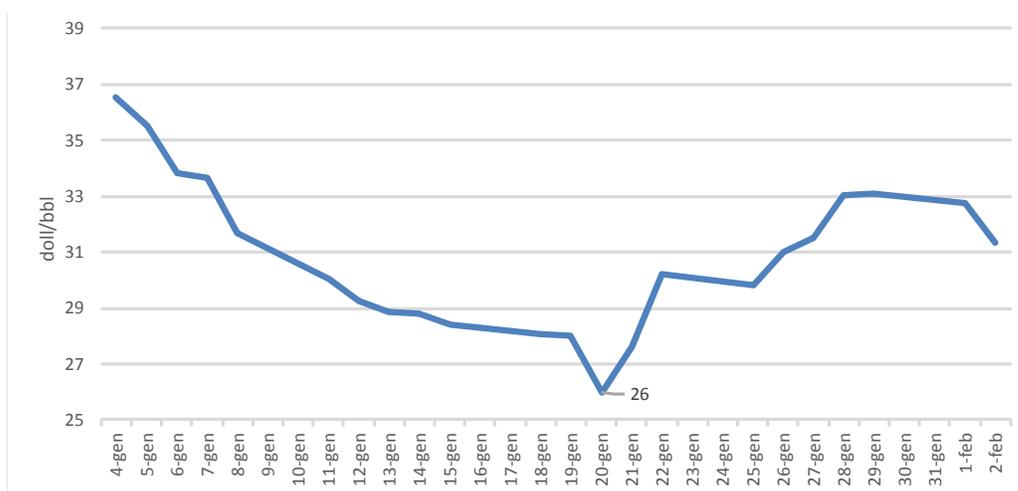
Dopo aver inaugurato il 2015 sui 55 doll./bbl e aver sfiorato i 67 doll./bbl, il Brent Dated chiudeva il 2015 in picchiata a 36 doll./bbl, con minimi giornalieri prossimi ai 30, ed una media annua che si attestava sui 52,5 doll./bbl: circa la metà dei 99 del 2014 e ancor di più rispetto ai 110 del triennio 2011-2013.

### Il 2016 inizia coi botti, ma con ben poco da festeggiare

Una tendenza negativa che peggiora col nuovo anno, ma che poco sembra avere a che fare coi fondamentali reali di mercato. Tutto lascia infatti pensare che la finanza abbia preso il sopravvento. Il Brent arriva a perdere quasi il 30% nelle prime due settimane, con livelli di volatilità talmente esasperata da ricondursi ad una forte componente speculativa ribassista alimentata dalle notizie poco confortanti – ma neanche particolarmente decisive – sul fronte sia della domanda che dell'offerta.

Andamento del Brent nel 2016

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche industriali ed Energetiche su dati Platt's



L'esecuzione il 2 gennaio dell'Iman sciita Nimr-al Nimr, assieme ad altri 46 prigionieri, da parte di Riad scatena le immediate proteste in numerosi paesi mediorientali, che a Teheran culminano con l'assalto all'ambasciata saudita. In risposta, l'Arabia Saudita ed altri paesi del Golfo rompono le relazioni diplomatiche con l'Iran. Anziché temere uno scontro tra due importanti produttori che potrebbe compromettere una produzione giornaliera di 13 mil. bbl/g – impossibile a sostituirsi – il mercato presta maggiore attenzione al tonfo delle borse asiatiche e alle scarse possibilità di un'intesa tra i paesi Opec sul taglio dell'output. La borsa cinese nelle prime due settimane di gennaio perde il 18%, con pesanti ripercussioni sulle borse di tutto il mondo, accrescendo i timori sullo stato di salute dell'economia cinese e del contagio che ne potrebbe derivare sull'economia globale.

Il 16 gennaio un'ulteriore ventata ribassista soffia sul mercato. L'Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica

(Aiea) verifica il pieno rispetto da parte di Teheran degli impegni assunti a luglio, consentendo all'Unione Europea ed agli Stati Uniti di rimuovere le sanzioni verso l'Iran. Il cosiddetto "implementation day" giunge prima di quanto pensato o sperato, consentendo all'Iran di incrementare la propria produzione ed immettere sul mercato quei 50 mil. bbl stoccati in serbatoi e petroliere attraccate al largo del Golfo Persico. Il Brent il 20 gennaio perde in una sola sessione il 7,2% del valore, portandosi a 26 doll/bbl e segnando il peggior calo giornaliero dal novembre 2014, per risalire nelle seguenti due sessioni, rispettivamente di 6,3 e 9,4 punti percentuali.

Che la notizia del ritorno del greggio iraniano – semmai ne fosse questa la ragione – in un mondo già sommerso di petrolio avesse un impatto negativo sui prezzi era immaginabile. Che fosse così consistente molto meno, considerato anche che i mercati avevano già scontato nel 2015 tale aspettativa. Da qui la conferma che simili

## IL MERCATO DEL PETROLIO NEL TERRITORIO DELL'IRRAZIONALE

movimenti abbiano una natura eminentemente speculativa: perché poco giustificati dai fondamentali di mercato secondo i quali – come sostenuto dal nuovo presidente di Saudi Aramco, Khalid alFalih, al World Economic Forum di Davos – il prezzo del greggio non può collocarsi a livelli inferiori al costo marginale del barile, che è senz'altro superiore ai 30 dollari al barile. Valutazione solo in parte confermata dalla stima di Wood Mackenzie, secondo cui a questi livelli di prezzo appena il 6% della produzione globale, non è in grado di recuperare i costi operativi. Un quantitativo comunque intorno ai 6 mil. bbl/g che consentirebbe di riassorbire l'attuale oversupply.

Che si sia entrati nel "territorio dell'irrazionale" trova conferma anche nelle settimane successive, quando i soli rumours di una possibile intesa tra Russia e Opec su un taglio del 5% della produzione (per un totale di 1,4 mil. bbl/g) sono sufficienti a far schizzare i prezzi intra-day di circa il 5% da 33 a 36 dollari il 28 gennaio, per poi ripiegare ai livelli iniziali una volta chiara l'improbabilità dell'ipotesi. Stesso discorso vale per i movimenti del 4 febbraio, quando i prezzi

chiudono in positivo, con rialzi intra-day addirittura superiori l'8%, nel giorno in cui le scorte degli Stati Uniti superano per la prima volta nella storia i 500 mil. bbl.

### Cosa aspettarsi dal resto del 2016?

Difficile fare previsioni – direbbe il premio Nobel danese per la fisica Niels Bohr – soprattutto sul futuro. Lo sanno bene le grandi banche d'affari e le società di consulenza, per non parlare dell'Agenzia di Parigi, che da diversi mesi con le loro previsioni inseguono, anziché anticipare, l'evoluzione del mercato. L'ultima tornata di revisioni per molti istituti è arrivata proprio in gennaio e, in ragione del recente tracollo dei prezzi, è sensibilmente ribassista rispetto alle precedenti previsioni, grosso modo di 15 dollari. Il Brent viene proiettato nella media del 2016 sui 41 doll/bbl (in calo del 20% sulla media 2015) in un range comunque molto ampio: compreso tra un minimo di 30 ed un massimo di 53,5 doll/bbl. Ancor più ampio il range prezzi per il 2017, che vede tutti gli istituti prevedere i prezzi in rialzo tra un minimo di 38 ed un massimo addirittura di 70 doll/bbl per una media annua di circa 55 doll/bbl.

Istituti di credito/società di consulenza	Previsioni Brent Dated 2016 (doll./bbl)	Previsioni Brent Dated 2017 (doll./bbl)
Rapidan Group	30	-
Jp Morgan	31,25	43,25
Moody's	33	38
Credit Suisse	36,25	54,25
Barclays	37	60
BNP	37	46
Banca Mondiale	37	48
Citigroup	40	60
US DOE	40	50
Royal Bank of Canada	40	57
Frost&Sullivan	41,75	60
Morgan Stanley	41,9	48,4
Société Generale	42,5	55
UBS	42,5	55
Deloitte	44	49,5
Macquarie	44,5	61,25
Fitch	45	-
Goldman Sachs	45	62
Bank of America	46	61
ABN Amro	50	60
Bernstein	50	70
Deutsche Bank	53,5	-
<b>Media</b>	<b>41,3</b>	<b>54,6</b>

Fonte: elaborazioni Rie-Ricerche Industriali ed Energetiche su fonti varie

## IL MERCATO DEL PETROLIO NEL TERRITORIO DELL'IRRAZIONALE

La ripresa dei prezzi, attesa sino a pochi mesi fa per la seconda metà del 2016, è ora posticipata al 2017, in un quadro comunque di enorme incertezza. Troppe sono, infatti, le incognite che li condizioneranno, sia lato domanda che offerta. Sul fronte dell'offerta non-Opec le stime previsive variano tra un calo di 600.000 bbl/g (AIE e DOE) ed un aumento di 400.000 (Energy Intelligence Group). Il DOE, in particolare, prevede una calo della produzione statunitense, prevalentemente shale, da 9,4 a 8,7 mil. bbl/g, che altri valutano inferiore proprio per la capacità di resilienza dell'industria non convenzionale e per l'impatto dell'entrata in produzione di nuovi progetti nel Golfo del Messico.

Per quanto 'l'implementation day' del ritiro delle sanzioni all'Iran sia giunto prima del previsto grosse incertezze avvolgono la possibile evoluzione – tanto nelle tempistiche quanto nei volumi – della produzione iraniana, che le ottimistiche dichiarazioni ufficiali stimano in aumento di 500.000 bbl/g in tempi brevi con un ulteriore incremento di pari entità nell'arco di un anno, in funzione però degli investimenti esteri oggi seriamente compromessi dai bassi prezzi.

L'ampliarsi delle spaccature tra i paesi Opec – specie tra Arabia Saudita ed Iran – ha allontanato la possibilità di un qualsiasi accordo sul taglio della produzione sia all'interno Opec che con i paesi non-Opec. Una possibilità per ora remota che potrebbe concretizzarsi solo se i prezzi precipitassero verso nuovi minimi – si pensi ai 10,0 doll/bbl toccati negli altri contro-shock del 1986 e 1999 – per un tempo sufficientemente prolungato. Della medesima opinione, la banca d'investimenti Goldman Sachs, che per prima ha paventato a metà dello scorso dicembre gli "high risks" di un greggio a 20,0 dollari "potentially required before enough production is shut down to rebalance global markets"<sup>4</sup>, sottolineando tuttavia come questo non rappresenti il suo scenario di riferimento.

Che i prezzi nel 2016 continueranno a mantenersi su livelli contenuti è una prospettiva condivisa dagli stessi paesi Opec. L'Arabia Saudita, per quanto sostenga il successo della propria strategia di difesa delle quote di mercato, ha assunto 26 doll./bbl come prezzo di riferimento per il budget governativo 2016. Mentre l'Iran appare leggermente più ottimista, mantenendosi sui 35 doll/bbl. Stupisce al riguardo la posizione delle compagnie petrolifere che, pur solite ad assumere come riferimento delle proprie strategie d'investimento un prezzo endogeno inferiore a quello corrente di mercato, optano nell'attuale contesto per un prezzo maggiore: quasi sempre superiore ai 50 dollari al barile, oltre 15 dollari i livelli correnti.

Numerose incertezze avvolgono il fronte della domanda,

prevista crescere anche nel 2016 ma ad un tasso inferiore a quello dell'anno appena concluso (+1,2% vs +1,8%). La Cina, che insieme all'India è stata determinante nell'inattesa robusta crescita del 2015, sembra non poter ripetere le medesime performance. Wood Mackenzie stima in 420.000-430.000 bbl/g la crescita della domanda cinese di prodotti petroliferi (+3,8%-3,9%), in calo rispetto ai 450.000 del 2015. Dopo un 2015 eccezionale, una crescita più contenuta è attesa anche sul fronte statunitense, in ragione di una politica monetaria più restrittiva.

A supporto di un 2016 ancora bearish vi sono inoltre l'ammontare elevatissimo di stoccaggi presenti in tutto il mondo, che continua ad essere alimentato ad un tasso di 1,5-2 mil. bbl/g, e le politiche monetarie di alcuni importanti paesi consumatori, come Cina e Stati Uniti che stanno, rispettivamente, deprezzando lo yuan e rafforzando il dollaro.

Un'incognita che sta infine destando sempre più preoccupazioni è la strana correlazione che da inizio anno sembra legare l'andamento dei prezzi del greggio a quello delle borse<sup>5</sup>. Una simile correlazione metterebbe in dubbio l'assunto che i benefici per l'economia globale derivanti da un petrolio ultra-economico (spinta espansiva dei consumi e degli investimenti), siano maggiori dei relativi costi (disinflazione, caduta dei paesi produttori), così come sperimentato in passato. L'attuale andamento dei prezzi del greggio sarebbe in quest'ottica un campanello d'allarme dello stato di salute dell'economia globale, se non una vera e propria variabile i cui effetti sono in grado di ripercuotersi sui mercati finanziari. Qualunque sia l'evoluzione del mercato petrolifero nell'anno in corso, quel che si può ragionevolmente sostenere è che il calo attuale ha in sé i presupposti per una futura risalita dei prezzi. Tanto maggiore è oggi la loro caduta, tanto maggiore sarà domani il contraccolpo. Il problema per molti operatori è arrivarci vivi. Non sono di conforto a riguardo le parole di John Maynard Keynes, secondo cui "markets can remain irrational longer than you can remain solvent". Nel giro degli ultimi 18 mesi l'industria petrolifera ha tagliato 200.000 posti di lavoro ed investimenti per 380 miliardi di dollari, pari in termini di offerta futura ad un ammanco di circa 3 mil. bbl/g al 2025. Se i prezzi dovessero mantenersi ancora a lungo sui livelli attuali o addirittura crollare ulteriormente, l'industria ne uscirebbe seriamente compromessa e la risalita – per l'economia globale – potrebbe rivelarsi più dolorosa della caduta.

<sup>1</sup> Leff J., Forget the glut, oil enters irrational territory, Reuters, 22 gennaio 2016.

<sup>2</sup> Per una più approfondita disamina sull'industria dello shale oil statunitense, le sue logiche produttive ed i miglioramenti di efficienza adottati a seguito del crollo dei prezzi si rimanda a Clô F., Shale oil: perno del nuovo ordine petrolifero mondiale?, Newsletter GME n.80; Clô F., Shale oil industry: chronicle of a death foretold, ISPI Energy Watch, giugno 4; Clô F., Shale oil: loser in the short term, winner in the longer, ISPI Energy Watch, novembre 16.

<sup>3</sup> I rig a scopi petroliferi sono calati del 70% (1111) tra il picco di ottobre 2014 ed il 29 gennaio 2016.

<sup>4</sup> Cfr. Bloomberg, Goldman Sachs sees high risks of further oil price slump, 17 dicembre 2015.

<sup>5</sup> The Economist, Who's afraid of cheap oil, 23 gennaio 2016.

# Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Delibera 29 gennaio 2016 n. 29/2016/R/efr | "Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2015, ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi e del valore degli incentivi a essi sostitutivi" | pubblicata il 29 gennaio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/029-16.htm>**

Nell'ambito della regolazione relativa alla gestione del meccanismo dei certificati verdi (nel seguito: CV), la legge 244/07 prevede che, a partire dal 2008, i CV emessi dal GSE S.p.A. siano collocati dal medesimo gestore sul mercato ad un prezzo pari alla differenza tra 180 euro/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 387/03, registrato nell'anno precedente, e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ciascun anno.

Inoltre, per effetto dell'articolo 25, commi 3 e 11, del decreto legislativo 28/11, il meccanismo dei certificati verdi non trova più applicazione a decorrere dall'anno 2016 e pertanto:

a) gli ultimi CV che verranno emessi dal GSE per gli impianti ammessi a beneficiare di tale strumento sono relativi alle produzioni di energia elettrica dell'anno 2015;

b) l'anno 2015 è l'ultimo anno per il quale i produttori da fonti rinnovabili e gli importatori di energia elettrica hanno l'obbligo di acquisto dei certificati verdi, con la possibilità di adempiere a tale obbligo entro il termine del 31 marzo 2016.

In sostituzione dello schema di incentivazione previsto dai CV, l'articolo 19, del decreto interministeriale 6 luglio 2012, in aggiunta ai ricavi conseguenti dalla valorizzazione dell'energia, prevede:

- al comma 1, che alla produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili che ha maturato il diritto a fruire dei certificati verdi è riconosciuto, per il periodo di diritto residuo successivo al 2015, un incentivo "I" sulla produzione netta incentivata ai sensi della previgente normativa di riferimento;

- al comma 2, che la produzione di energia da impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento di cui all'articolo 2, comma 3, lettera a), del decreto interministeriale 24 ottobre 2005 ed entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e che abbia maturato il diritto ai certificati verdi, ha diritto, per il residuo periodo di diritto ai certificati verdi successivo al 2015, a un incentivo "I" sulla produzione netta incentivata ai sensi della previgente normativa di riferimento.

Ciò premesso, con la deliberazione de qua, l'AEEGSI sia ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato da parte del GSE dei certificati verdi per l'anno 2016 che ai fini della definizione del valore "I" relativo agli incentivi che sostituiranno i certificati verdi, determina il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, registrato nell'anno 2015,

pubblicando un valore pari a 51,69 €/MWh. Pertanto nell'anno 2016, come anticipato ultimo anno di applicazione del meccanismo dei CV, il GSE provvederà a collare sul mercato i CV, dallo stesso emessi e relativi alle produzioni del 2015, ad un prezzo pari a 128,31 €/MWh, ovvero al prezzo equivalente dalla differenza tra il valore di riferimento di cui alla legge 244/07 (180 €/MWh) ed il valore medio annuo di cui sopra [51,69 €/MWh] determinato in forza del provvedimento in oggetto.

■ **Determina AEEGSI del 15 gennaio 2016 n.1/2016 - DIUC | "Trasmissione al Ministero dello Sviluppo Economico e al Gestore dei Servizi Energetici dei dati di cui all'articolo 4, commi 6 e 7, del Decreto ministeriale 28 dicembre 2012, ai fini della determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2016, in capo ai distributori" | pubblicata il 18 gennaio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/001-16diuc.htm>**

Nell'ambito della regolazione del meccanismo dei TEE, l'AEEG, ai sensi del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 recante "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi", ha avviato la raccolta dei dati funzionali ad effettuare la ripartizione, tra i soggetti obbligati, degli obiettivi nazionali annuali di riferimento relativi all'esercizio 2014.

Segnatamente, il richiamato DM 28 dicembre 2012 ha modificato, integrato ed in parte superato quanto precedentemente disposto in materia dai Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 e dal Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007, stabilendo, tra l'altro, che:

- per energia elettrica distribuita da un distributore si intende l'energia elettrica trasportata a tutti i livelli di tensione ai clienti finali connessi alla rete dello stesso distributore, avente diritto ad esercitare l'attività di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 9 del D.lgs 79/99, ivi inclusi gli autoconsumi del distributore medesimo;

- risultano soggetti agli obblighi di cui al medesimo decreto i distributori di energia elettrica e di gas naturale che alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali;

- la quota annuale degli obiettivi assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica o gas naturale, è determinata dal rapporto tra l'energia elettrica o il gas naturale distribuito dal medesimo distributore ai propri clienti finali – come autocertificata dal distributore stesso - e l'energia elettrica o il gas naturale complessivamente distribuito sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti obbligati.

# Novità normative di settore

(continua)

Nel dare attuazione a quanto sopra indicato, con il provvedimento in oggetto il Regolatore ha trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico ed al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. i dati e le quantità di cui all'articolo 4, commi 6 e 7, del DM 28 dicembre 2012, ai fini della successiva determinazione per l'anno 2016 della quota dell'obiettivo in capo ai singoli distributori obbligati, di cui alla lettera a) dell'articolo 4, commi 3 e 4, del medesimo DM.

Nello specifico, le singole quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite sul territorio nazionale nell'anno 2014 da ciascuno dei distributori soggetti all'obbligo, sono riportate, rispettivamente, nella Tabella A e nella Tabella B, in allegato alla Determina in oggetto.

**Comunicato agli operatori del GME | “Go live modifica delle tempistiche di fatturazione e pagamento sul mercato del giorno prima (MGP), sul mercato infragiornaliero (MI) e sulla Piattaforma Conti Energia (PCE) ed incontro con operatori” | pubblicato il 13 gennaio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=241>**

Facendo seguito al Documento di Consultazione n. 07/2014, il GME con il comunicato de quo ha informato gli operatori del comparto elettrico che, al fine di completare il processo di integrazione tra il mercato elettrico italiano e gli altri mercati elettrici europei, renderà operativa la programmata modifica delle tempistiche di fatturazione e di pagamento sul mercato del giorno prima (MGP), sul mercato infragiornaliero (MI) e sulla Piattaforma Conti Energia (PCE), nel quarto trimestre 2016.

Come già anticipato nel richiamato documento di consultazione, la soluzione identificata risponde all'esigenza manifestata più volte dagli operatori di ridurre la propria esposizione finanziaria nei confronti del GME, e, segnatamente, prevede che in sostituzione dell'attuale cadenza di settlement in M+2 (la fatturazione ed il regolamento dei pagamenti avvengono il secondo mese successivo a quello in cui il trading è stato concluso), sul mercato del giorno prima (MGP), sul mercato infragiornaliero (MI) e sulla Piattaforma Conti Energia (PCE) verrà adottato un settlement dei pagamenti con cadenza settimanale (c.d. regime W+1), gestito in base allo strumento di pagamento SEPA, prevedendo, al contempo, la gestione del processo di fatturazione differita su base mensile.

## GAS

**Parere AEEGSI del 14 gennaio 2016 11/2016/I/GAS | “Parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal gestore dei mercati energetici” | pubblicato il 15 gennaio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/011-16.htm>**

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha espresso il proprio parere favorevole al Ministero dello Sviluppo Economico,

in ordine alle modifiche operate dal GME alla Disciplina MGAS, mediante l'istituto della modifica urgente di cui all'articolo 3, comma 3.6 della Disciplina medesima, in vigore dalla data di pubblicazione sul sito internet del GME ovvero dal 30 settembre 2015.

In particolare, gli interventi modificativi contenuti nella Disciplina e nelle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) sono stati adottati al fine di recepire in MGAS gli adeguamenti apportati da SRG nell'ambito dei propri sistemi di nomina della capacità di trasporto in attuazione di quanto disposto dal Regolamento n. 312/2014 secondo cui i quantitativi di gas da specificare nei predetti processi devono essere espressi in kWh/g. Conseguentemente, il GME ha disposto che la definizione delle unità di misura ai fini del MGAS sia rinviata alle DTF prevedendo che all'indicazione delle quantità di gas offerte sia associato un numero di decimali pari a tre.

**■ Documento di consultazione AEEGSI 30/2016/R/GAS | “Disposizioni in materia di servizio di stoccaggio del gas naturale per l'anno termico di stoccaggio 2016/2017” | pubblicato il 28 gennaio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/16/030-16.jsp>**

Nelle more che il Ministero dello Sviluppo Economico definisca con apposito decreto le capacità da allocare per i diversi servizi di stoccaggio per l'anno 2016/2017, con il DCO in oggetto l'AEEGSI ha illustrato i propri orientamenti in merito alle modalità di conferimento della capacità di stoccaggio mediante asta nonché l'evoluzione dei meccanismi allocativi della capacità a seguito dell'adozione del nuovo sistema di bilanciamento in attuazione del Regolamento 312/2014.

In particolare, relativamente alle procedure di conferimento della capacità l'AEEGSI, anche in continuità con quanto previsto per gli anni di stoccaggio precedenti, propone di:

- confermare l'adozione di una procedura di conferimento dei servizi di stoccaggio sia di punta che uniforme (con iniezione sia mensile che stagionale) basata su aste mensili sequenziali organizzate dalle imprese di stoccaggio;
- confermare i criteri di negoziazione da adottarsi nell'ambito delle predette aste, ovvero, prezzo marginale per la prima asta del servizio di punta stagionale e pay as bid per tutte le altre, nonché individuare prezzi di riserva non nulli per le aste dei prodotti con iniezione stagionale;
- introdurre modalità di conferimento della capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale che tengano conto delle condizioni di mercato quali ad esempio la valorizzazione di tale capacità sulla base delle quotazioni dei prodotti stagionali a termine;

Per quanto concerne invece l'aspetto inerente la gestione delle congestioni contrattuali nell'utilizzo della capacità di stoccaggio da adottarsi al momento dell'avvio del nuovo regime di bilanciamento, le proposte formulate dall'AEEGSI, anche

# Novità normative di settore

in considerazione degli orientamenti espressi dagli operatori in risposta alla precedente consultazione in materia (DCO 187/2015/R/GAS), prevedono:

- l'allocazione della capacità non programmata/non conferita di tipo continuo ed interrompibile sia di iniezione che di erogazione tramite un mercato day-ahead, articolato in due sessioni successive secondo il modello dell'asta a prezzo marginale, organizzato dall'impresa di stoccaggio;
- la possibilità per gli utenti di effettuare delle rinomine nel corso del giorno gas oltre il proprio limite di rinomina (overnomination) e per l'impresa di stoccaggio di accettare le predette rinomine, secondo uno specifico criterio di priorità, purché le stesse siano coerenti con il limite complessivo di rinomina del sistema.

A completamento si evidenzia altresì che l'AEEGSI ha proposto di modificare il corrispettivo tariffario da applicarsi per il calcolo della penale di mancato rispetto dei profili di giacenza minima e massima da parte degli utenti, utilizzando il minore dei corrispettivi tariffari (cs) applicati dalle imprese di stoccaggio, nonché la modifica del criterio di calcolo della giacenza minima ad inizio anno termico di stoccaggio per gli utenti.

## OIL

- **Comunicato del GME | “ Riapertura temporanea PdC-Oil: comunicazione dati capacità anno 2014 – soggetti inadempienti” | pubblicato il 27 gennaio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=243>**

Facendo seguito a quanto previsto dal Ministero dello Sviluppo Economico nella Circolare n. 0002026 del 26.01.2016, con il comunicato in oggetto il GME ha reso noto ai soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione dei dati di cui all'articolo 21, comma 2, del d.lgs. 249/2012 che non abbiano provveduto, entro il termine del 31 marzo 2015, ad inviare i dati relativi alla capacità logistica dei propri depositi riferiti al 31 dicembre 2014, potranno accedere alla PDC-Oil per l'invio dei predetti dati esclusivamente nel periodo compreso tra l'8 febbraio ed il 19 febbraio 2016.

A tal fine, nel periodo indicato, la PDC-oil sarà operativa dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

Ai fini dell'accesso alla PDC-Oil, i soggetti già iscritti dovranno accedere al sistema informatico utilizzando user id e password già in loro possesso e comunicare i dati della capacità di stoccaggio afferente l'anno 2014 seguendo la procedura descritta nella “GUIDA PER L'OPERATORE DELLA PDC-OIL”. I soggetti obbligati alla comunicazione dei dati di cui all'articolo 21, comma 2, del d.lgs. 249/2012 che non fossero ancora iscritti alla PDC-Oil devono accedere alla piattaforma ed effettuare preventivamente la procedura di registrazione descritta nella “GUIDA PER L'OPERATORE DELLA PDC-OIL”.

- **Comunicato del GME | “ PDC-OIL: comunicazione annuale dati capacità anno 2015” | pubblicato il 29 gennaio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=244>**

Facendo seguito all'adozione della Circolare n. 0002494 del 29.01.2016 del Ministero dello Sviluppo economico, il GME ha reso noto che dal 1° marzo al 31 marzo 2016, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 21, comma 2, del d.lgs. 249/2012, dovranno inviare al GME i dati inerenti le capacità di logistica petrolifera nella propria disponibilità riferiti al 31 dicembre 2015, mediante la Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio di oli minerali (PDC-oil).

A tal fine, nel periodo indicato, la PDC-oil sarà operativa dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

Ai fini dell'accesso alla PDC-Oil, i soggetti già iscritti dovranno accedere al sistema informatico utilizzando user id e password già in loro possesso e comunicare i dati della capacità di stoccaggio afferenti all'anno 2015 seguendo la procedura descritta nella “GUIDA PER L'OPERATORE DELLA PDC-OIL”. I soggetti obbligati alla comunicazione dei dati di cui all'articolo 21, comma 2, del d.lgs. 249/2012 che non fossero ancora iscritti alla PDC-Oil devono accedere alla PDC-oil ed effettuare la procedura di registrazione descritta nella “GUIDA PER L'OPERATORE DELLA PDC-OIL”.

# Gli appuntamenti

16 febbraio

## **Monitoraggio di siti e strutture | Stato dell'arte e prospettive future**

Roma, Italia

Organizzatore: Enea

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

16 febbraio

## **Incontro con Federesco: assemblea ordinaria e nuovo quadro normativo**

Roma, Italia

Organizzatore: Federesco

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

17-20 febbraio

## **European Sustainable Development on Technology & Sciences Research Conference**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: ICBTS Institute Conference Center

<http://www.eabthconference.com/15119799/london-technology-conference>

18 febbraio

## **RAEE: il punto di vista degli attori protagonisti**

Milano, Italia

Organizzatore: Ecodom e IPSOS

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

18 febbraio -

## **Conferenza di Parigi sul Clima. Decisioni e impegni conseguenti per l'Italia nell'economia reale, nella finanza e nella Pubblica Amministrazione**

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Energy LAB, Fondazione AEM e ARPA Lombardia

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

18-19 febbraio

## **4th International Conference on Electrical Energy and Networks (ICEEN 2016)**

Nizza, Francia

Organizzatore: IACSIT

<http://www.iceen.org/>

18-20 febbraio

## **L'energia in Italia dopo la COP21: sviluppo tecnologico delle rinnovabili e prospettive per la decarbonizzazione**

Firenze, Italia

Organizzatore: Enerchem

[www.soc.chim.it](http://www.soc.chim.it)

22-24 febbraio

## **Smart Energy Summit: Engaging the Consumer**

Austin, Tx, Usa

Organizzatore: Parks Associates

<http://bit.ly/EnergySummit2016>

23 febbraio

## **Utilities la digitalizzazione come leva di sviluppo in un mercato d'impresa**

Milano, Italia

Organizzatore: Agici

<http://www.agici.it>

23-28 Febbraio

## **Biomass day**

Verona, Italia

Organizzatore: Aiel - Associazione Italiana Energie Agroforestali

[www.aiel.cia.it](http://www.aiel.cia.it)

23-25 febbraio

## **4th Annual Oil & Gas HR Forum 2016**

Vienna, Austria

Organizzatore: Fleming

<http://fleming.events/en>

24-25 febbraio

## **2nd International Conference on Environment and Renewable Energy- ICERE**

Ho Chi Minh, Vietnam

Organizzatore: CBEES

<http://www.icere.org/>

24-28 febbraio

## **Progetto Fuoco 2016**

Verona, Italia

Organizzatore: Fiera di Verona

<http://www.progettofuoco.com/>

25-26 febbraio

## **BiogasItaly**

Roma, Italia

Organizzatore: Consorzio Italiano Biogas

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

3 marzo

## **Remit: stato dell'arte e impatti della vigilanza sulle operazioni di mercato**

Milano, Italia

Organizzatori: Assoelettrica, Utilitalia, Protiviti

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

9-10 marzo

**A low carbon energy future: challenges for governments and industry**

Ravenna, Italia

Organizzatore: IES S.r.l. e OMC

<http://www.remenergy.it/>

14-16 marzo

**The Future of Utilities 2016**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marketforce Business Med

<http://www.marketforce.eu.com>

20-22 marzo

**International Conference on Renewable Energy and Smart Grid**

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: HKSME

<http://www.icresg.org/>

21-24 marzo

**Annual International Battery Seminar & Exhibit**

Fort Lauderdale, FL, Usa

Organizzatore: Cambridge EnerTech

<http://www.internationalbatteryseminar.com/>

30-31 marzo

**Asian Nuclear Power Briefing 2016**

Tokyo, Giappone

Organizzatore: Strategic Communications

<http://www.stratcoms.com/TokyoBriefing2016/>

31 marzo – 2 aprile

**EnergiMed2016**

Napoli, Italia

Organizzatore: ANEA

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



Pubblicazione mensile in formato elettronico  
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07  
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico  
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.  
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 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.