

APPROFONDIMENTI

SHALE OIL: PERNO DEL NUOVO ORDINE PETROLIFERO MONDIALE?

di Filippo Clò – R.I.E.

Le passate crisi petrolifere presentano tratti largamente simili, nelle cause come nelle dinamiche; tuttavia, contengono non di rado uno o più elementi di novità di carattere economico, industriale o politico: è successo con le crisi degli anni Settanta, con la ridefinizione dei rapporti di forza tra gli attori in gioco – compagnie, paesi produttori e paesi consumatori – e degli anni Novanta (e Duemila), per la presenza di mercati finanziari sempre più globali.

L'assoluto elemento di novità della crisi petrolifera in atto è, invece, l'affermarsi dell'industria "shale" degli Stati Uniti che, da un punto di vista quantitativo, ha contribuito a generare l'attuale condizione di oversupply – avendo consentito un eccezionale quanto irripetibile incremento della produzione statunitense – mentre, sotto un profilo qualitativo, presenta connotati sconosciuti al settore petrolifero convenzionale, in particolare: i brevi tempi di entrata in produzione dei pozzi e del raggiungimento della produzione di picco, così come il suo rapido tasso di esaurimento. L'eccezionalità di questa industria potrebbe farla assurgere a perno di un nuovo ordine petrolifero mondiale.

Per comprenderne meglio la portata innovativa, il presente articolo si concentrerà su tre aspetti: la nascita e progressiva crescita di questa industria; la sua resilienza all'attuale congiuntura petrolifera; le peculiarità delle sue logiche produttive, che ne fanno una variabile di cui non si ha ancora

piena comprensione, con conseguente limitata capacità di prevederne gli effetti sull'oil market. La maggiore incognita riguarda la sua capacità di fungere da stabilizzatore del mercato (swing producer) e, di conseguenza, il suo impatto sulla relativa volatilità.

Da una crescita "in sordina" al roboante crollo dei prezzi

L'industria statunitense dello shale oil – o più correttamente "light tight oil" (LTO) – nasce come "spin off" della gemella industria dello shale gas che, a partire dal 2005, ha consentito di ravvivare la produzione metanifera del paese nordamericano da un declino apparentemente inarrestabile. Un fenomeno reso possibile, oltre che dagli sviluppi della tecnologia, da una favorevole congiuntura economica e politica. Il forte aumento delle quotazioni petrolifere tra il 2003 ed il 2008 e l'emanazione da parte dell'Amministrazione Bush dell'Energy Policy Act nel 2005 – che con il cosiddetto "Halliburton loophole" allenta la maglia dei vincoli ambientali nelle attività di fracking – hanno preparato il terreno ai produttori "indipendenti" affinché potessero applicare in maniera profittevole l'uso combinato di due tecniche di perforazione conosciute da tempo: la fratturazione idraulica (detta anche fracking), brevettata addirittura nel 1949, e la perforazione orizzontale¹. Ciò ha consentito di estrarre idrocarburi intrappolati in formazioni argillose impermeabili denominati shale (o scisti), la cui presenza era anch'essa nota da tempo.

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ FEBBRAIO 2015

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 11
 Mercati energetici Europa
 pag 16
 Mercati per l'ambiente
 pag 20

APPROFONDIMENTI

Shale Oil: perno del nuovo ordine petrolifero mondiale?
 di Filippo Clò - R.I.E.
 pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima, registrano una variazione positiva (+1,2%) la quale, sebbene non possa essere interpretata come un segnale di ripresa della domanda elettrica, interrompe una lunga serie di flessioni che si protrae, con rarissime ed irrilevanti eccezioni, da più di quattro anni. Torna il segno positivo anche per le vendite degli impianti di produzione (+1,0%) nonostante le importazioni di energia elettrica si confermino su livelli prossimi ai massimi storici (oltre 7.000 MWh mediamente ogni ora). In crescita la liquidità del

mercato che sale a 66,8%, ai massimi da luglio 2014. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), dopo più di un anno di ribassi su base annua, registra un aumento di 3,17 €/MWh portandosi a 54,50 €/MWh. I prezzi di vendita zonali sono oscillati tra i 52,01 €/MWh del Sud ed i 55,58 €/MWh della Sicilia che quasi azzerò lo storico divario con le altre zone. In rialzo i prezzi dei prodotti negoziati nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il mensile baseload Marzo 2015 chiude il periodo di trading a 53,35 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A febbraio, il prezzo medio di acquisto (PUN), in rialzo sia su gennaio (+3,40 €/MWh, +6,7%), sia sullo stesso mese del 2014 (+3,17 €/MWh, +6,2%), si porta a 54,50 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela che la crescita su base annua ha riguardato esclusivamente le ore fuori picco, pari a 50,36

€/MWh (+5,23 €/MWh, +11,6%), mentre risultano in lieve calo i prezzi nelle ore di picco, pari a 61,97 (-0,55 €/MWh, -0,9%), con il rapporto picco/baseload, in flessione rispetto ad un anno fa, a quota 1,14 (era 1,22 a febbraio 2014) (Grafico 1 e Tabella 1).

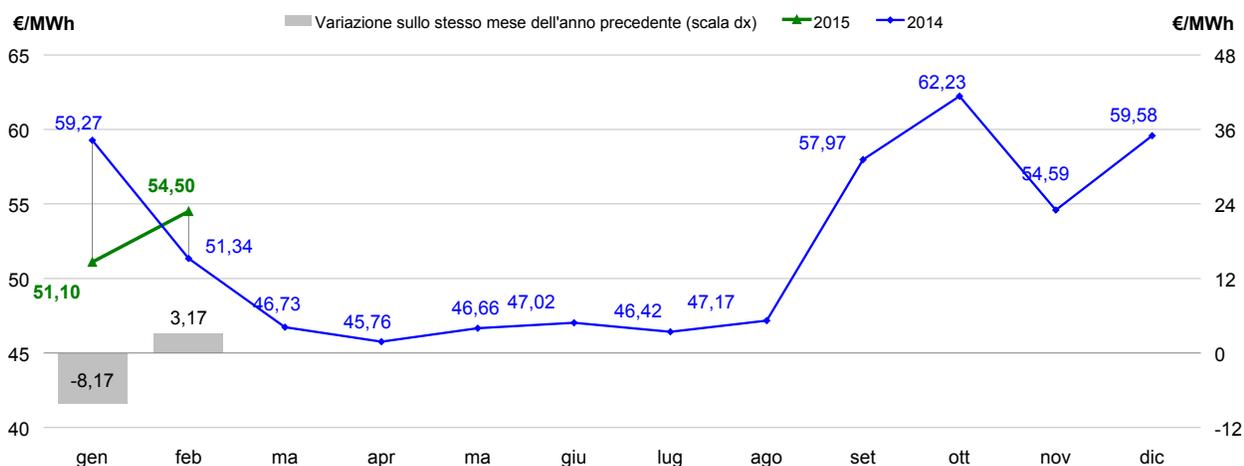
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2015	2014	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2015	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	54,50	51,34	+3,17	+6,2%	23.022	+5,4%	34.449	+1,2%	66,8%	64,2%
<i>Picco</i>	61,97	62,52	-0,55	-0,9%	28.244	+6,6%	42.034	+1,9%	67,2%	64,2%
<i>Fuori picco</i>	50,36	45,13	+5,23	+11,6%	20.121	+4,5%	30.235	+0,7%	66,5%	64,1%
<i>Minimo orario</i>	28,00	3,28			14.225		22.383		58,9%	55,6%
<i>Massimo orario</i>	83,99	90,38			32.752		47.602		72,1%	78,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



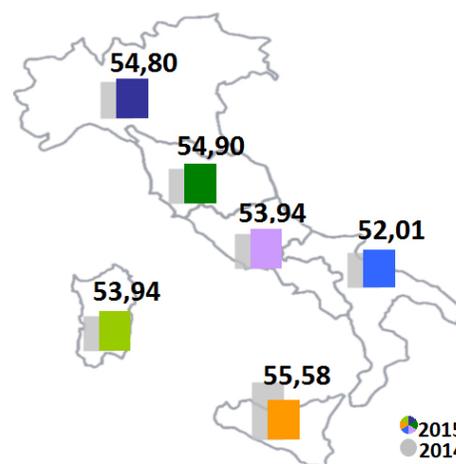
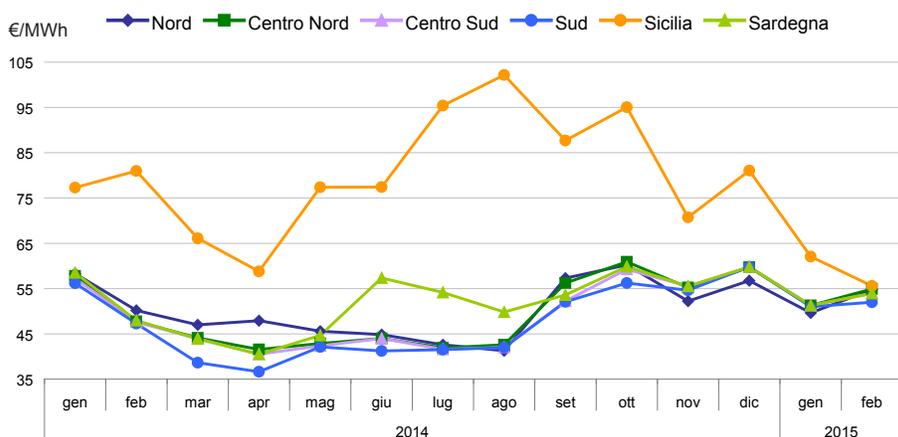
(continua)

I prezzi medi di vendita segnano netti rialzi sia rispetto al mese precedente che su base annua in tutte le zone continentali ed in *Sardegna*; il prezzo della *Sicilia* invece - al secondo mese dell'entrata in vigore della delibera 521/2014/R/Eel dell'AEEGSI che stabilisce di fatto un regime amministrato per gli impianti rilevanti dell'isola sino alla messa in servizio del cavo Sorgente Rizziconi - con una netta flessione sia congiunturale che

tendenziale (rispettivamente -10,5%, -31,3%), scende a 55,58 €/MWh (minimo da aprile 2005) e riduce drasticamente lo storico divario con le altre zone, mai così basso negli ultimi sette anni. Dopo tre mesi il *Sud*, con 52,01 €/MWh, torna a segnare il prezzo più basso; nelle altre zone il prezzo di vendita è variato tra i 54-55 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia* segnano una ripresa tendenziale (+1,2%) attestandosi a 23,1 milioni di MWh. Si confermano in crescita anche gli scambi nella borsa elettrica, pari a 15,5 milioni di MWh (+5,4%), mentre gli scambi *over the counter* registrati sulla PCE e

nominati su MGP scendono a 7,7 milioni di MWh (-6,4%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, registra un deciso aumento sia rispetto a febbraio 2014 (+2,6 punti percentuali) che rispetto al mese precedente (+0,4 p.p.) portandosi a 66,8% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.470.957	+5,4%	66,8%
Operatori	8.865.562	+17,7%	38,3%
GSE	2.817.898	-19,2%	12,2%
Zone estere	3.787.497	+3,5%	16,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.678.902	-6,4%	33,2%
Zone estere	961.944	-4,6%	4,2%
Zone nazionali	6.716.958	-6,6%	29,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.149.860	+1,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.391.962	-9,8%	
OFFERTA TOTALE	40.541.821	-3,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

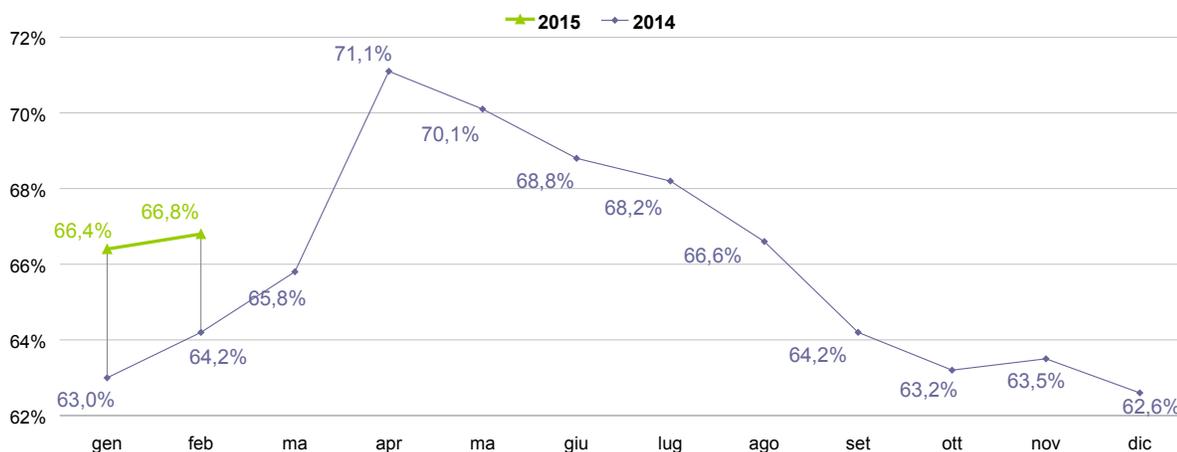
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.470.957	+5,4%	66,8%
Acquirente Unico	2.968.098	+13,0%	12,8%
Altri operatori	8.292.051	+18,5%	35,8%
Pompaggi	13.639	+122,0%	0,1%
Zone estere	388.740	+46,8%	1,7%
Saldo programmi PCE	3.808.430	-20,4%	16,5%
PCE (incluso MTE)	7.678.902	-6,4%	33,2%
Zone estere	17.220	+320,0%	0,1%
Zone nazionali AU	2.231.712	-23,3%	9,6%
Zone nazionali altri operatori	9.238.400	-8,3%	39,9%
Saldo programmi PCE	-3.808.430		
VOLUMI ACQUISTATI	23.149.860	+1,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.790.062	-45,7%	
DOMANDA TOTALE	24.939.922	-4,7%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 22,7 milioni di MWh, segnano un lieve aumento (+0,6%) concentrato in particolare nelle due zone centrali (10-12%) ed al *Sud* (+3,3%); in flessione invece gli acquisti al *Nord* (-2,1%) e nelle isole (-6,8% la *Sicilia* e -19,3% la *Sardegna*). In aumento gli acquisti sulle zone estere, pari a 406 mila MWh (+51,0% su base annua) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, in crescita dell'1,0%, si attestano a 18,4 milioni di MWh trainate dagli impianti del *Sud* (+15,7%) e del *Centro Sud* (+4,0%); in controtendenza le altre zone, in evidenza la *Sardegna* con -35,0%. Le importazioni, in ripresa tendenziale dell'1,7%, salgono a 4,7 milioni di MWh confermandosi sui livelli più alti di sempre (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.074.002	26.896	-3,1%	8.230.946	12.248	-0,9%	12.535.909	18.655	-2,1%
Centro Nord	2.461.902	3.664	-19,2%	1.462.757	2.177	-3,2%	2.381.582	3.544	+9,9%
Centro Sud	4.697.579	6.990	-17,8%	2.556.123	3.804	+4,0%	3.712.990	5.525	+11,6%
Sud	6.055.632	9.011	+3,0%	4.272.062	6.357	+15,7%	2.054.188	3.057	+3,3%
Sicilia	2.817.523	4.193	+4,7%	1.296.167	1.929	-3,9%	1.341.911	1.997	-6,8%
Sardegna	1.252.392	1.864	-3,3%	582.364	867	-35,0%	717.321	1.067	-19,3%
Totale nazionale	35.359.030	52.618	-5,1%	18.400.419	27.382	+1,0%	22.743.900	33.845	+0,6%
Estero	5.182.792	7.712	+6,3%	4.749.441	7.068	+1,7%	405.960	604	+51,0%
Sistema Italia	40.541.821	60.330	-3,8%	23.149.860	34.449	+1,2%	23.149.860	34.449	+1,2%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano anche a febbraio una battuta d'arresto, con una flessione del 10,5% sullo stesso mese del 2014. Il calo ha riguardato la fonte idraulica (-16,5%) ed eolica (-12,8%); sostanziale tenuta invece per il solare (-0,7%). Crescono, per contro, le vendite da impianti a gas (+20,0%), mentre si riducono

quelle degli impianti a carbone (-8,5%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle fonti rinnovabili, pari a circa 35%, si riduce rispetto ad un anno fa (era 39,4%) a favore di quella degli impianti termoelettrici tradizionali; in particolare la quota degli impianti a gas si riporta al 41% (+6,5 p.p.) (Grafico 4).

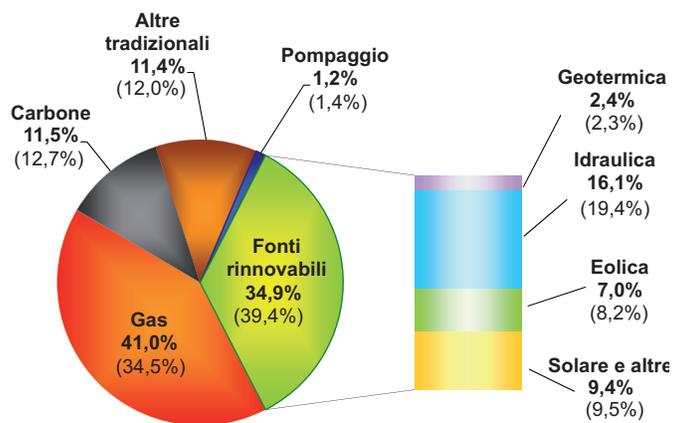
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

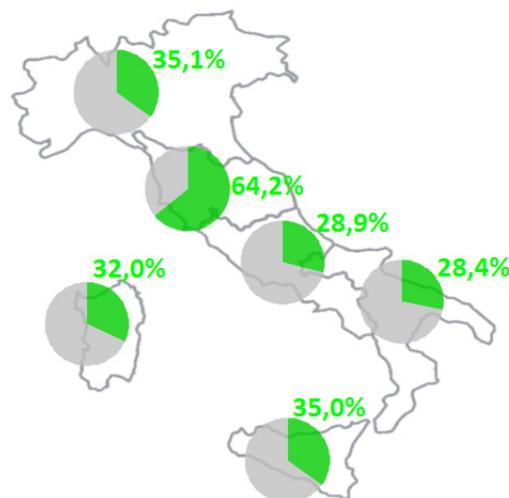
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.692	+3,4%	777	+17,0%	2.647	+21,9%	4.551	+32,2%	1.253	-8,3%	590	-39,5%	17.510	+9,1%
Gas	5.487	+14,7%	691	+22,3%	713	+76,1%	2.793	+58,0%	1.217	-5,4%	335	-39,5%	11.236	+20,0%
Carbone	1.201	-17,7%	7	-69,5%	1.720	+11,4%	-	-	-	-	216	-46,9%	3.144	-8,5%
Altre	1.004	-16,0%	79	+4,4%	215	-3,5%	1.758	+5,0%	36	-54,6%	38	+223,6%	3.130	-4,0%
Fonti rinnovabili	4.298	-8,2%	1.398	-11,8%	1.099	-19,2%	1.806	-12,1%	676	+5,5%	277	-21,4%	9.554	-10,5%
Idraulica	2.822	-15,3%	483	-27,0%	534	-21,6%	453	+3,4%	92	+27,4%	14	-83,8%	4.398	-16,5%
Geotermica	-	-	668	+8,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	668	+8,1%
Eolica	11	+17,2%	22	+12,6%	276	-28,5%	949	-19,2%	464	+11,5%	205	+0,3%	1.927	-12,8%
Solare e altre	1.464	+9,1%	225	-21,0%	289	-1,5%	404	-8,7%	119	-21,4%	58	-9,1%	2.561	-0,7%
Pompaggio	259	+9,3%	2	-	57	-53,9%	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%	318	-13,6%
Totale	12.248	-0,9%	2.177	-3,2%	3.804	+4,0%	6.357	+15,7%	1.929	-3,9%	867	-35,0%	27.382	+1,0%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING

A partire dalla data di flusso del 25 febbraio, è stato avviato con successo il market coupling sulle frontiere italiane. Le frontiere italo-austriaca, italo-francese e italo-slovena sono state accoppiate con il Multi-Regional Coupling (MRC), collegandosi alla maggior parte dei mercati elettrici dell'UE, dalla Finlandia al Portogallo e alla Slovenia.

Nelle quattro sessioni di febbraio il market coupling Italia-Francia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 1.939 MWh. Il flusso è stato esclusivamente in import, con saturazione del transito nel 77% delle ore. Sulla frontiera Italia-Austria, invece, il meccanismo ha allocato mediamente una capacità di 176 MWh, anch'esso solo in import, saturando nel 100% delle ore (Tabella 6).

Il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente in ogni ora dell'intero mese, una capacità di 618 MWh, in

linea con febbraio 2014 (614 MWh). Il flusso di energia è stato in import nel 99,1% delle ore (100,0% un anno fa) e in export nel restante 0,7% delle ore (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) sulle tre frontiere interessate ha evidenziato netti incrementi su base annua, compresi tra +6,9% per quella francese e +24,7% per quella austriaca. Negli ultimi quattro giorni del mese la capacità disponibile dalla Francia e Austria è stata allocata rispettivamente per il 63% ed il 55% tramite il market coupling (Grafico 6 e 7). La NTC dalla frontiera slovena è stata, invece, allocata per il 90,9% tramite market coupling (99,8% nel 2014), per l'1,6% tramite asta esplicita; il rimanente 7,5% non è stato utilizzato (0,2% nel 2014) (Grafico 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
Italia - Francia	2.118 (-)	1.939 (-)	22,2% (-)	77,1% (-)	2.031 (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Austria	176 (-)	176 (-)	22,2% (-)	100,0% (-)	247 (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	665 (616)	621 (614)	99,1% (100,0%)	76,6% (98,4%)	681 (669)	200 (-)	0,7% (-)	- (-)

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

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

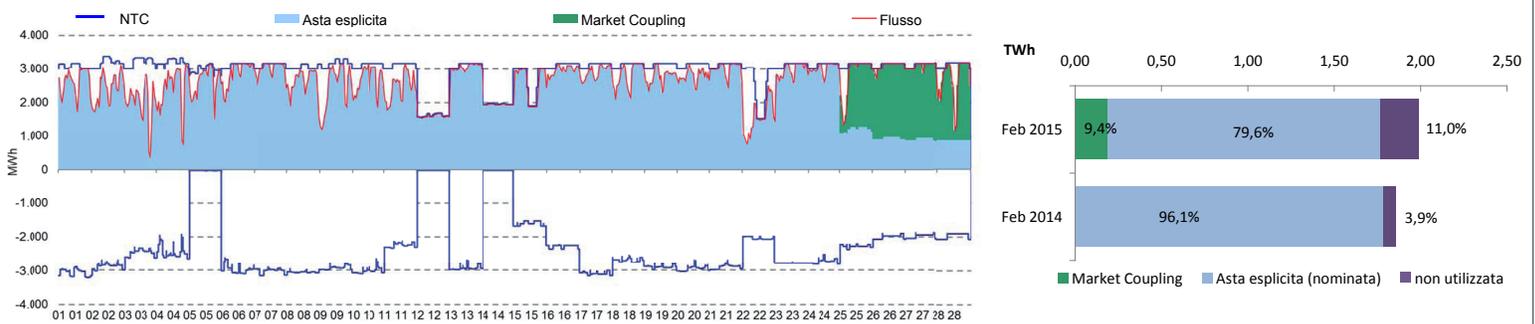


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

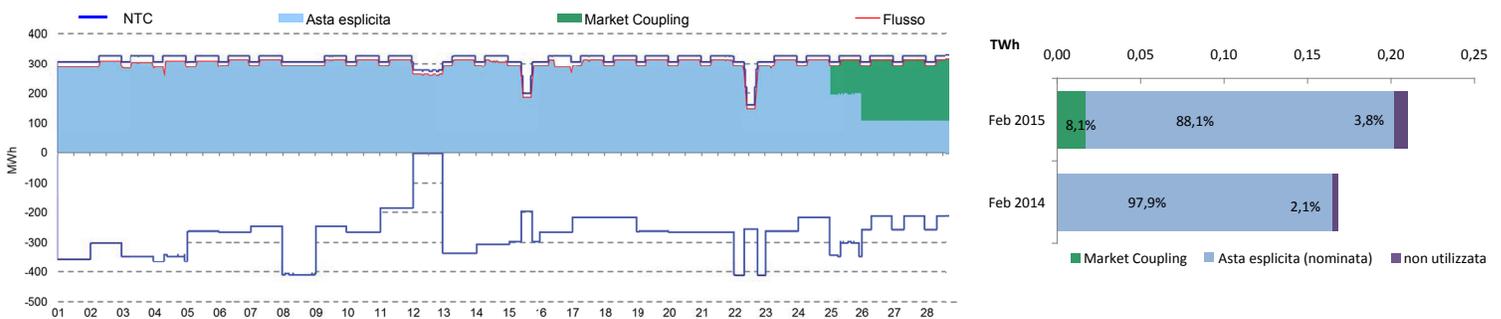
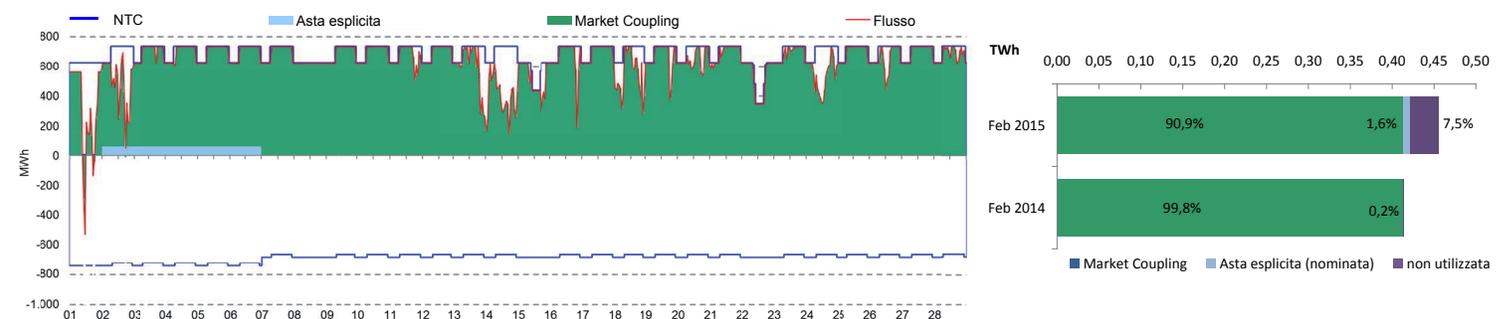


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il mese di febbraio ha registrato anche l'avvio delle modifiche al mercato infragiornaliero, operative a partire dal giorno di flusso 11 febbraio, con le quali:

- i periodi rilevanti contrattabili sul MI3 vengono estesi all'intervallo 9-24, ampliando il vecchio range 12-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI4 vengono conseguentemente estesi all'intervallo 12-24, ampliando il vecchio range 17-24;
- viene introdotto il MI5, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 17-24.

I prezzi di acquisto nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) sono oscillati tra 53,68 €/MWh di MI2 e 60,81 €/MWh di MI5. Le sessioni MI1 e MI2, le uniche per

cui è possibile il confronto su base annua, hanno evidenziato decisi rialzi del prezzo, che però si conferma lievemente più basso rispetto al prezzo di acquisto su MGP (PUN) (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 1,9 milioni di MWh, con un aumento del 14,2% rispetto a febbraio 2014. In netta crescita gli scambi nelle prime due sessioni con MI1 a quota 976 mila MWh (+12,1%) ed MI2 a 573 mila su MI2 (+16,0%). Più contenuti gli scambi nelle altre sessioni, che però, si ricorda, prevedono limitati periodi rilevanti contrattabili (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh	
	2015	variazione	2015	variazione
MGP (1-24 h)	54,54	+6,2%	23.149.860	+1,2%
MI1 (1-24 h)	54,21 (-0,6%)	+5,3%	975.543	+12,1%
MI2 (1-24 h)	53,68 (-1,6%)	+4,3%	573.384	+16,0%
MI3 (9-24 h)	57,81 (-)	-	172.203	-
MI4 (13-24 h)	57,77 (-)	-	107.077	-
MI5 (17-24 h)	60,81 (-)	-	96.665	-

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

Prezzi. €/MWh

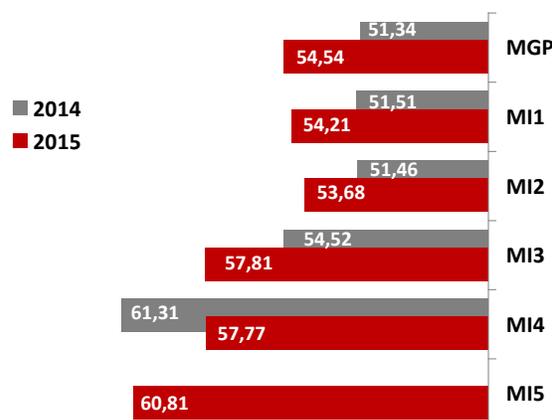
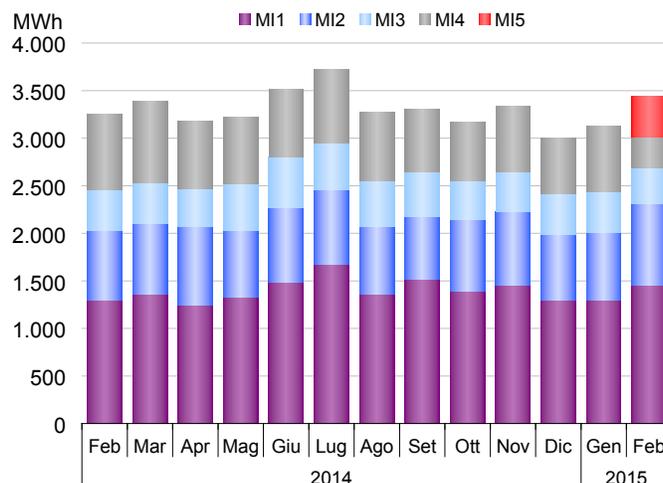
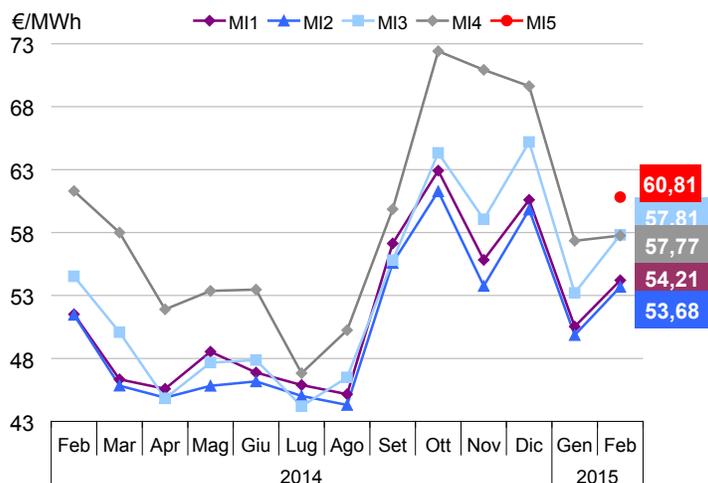


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME

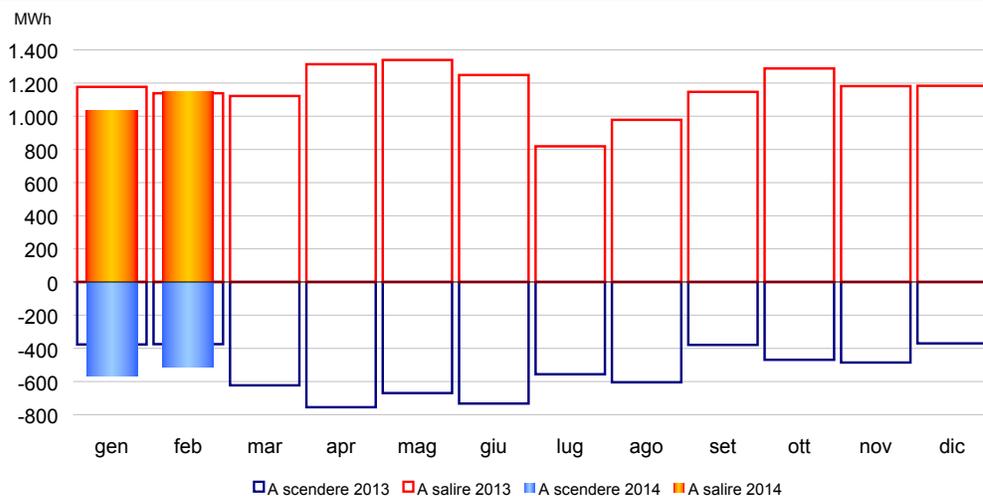


MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, si attestano a 771 mila MWh, pressochè invariati su base annua (+0,8%). In crescita, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 344 mila MWh (+36,8%) (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 7 negoziazioni in cui sono stati scambiati 35 contratti, tutti baseload, per complessivi 81 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 22,2 milioni di MWh, in calo del 10,0% rispetto al mese precedente. In forte rialzo i prezzi di

tutti i prodotti negoziabili nel mese (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto Marzo 2015 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 53,35 €/MWh sul baseload e 62,40 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.386 e 30 MW, per complessivi 2,5 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

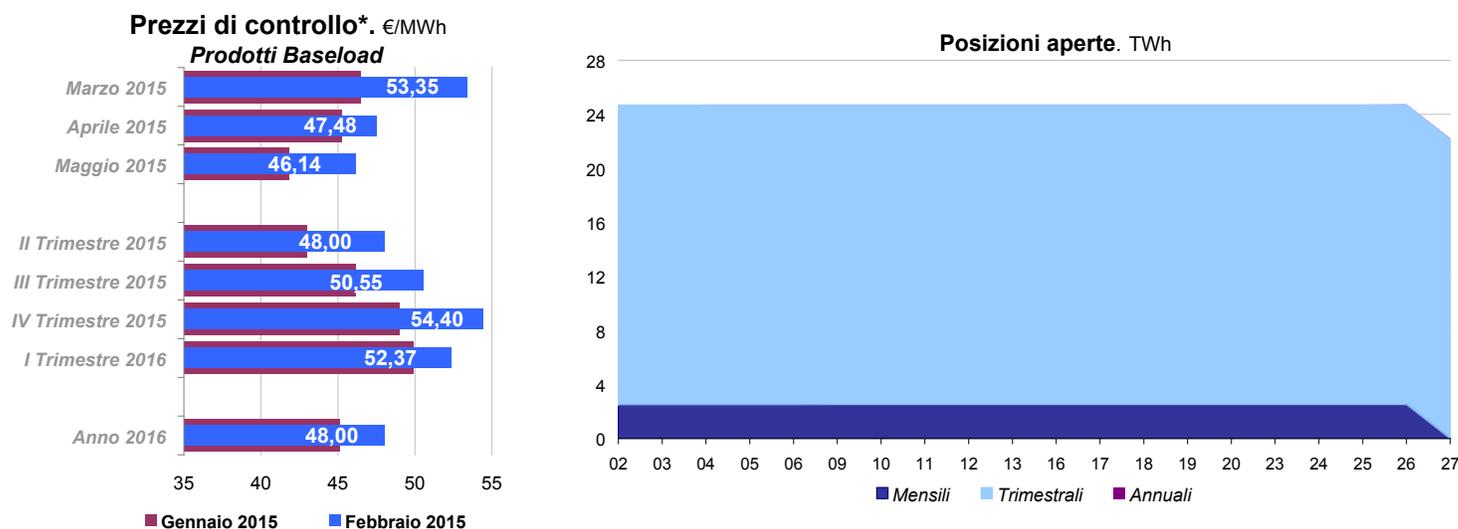
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Marzo 2015	53,35	+14,8%	4	20	-	20	3.386	2.515.798
Aprile 2015	47,48	+5,0%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2015	46,14	+10,3%	-	-	-	-	-	-
Giugno 2015	50,44	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	48,00	+11,7%	-	-	-	-	3.356	7.329.504
III Trimestre 2015	50,55	+9,5%	1	5	-	5	3.356	7.410.048
IV Trimestre 2015	54,40	+11,0%	1	5	-	5	3.356	7.413.404
I Trimestre 2016	52,37	+5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	48,00	+6,4%	1	5	-	5	5	43.920
Totale			7	35	-	35		22.196.876
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Marzo 2015	62,40	+9,5%	-	-	-	-	30	7.920
Aprile 2015	52,81	+7,1%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2015	48,86	+12,5%	-	-	-	-	-	-
Giugno 2015	57,71	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	53,19	+14,4%	-	-	-	-	5	3.900
III Trimestre 2015	55,25	+11,7%	-	-	-	-	5	3.960
IV Trimestre 2015	66,48	+13,3%	-	-	-	-	5	3.960
I Trimestre 2016	63,03	+4,7%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	53,99	+5,8%	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-		11.820
TOTALE			7	35	-	35		22.208.696

* 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 febbraio 2015, ammontano a 28,8 milioni di MWh, tornando dopo cinque mesi in netto calo tendenziale (-8,2%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 26,6 milioni di MWh, sono diminuite del 6,4% rispetto allo scorso anno; mentre quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,3 milioni di MWh, si confermano su livelli molto bassi ed in consistente flessione (-24,4%) (Tabella 9).

In ribasso anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 14,4 milioni di MWh (-9,9%),

minimo in media oraria da ottobre del 2012.

Pertanto il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si conferma su livelli molto alti attestandosi a 2,00 (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,7 milioni di MWh, segnano una flessione del 6,4% su base annua, in accordo con i relativi sbilanciamenti a programma che, con 6,7 milioni di MWh, si riducono del 13,7%. In calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,5 milioni di MWh (-11,5%), con lo sbilanciamento a programma che scende a 2,9 milioni di MWh (-3,0%).

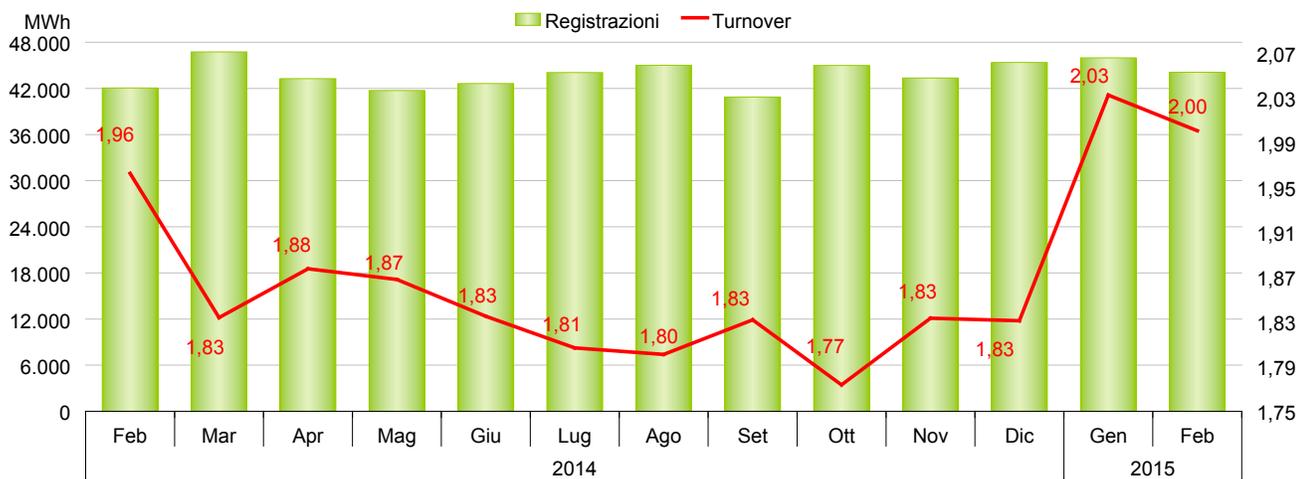
Tabella 10: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.801.261	+21,5%	27,0%	Richiesti	8.400.363	-10,5%	100,0%	11.487.511	-11,5%	100,0%
Off Peak	745.080	+22,5%	2,6%	di cui con indicazione di prezzo	2.498.347	+8,4%	29,7%	6	100%	0,0%
Peak	651.893	-28,9%	2,3%	Rifiutati	721.461	-39,0%	8,6%	179	-	0,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	719.020	-38,6%	8,6%	-	-	-
Totale Standard	9.198.234	+15,8%	31,9%							
Totale Non standard	17.363.328	-15,1%	60,2%	Registrati	7.678.902	-6,4%	91,4%	11.487.332	-11,5%	100,0%
PCE bilaterali	26.561.562	-6,4%	92,1%	di cui con indicazione di prezzo	1.779.327	+57,1%	21,2%	6,00	100%	0,0%
MTE	2.281.152	-24,4%	7,9%	Sbilanciamenti a programma	6.735.724	-13,7%		2.927.294	-3,0%	
TOTALE PCE	28.842.714	-8,2%	100,0%	Saldo programmi	-	-		3.808.430	-20,4%	
POSIZIONE NETTA	14.414.626	-9,9%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio, i consumi di gas naturale in Italia registrano un deciso aumento su base annua (+16,4%) trainati dal settore termoelettrico (+18,8%) e dal settore civile (+16,0%). Sul lato offerta, tengono le importazioni di gas naturale, mentre cala ancora la produzione nazionale ai minimi storici. Le erogazioni dai sistemi di stoccaggio, pertanto, aumentano del 65,4% ed il rapporto giacenza/spazio conferito a fine mese scende al 22,2%.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 5,3 milioni di MWh (pari al 6,2% della domanda complessiva di gas naturale), quasi tutti nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con i prezzi del comparto G-1 inferiori rispetto alle quotazioni al PSV che raggiungono il massimo dell'ultimo anno (26,16 €/MWh).

IL CONTESTO

A febbraio, i consumi di gas naturale in Italia, pari a 8.070 milioni di mc, segnano una ripresa su base annua di ben 16,4% la più consistente da aprile 2013. A trainare la crescita, il rimbalzo dei consumi del settore termoelettrico, che giovandosi anche della frenata delle fonti rinnovabili, si attestano a 1.684 milioni di mc, valore più alto da gennaio 2014, con un incremento su base annua del 18,8%. Le rigide temperature del mese hanno favorito la crescita dei prelievi del settore civile saliti a 4.862 milioni di mc (+16,0%), mentre si riducono, per il quarto mese consecutivo, i consumi del settore industriale che scendono a 1.107 milioni di mc (-3,8%). Le esportazioni si portano sui livelli più alti di sempre a quota 417 milioni di mc mettendo a segno una crescita tendenziale del 142,1%. Dal lato offerta, la produzione nazionale, in calo del 6,2%, scende

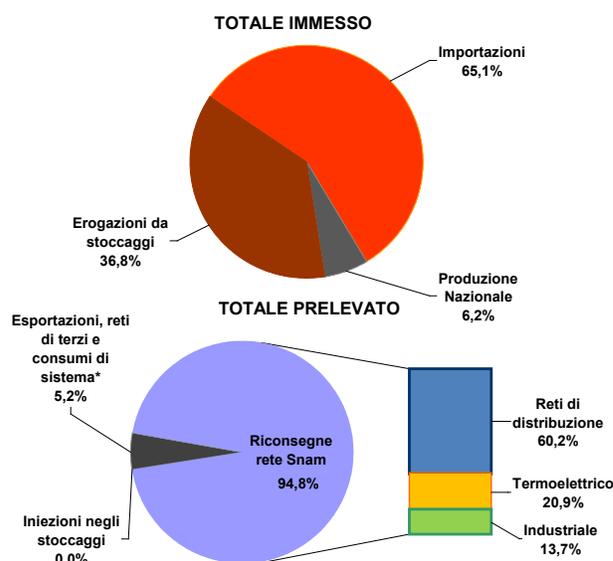
sui livelli più bassi di sempre, con 502 milioni di mc, mentre le importazioni di gas naturale si mantengono stabili a quota 4.597 milioni di mc. Tra i punti di entrata, si confermano in calo le importazioni di gas naturale russo da Tarvisio (-26,7%), pari a 1.983 milioni di mc, e di quello algerino da Mazara (-43,3%), pari a 424 milioni di mc. In aumento, invece, le importazioni di gas del nord Europa da Passo Gries (1.211 milioni di mc; +274,8%) e di quello libico da Gela (571 milioni di mc; +25,7%). In crescita anche le importazioni dal rigassificatore di Cavarzere (404 milioni di mc; +10,7%), mentre permane a regime ridotto quello di Panigaglia. Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 2.970 milioni di mc (+65,4%) pari al 36,8% del totale immesso nel sistema (quota tra le più alte di sempre).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.597	48,7	-0,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	424	4,5	-43,3%
Tarvisio	1.983	21,0	-26,7%
Passo Gries	1.211	12,8	+274,8%
Gela	571	6,0	+25,7%
Gorizia	1	0,0	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-24,8%
Cavarzere (GNL)	404	4,3	+10,7%
Livorno (GNL)	2	0,0	-
Produzione Nazionale	502	5,3	-6,2%
Erogazioni da stoccaggi	2.970	31,4	+65,4%
TOTALE IMMESSO	8.070	85,4	+16,4%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.653	81,0	+13,2%
Industriale	1.107	11,7	-3,8%
Termoelettrico	1.684	17,8	+18,8%
Reti di distribuzione	4.862	51,5	+16,0%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	417	4,4	+142,1%
TOTALE CONSUMATO	8.070	85,4	+16,4%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	8.070	85,4	+16,4%

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



(continua)

Nell'ultimo giorno del mese di febbraio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 2.657 milioni di mc, più bassa del 36,1% rispetto allo stesso giorno del 2014. Il rapporto *giacenza/spazio conferito* si attesta a 22,2%, in flessione di 17,6 punti percentuali rispetto all'anno

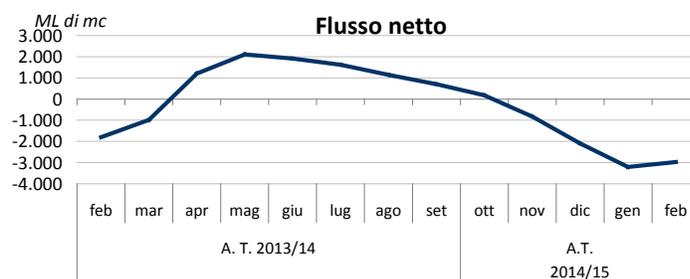
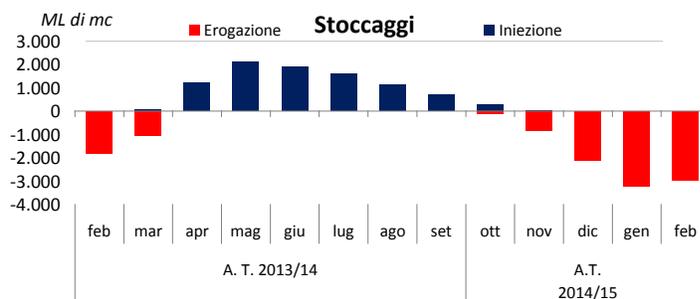
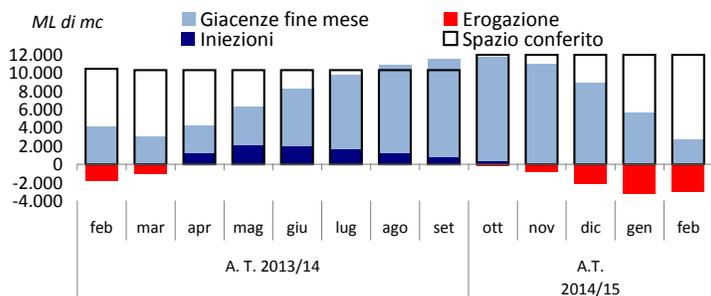
precedente.

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) interrompe il trend decrescente degli ultimi quattro mesi e sale a 26,16 €/MWh (+5,4%), valore più alto dell'ultimo anno.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2015)	2.657	-36,1%
Erogazione (flusso out)	2.970	+65,4%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	2.970	+65,4%
Spazio conferito	11.942	+14,6%
Giacenza/Spazio conferito	22,2%	-17,6 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A febbraio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 5,3 milioni di MWh, pari al 6,2% della domanda complessiva di gas naturale (2,8% a gennaio 2014). In particolare nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) sono stati

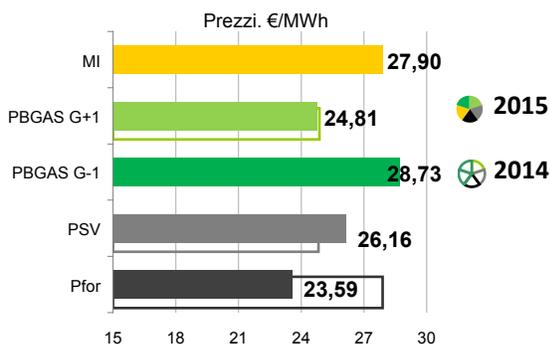
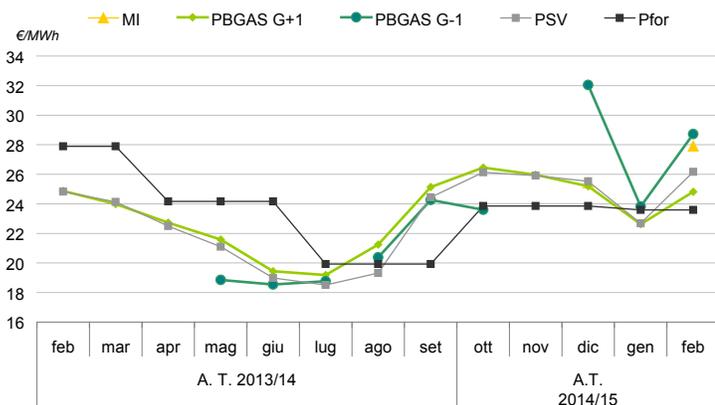
scambiati 417 mila MWh ad un prezzo medio pari a 27,90 €/MWh, i restanti 4,9 milioni di MWh nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	-	-	-	-	-
MI	27,90	-	24,50	417.056	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	28,73	-	24,91	1.575.574	-
Comparto G+1	24,81	(24,87)	23,83	3.331.320	(1.815.982)
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

(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-2015-02	-	-	26,246	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-03	-	-	34,478	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-03	-	-	34,212	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-04	-	-	25,350	10,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-05	-	-	25,002	10,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-06	-	-	31,470	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	26,250	5,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,747	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	26,553	2,4%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 3,3 milioni di MWh in aumento dell'83,4% rispetto ad un anno fa. Il prezzo medio, in flessione tendenziale ormai da oltre un anno, si attesta a 24,81 €/MWh (-0,2%), più basso di 1,35 €/MWh rispetto alle quotazioni registrate al PSV.

Nei 14 giorni, sui 28 di febbraio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,7 milioni di MWh, di cui il 72,5%, pari a 1,2 milioni di MWh venduti dal Responsabile

del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 24,67 €/MWh (-0,6% su base annua). Nei restanti 14 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,6 milioni di MWh, di cui l'80,5% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 24,96 €/MWh, stabile su base annua.

Complessivamente il 76,4% dei volumi scambiati (2,5 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 23,6% da scambi tra operatori, pari a 785 mila MWh.

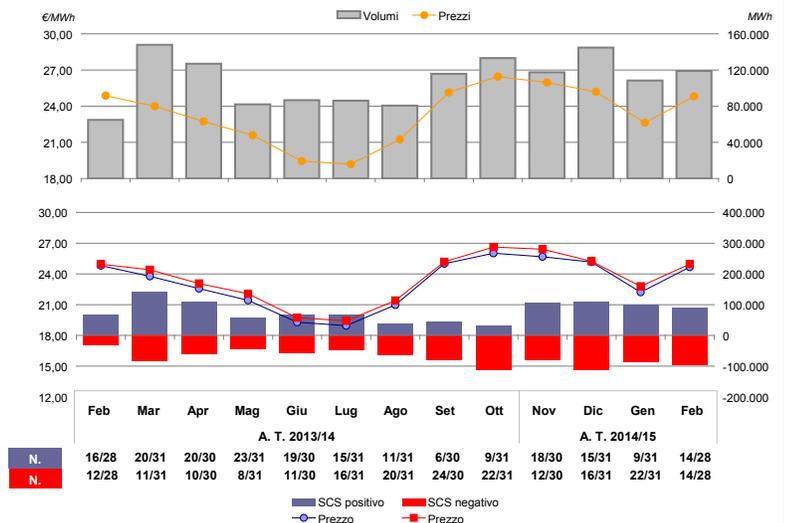
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo €/MWh		positivo n.giorni 14/28	negativo n.giorni 14/28
Prezzo €/MWh	24,81	(-0,2%)	24,67	24,96
Acquisti MWh	3.331.320	(+83,4%)	1.697.164	1.634.156
RdB	1.315.895	(+261,2%)		1.315.895
Operatori	2.015.424	(+38,8%)	1.697.164	318.261
Vendite MWh	3.331.320	(+83,4%)	1.697.164	1.634.156
RdB	1.230.103	(+18,5%)	1.230.103	
Operatori	2.101.216	(+170,3%)	467.060	1.634.156

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi N°	55	35	50



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a febbraio sono stati scambiati 1,0 milioni di MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 28,73 €/MWh. Nelle sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha presentato un'offerta in acquisto soddisfatta dalle vendite degli operatori nelle zone

Import, Stogit, G+1 e G+N. La zona Stogit si conferma la zona più liquida con 664 mila MWh (pari al 66,4% del totale) scambiati ad un prezzo medio di 25,17 €/MWh, anch'esso più basso delle quotazioni al PSV.

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

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	Stogit	Reintegro Stogit	G+1	G+N	
Prezzo. €/MWh	31,63	-	25,17	-	27,02	27,10	28,73*
Volumi. MWh	133.762	-	664.307	-	295.654	278.925	1.000.995
Operatori. N.	4	-	23	-	17	13	28

* Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di febbraio interrompe la drastica discesa dei prezzi dei combustibili registrata negli ultimi mesi, mostrando per la prima volta in otto mesi in quasi tutti i riferimenti del greggio e dei suoi derivati ampi segnali di ripresa. Allo stesso scenario si assiste guardando al mercato del gas naturale, dove i prezzi spot dei principali hub europei si

impennano congiuntamente, in analogia con la tendenza descritta a febbraio 2012 a causa della stagionalità. Seguono il medesimo sviluppo i riferimenti delle maggiori borse europee di energia elettrica, unica commodity che in un momento storico comunque recessivo guadagna terreno anche rispetto ai valori dello scorso anno.

A febbraio, il prezzo a pronti del Brent risale a quota 58 \$/bbl in ragione della più intensa variazione positiva congiunturale degli ultimi dieci anni (+21%), pur mantenendosi ben al di sotto dei picchi toccati lo scorso anno nello stesso periodo (-48%). Tale dinamica sembra spiazzare le aspettative riposte dagli operatori il mese scorso (48 \$/bbl) e, stando alle previsioni rialziste espresse per i prodotti di prossima consegna (56/68 \$/bbl, +10/+17%), appare essere accolta anche dai mercati a termine. In sincronica risalita gli altri due riferimenti di costo del petrolio, che si limita tuttavia per il WTI (51 \$/bbl) a soli +4 \$/bbl.

Analogo comportamento seguono come di consueto i due combustibili derivati, olio combustibile (300 \$/MT, +26%) e gasolio (554 \$/MT, +17%), sia nelle quotazioni spot che in

quelle a termine.

Per quanto in linea con il generale scenario di ripresa, non risalta allo stesso modo l'incremento osservato nel mercato europeo del carbone (62 \$/MT, +8%, -20%), interessato da un trend decrescente consolidato dall'aprile del 2011, interrotto da saltuarie inversioni di tendenza che tuttavia non sembrano mai così intense da poter ribaltarne il verso. Seguono l'andamento dello spot le quotazioni a termine che, in rialzo rispetto allo scorso mese, non preannunciano ulteriori rincari (61/62 \$/MT, +3/+9%).

L'ulteriore perdita di potere dell'euro sul dollaro (1,14 \$/€, -2%, -17%), ai minimi da settembre 2003 e quotato stabile per i prossimi mesi (prodotti a termine fermi a 1,14 \$/€) amplifica la crescita delle quotazioni oggetto di analisi.

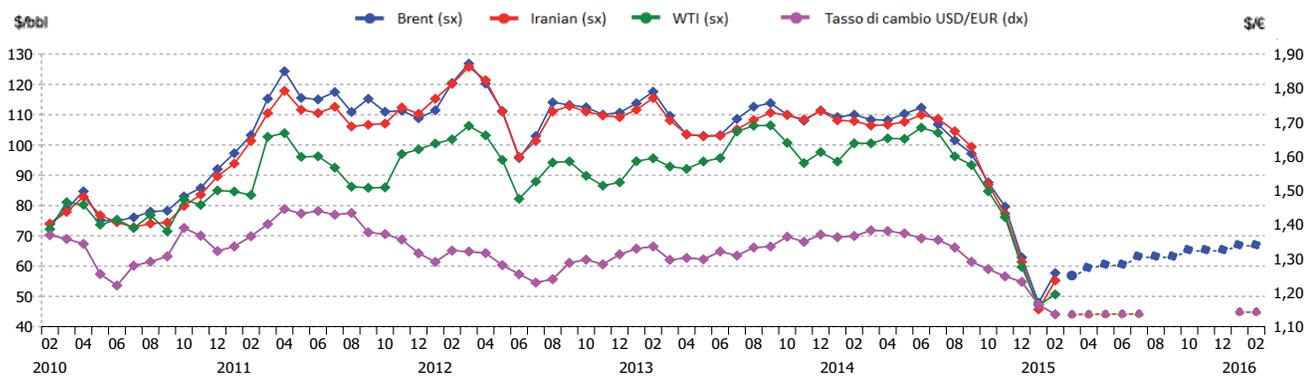
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Feb 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 15	Var M-1 (%)	Apr 15	Var M-1 (%)	Mag 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	57,72	+ 21 %	- 48 %	47,67	56,41	+ 14 %	59,32	+ 17 %	60,18	-	68,50	+ 10 %
Brent FOB	€/bbl	50,81	+ 24 %	- 37 %	-	49,68	-	52,22	-	52,96	-	59,93	-
OLIO COMB.	\$/MT	300,45	+ 26 %	- 52 %	250,12	308,12	+ 23 %	311,85	+ 22 %	315,17	-	356,06	+ 16 %
0.1 FOB Barge	€/MT	264,48	+ 29 %	- 42 %	-	271,36	-	274,55	-	277,37	-	311,51	-
GASOLIO	\$/MT	554,28	+ 17 %	- 40 %	545,25	-	-	-	-	-	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	487,93	+ 20 %	- 28 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CARBONE	\$/MT	62,09	+ 8 %	- 20 %	57,20	62,33	+ 9 %	61,61	+ 7 %	61,80	-	62,25	+ 3 %
ARA Stm 6000K	€/MT	54,66	+ 11 %	- 3 %	-	54,89	-	54,24	-	54,38	-	54,46	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,14	- 2 %	- 17 %	-	1,14	- 1 %	1,14	- 1 %	1,14	-	1,14	- 2 %

Fonte: Thomson-Reuters

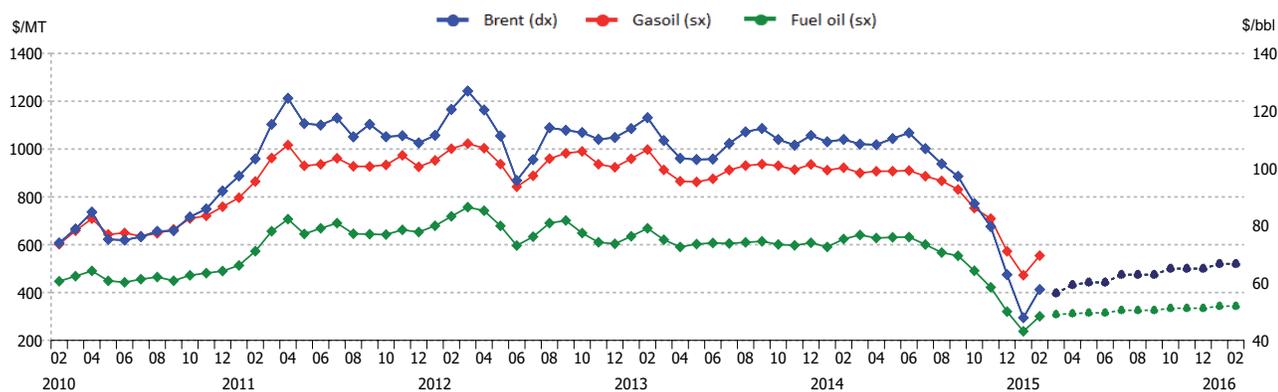
(continua)

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



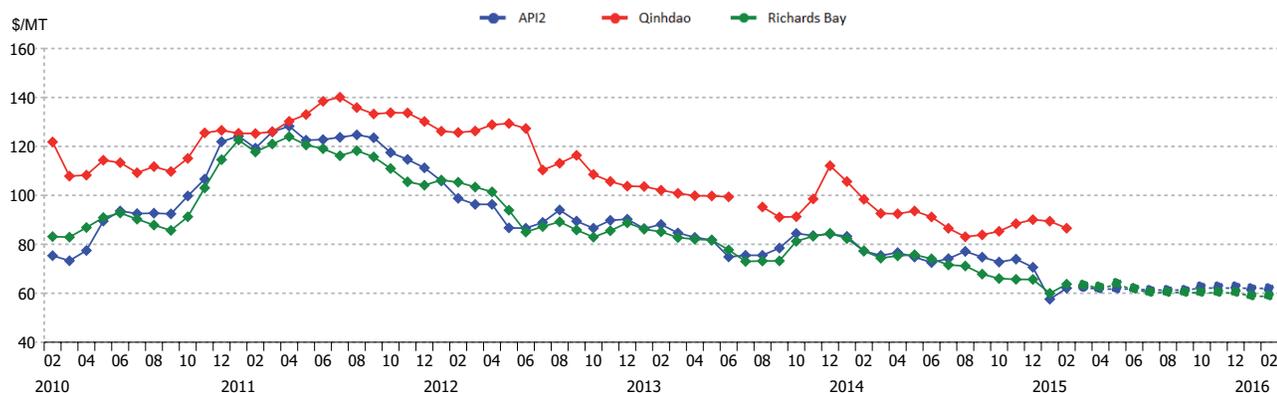
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



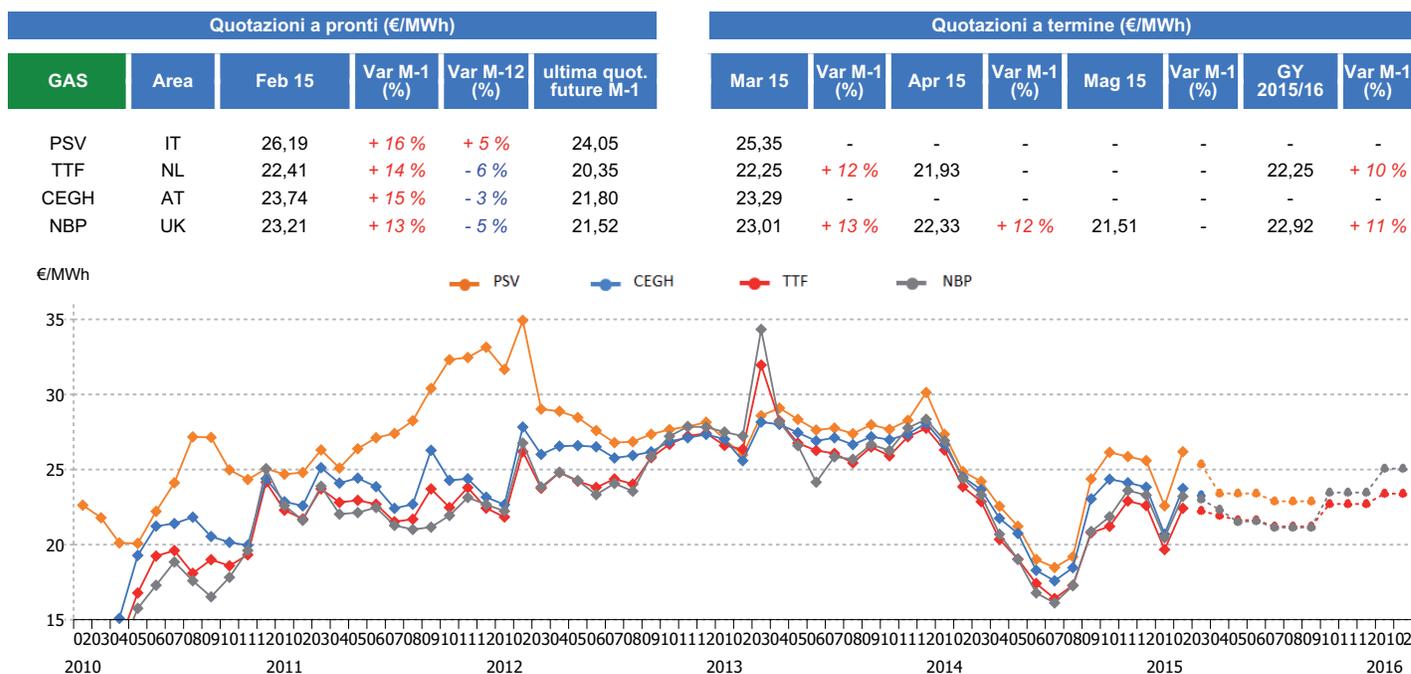
Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

Anche i prezzi europei del gas descrivono un aumento mensile che li riporta pressoché sui valori registrati nel mese di dicembre, rientrando dall'insolito ribasso osservato a gennaio e assecondando peraltro la stagionalità dei consumi. La sincronia rilevata negli sviluppi dei vari prezzi tende a preservare l'ampiezza dei reciproci differenziali che, in particolare nella coppia Italia-Olanda, si mantiene sui 4 €/

MWh, con il TTF sempre più competitivo (22 €/MWh contro i 26 €/MWh italiani). La quotazione al PSV è l'unica a registrare un incremento anche su base annua (+5%), in linea con la maggior domanda termoelettrica e residenziale. Decisamente rivalutate al rialzo le aspettative disponibili degli operatori preavvisano una sostanziale stabilità dei prezzi, che sembra replicare gli andamenti solitamente osservati in corso d'anno.

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



Fonte: Thomson-Reuters

In ripresa anche la maggior parte delle borse elettriche europee, che assorbono l'andamento dei combustibili di riferimento e la consueta variazione al rialzo dei consumi, con il prezzo francese che – in virtù di più rigide condizioni climatiche e delle impreviste indisponibilità nel suo parco nucleare – si attesta sul valore massimo dalla primavera del 2013 (50 €/MWh, +21%, +30%). Più intensa la variazione registrata su base mensile in Germania (37 €/MWh, +28%), che appare comunque allineata con la tendenza solitamente mostrata dal prezzo spot in questo periodo dell'anno e lascia invariato lo spread con la Francia (-13 €/MWh). Il prezzo italiano sale a 54,5 €/MWh, in aumento

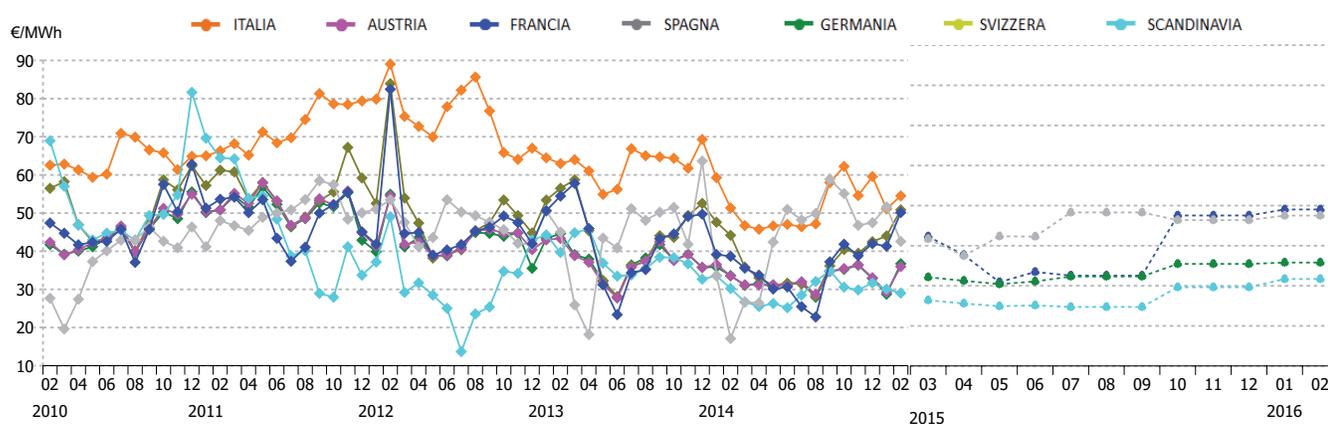
del 6% sullo scorso anno, in linea con il rialzo osservato sui volumi di borsa (+5%). Quanto al suo differenziale dalle borse limitrofe si segnala la forte riduzione dello spread dalla Francia (+4 €/MWh vs i 13 €/MWh dello scorso anno) che peraltro risulta unita in coupling in diverse ore della parte finale del mese. Quanto al prezzo spagnolo, si conferma la sua elevata volatilità che a febbraio si esprime attraverso una variazione su base annua del 149% (43 €/MWh). Sebbene rivalutate, le previsioni per i prezzi future annunciano ribassi sia sui prodotti mensili, in linea con la stagionalità della domanda, sia su quelli annuali.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Feb 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 15	Var M-1 (%)	Apr 15	Var M-1 (%)	Mag 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	54,50	+ 7 %	+ 6 %	46,47	49,04	+ 0 %	46,24	+ 3 %	42,84	-	46,96	+ 2 %
FRANCIA	50,15	+ 21 %	+ 30 %	47,75	42,30	+ 8 %	37,68	+ 6 %	30,91	-	39,89	-
GERMANIA	36,72	+ 28 %	+ 9 %	35,70	32,13	+ 3 %	31,26	+ 3 %	30,40	-	32,87	-
SPAGNA	42,57	- 17 %	+ 149 %	47,25	41,68	+ 3 %	37,49	+ 6 %	42,35	-	45,54	-
AREA SCANDINAVA	29,05	- 3 %	- 4 %	32,25	26,38	- 7 %	25,58	- 6 %	24,91	-	28,52	-
AUSTRIA	35,98	+ 23 %	+ 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	50,86	+ 16 %	+ 15 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



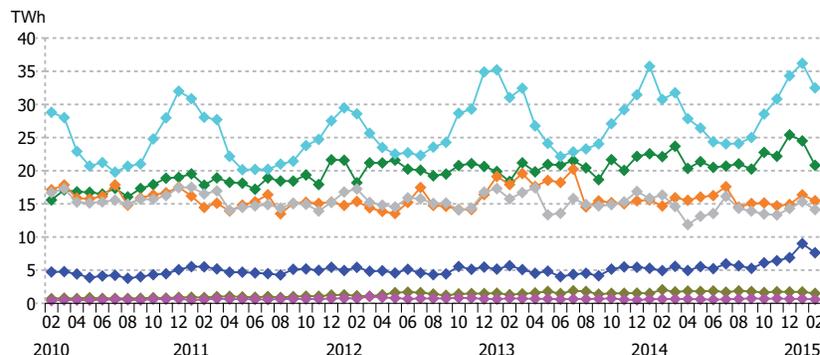
In merito ai volumi, torna ad essere Nord Pool la borsa più capiente con i suoi 32,5 TWh, in aumento su base annua (+6%). Segue il gruppo EPEX (30,5 TWh, +2%), nel quale la ripresa mostrata dalla borsa francese (7,6 TWh, +55%) compensa l'andamento opposto rilevato sulle restanti (-6/-

27%). A conferma di quanto si rilevava lo scorso mese, infine, le due borse mediterranee si allontanano leggermente l'una dall'altra, evidenziando andamenti annui contrapposti (Italia 15,5 TWh, +5%; Spagna 14 TWh, -13%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Feb 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	15,5	- 5 %	+ 5 %
FRANCIA	7,6	- 15 %	+ 55 %
GERMANIA	20,8	- 15 %	- 6 %
SPAGNA	14,1	- 8 %	- 13 %
AREA SCANDINAVA	32,5	- 10 %	+ 6 %
AUSTRIA	0,6	- 12 %	- 8 %
SVIZZERA	1,5	- 13 %	- 27 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio 2015 sul Mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 317.996 TEE, in aumento rispetto ai 197.718 TEE scambiati a gennaio.

Dei 317.996 TEE sono stati scambiati 92.378 TEE di Tipo I, 186.401 TEE di Tipo II, 7.670 TEE di Tipo II CAR, e 31.547 TEE di Tipo III.

Rispetto al mese di gennaio, si registra un aumento dei prezzi medi pari a 7,39 % per i TEE di Tipo I, del 7,06 % per i TEE di Tipo II, del 9,34 % per i TEE di Tipo II-CAR, e del 7,43 % per i TEE di Tipo III.

In particolare, analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad

una media di 106,97 € (rispetto a 99,61 € di gennaio), i titoli di Tipo II, ad una media di 106,65 € (rispetto a € 99,62 di gennaio), i titoli di Tipo II-CAR, ad una media di 107,84 € (98,62 € a gennaio) e i titoli di Tipo III sono stati quotati ad una media di 107,14 € (rispetto a 99,73 € di gennaio).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 779.528 TEE (237.781 di Tipo I, 465.520 di Tipo II, 10.344 di Tipo II CAR, 65.827 di Tipo III e 56 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 33.053.001 TEE.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di febbraio 2015.

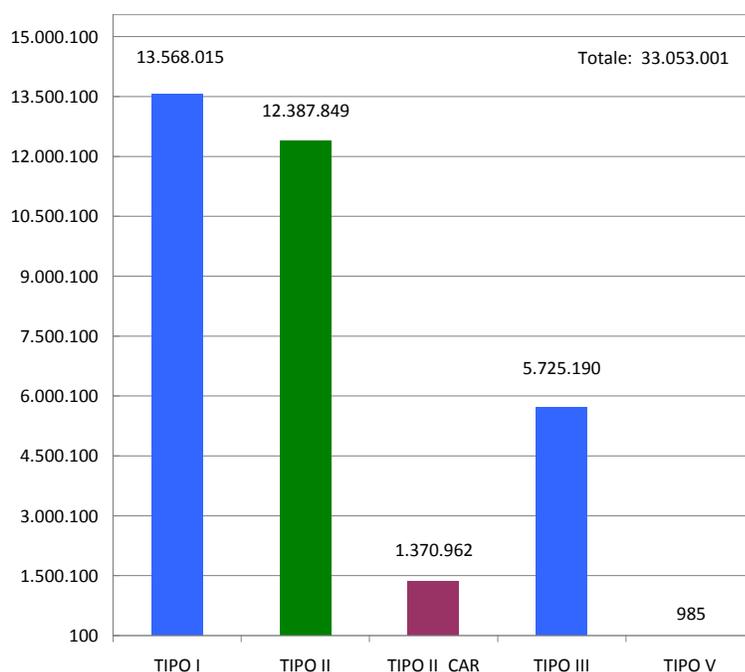
TEE, risultati del mercato del GME - febbraio 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	92.378	186.401	7.670	31.547
Valore Totale (€)	9.881.879,86	19.879.662,67	827.125,00	3.380.009,17
Prezzo minimo (€/TEE)	90,00	101,50	103,50	100,90
Prezzo massimo (€/TEE)	110,00	109,50	109,50	109,50
Prezzo medio (€/TEE)	106,97	106,65	107,84	107,14

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine febbraio 2015 (dato cumulato)

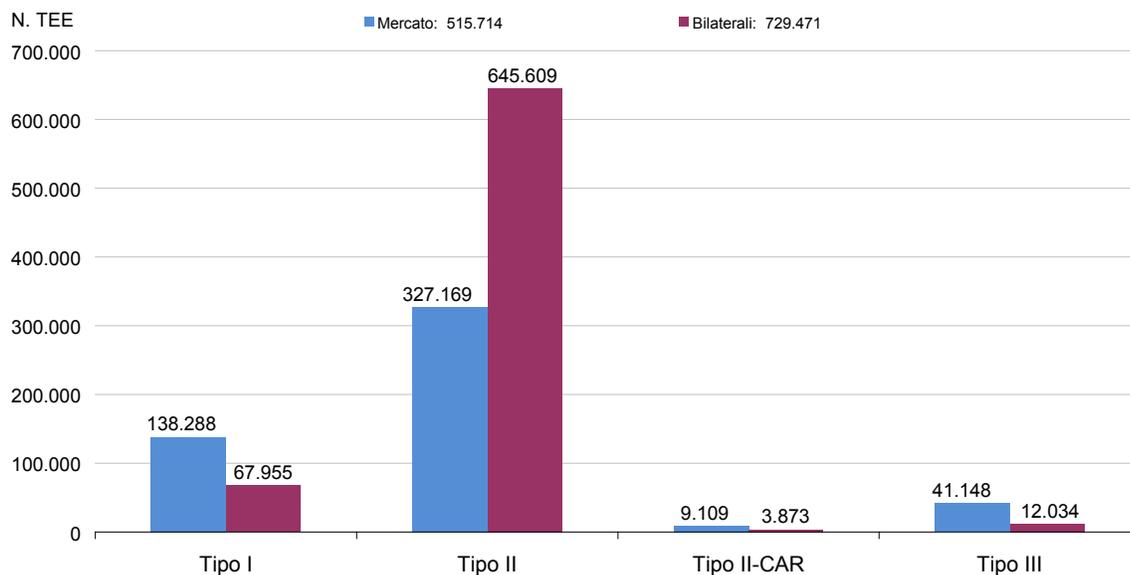
Fonte: GME



(continua)

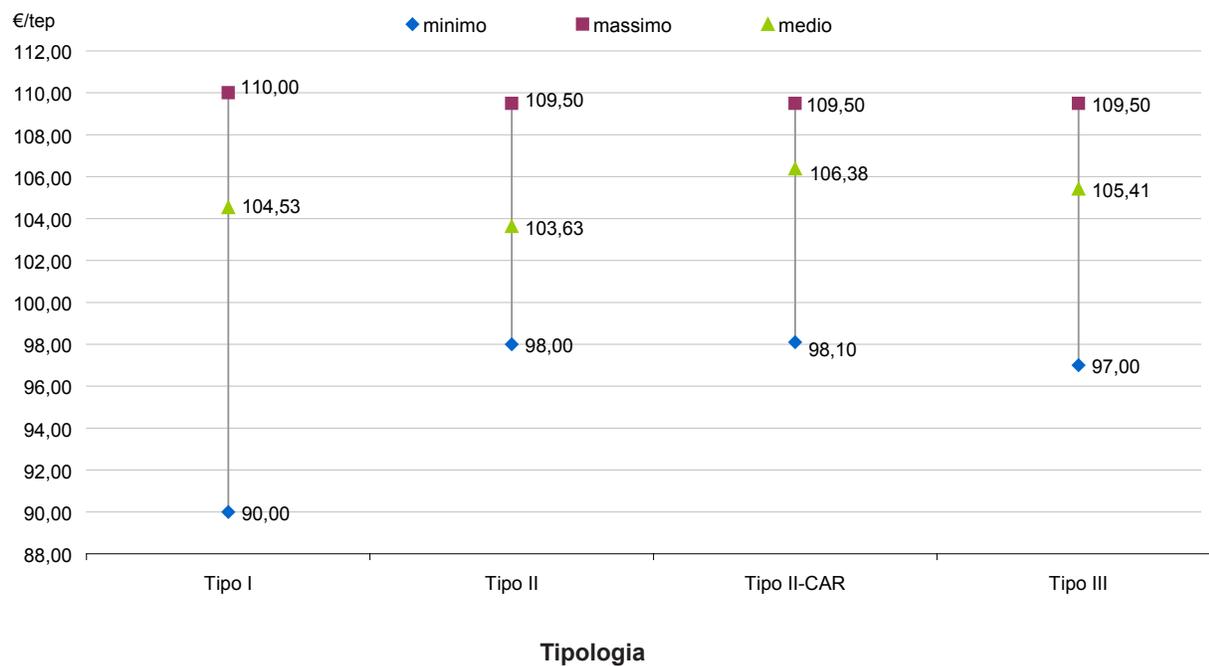
TEE scambiati dal 1 gennaio 2015

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2015)

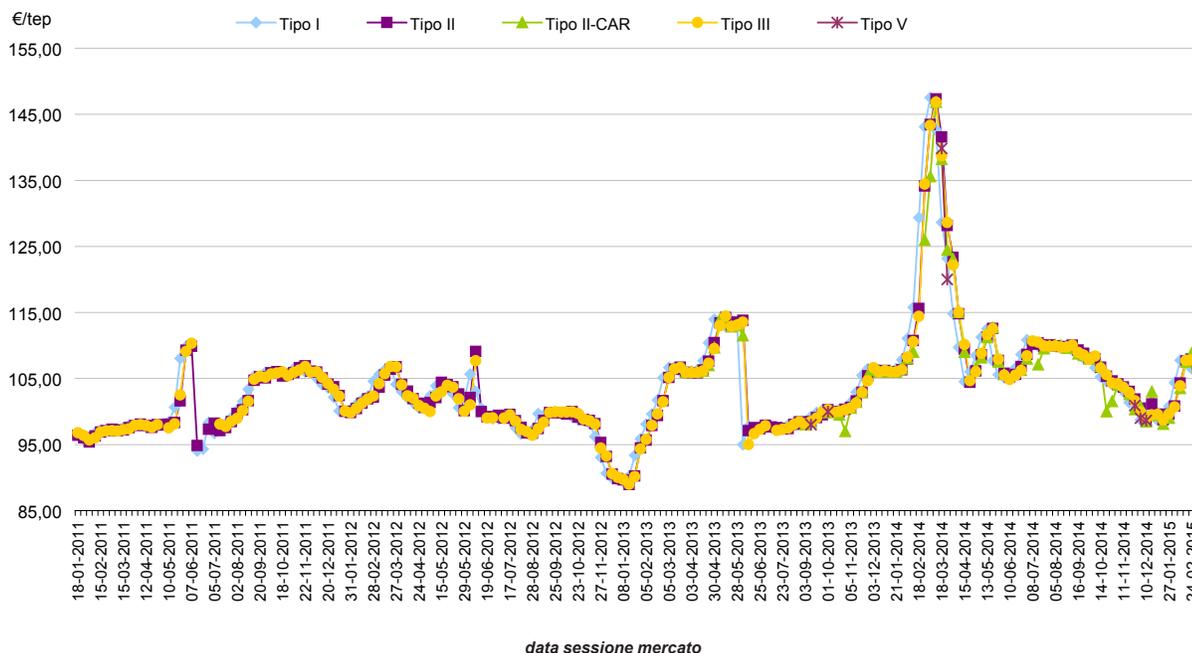
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



Nel corso del mese di febbraio 2015 sono stati scambiati 365.305 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (364.166 TEE nel mese di gennaio 2015).

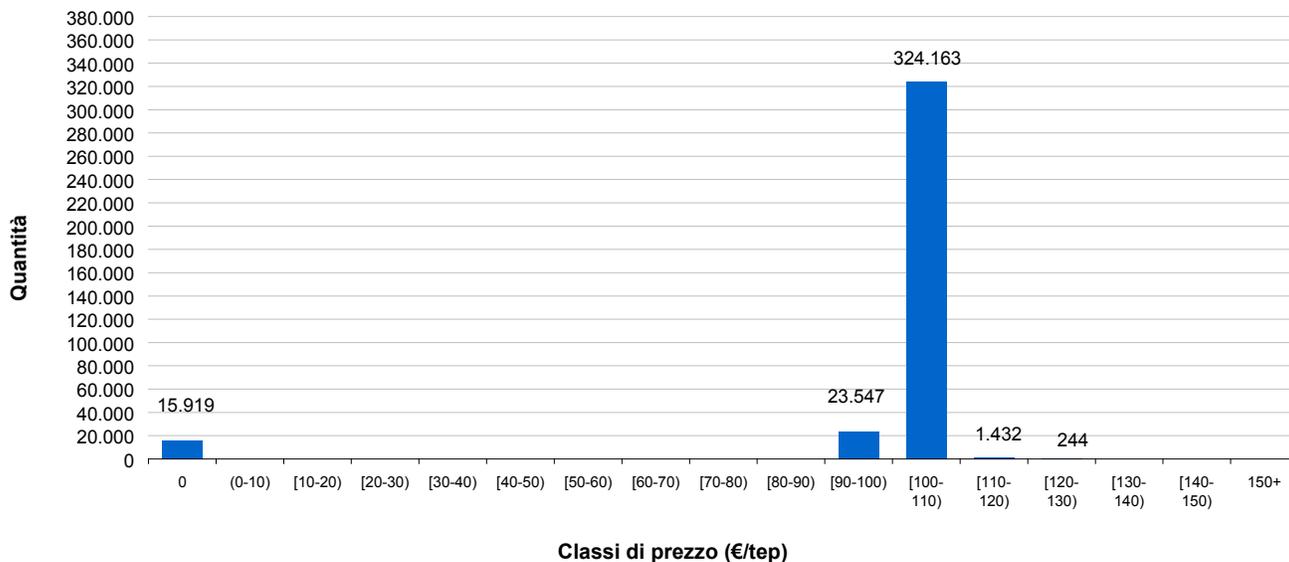
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 100,98 €/tep (49,20 €/tep lo scorso gennaio),

minore di 5,84 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 106,82 €/tep (99,62 €/tep a gennaio).

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi mensili scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classi di prezzo - febbraio 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di febbraio 2015, sono stati scambiati 728.745 CV, in lieve diminuzione, rispetto ai 781.662 CV scambiati nel mese di gennaio.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2014 IV Trim, con 369.072 certificati (614.535 i CV 2014 IV Trim scambiati a gennaio), dei CV 2014 III Trim, con un volume pari a 129.857 CV (96.911 i CV 2014 III Trim relativi allo scorso mese) e dei CV 2012 con 93.489 titoli sulla piattaforma (15.975 i CV 2012, a gennaio).

I CV 2013 IV Trim hanno raggiunto un volume totale pari a 68.080 titoli (31.568 i CV 2013 IV Trim, presenti sulla piattaforma nel mese a confronto), mentre i CV 2014 II Trim hanno registrato un volume pari a 20.354 CV (4.400 i CV 2014 II Trim, a gennaio).

Seguono nell'ordine, i CV 2013 III Trim con 19.682 CV (11.390 i CV 2013 III Trim presenti il mese scorso sulla piattaforma), i CV 2013 II Trim, con 13.082 titoli (1.997 i CV 2013 II Trim, a gennaio), e i CV 2014 I Trim, con 8.102 certificati (3.038 i CV 2014 I Trim, scambiati a gennaio).

Chiudono l'elenco i CV 2013 I Trim con 5.167 titoli scambiati (1.848 i CV 2013 I Trim, nel mese scorso), e i CV 2013 TRL IV Trim con 1.860 certificati, assenti a gennaio sul mercato.

In relazione al confronto fra i prezzi medi rispetto al mese precedente, è stato osservato un aumento generale delle

quotazioni, tranne che per i CV 2014 I Trim, che hanno registrato un prezzo medio pari a 96,93 €/MWh, in diminuzione di 0,17 €/MWh rispetto al mese scorso.

Si rileva, in particolare, che il prezzo medio dei CV 2012, pari a 88,59 €/MWh, ha avuto un incremento di 1,33 €/MWh, rispetto a gennaio, il prezzo medio dei CV 2013 I Trim è stato registrato pari a 92,45 €/MWh con una crescita di 3,18 €/MWh e il prezzo medio dei CV 2013 II Trim, pari a 92,58 €/MWh ha segnato un rialzo di 3,32 €/MWh. Il prezzo medio dei CV 2013 III Trim, pari a 91,56 €/MWh, ha osservato un aumento di 2,41 €/MWh.

I CV 2013 IV Trim sono stati scambiati ad una media pari a 90,27 €/MWh maggiore, rispetto a quella registrata a gennaio, di 1,34 €/MWh, mentre, i CV 2014 II Trim e i CV 2014 IV Trim, scambiati ad un prezzo medio, rispettivamente, di 97,03 €/MWh e di 96,52 €/MWh, sono risultati entrambi in crescita di 0,47 €/MWh. Infine, i CV 2014 III Trim, scambiati ad un prezzo medio pari a 96,95 €/MWh, hanno registrato un aumento pari a 0,60 €/MWh, rispetto al mese precedente.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di Febbraio 2015.

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

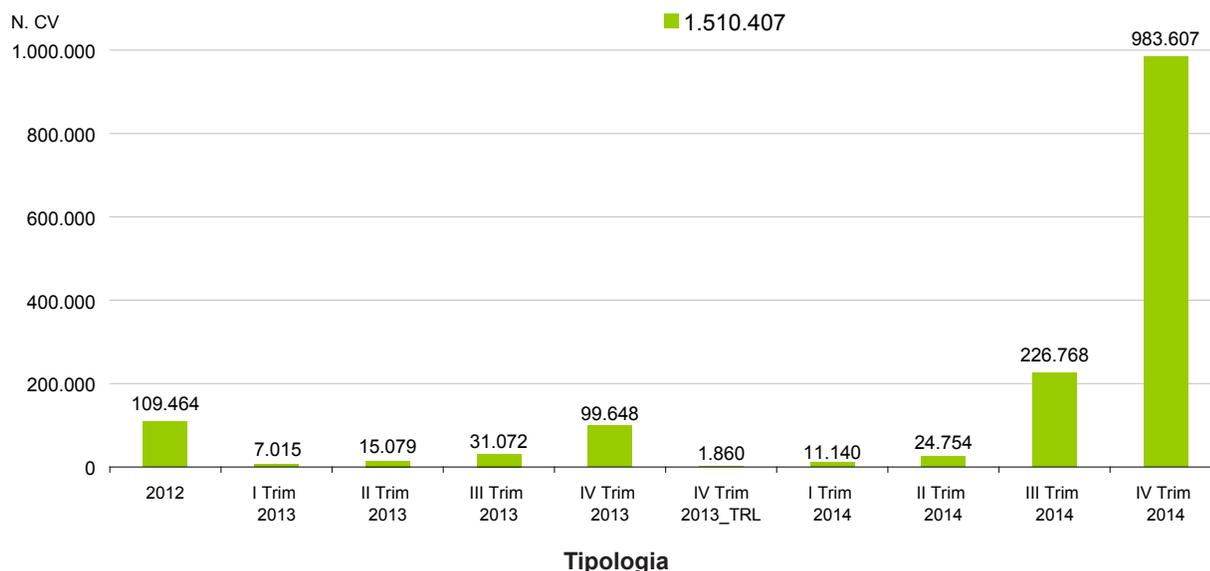
CV, risultato del mercato GME - febbraio 2015

Fonte: GME

	Periodo di riferimento									
	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	IV Trim 2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	93.489	5.167	13.082	19.682	68.080	1.860	8.102	20.354	129.857	369.072
Valore Totale (€)	8.282.337,69	477.714,00	1.211.157,20	1.802.128,00	6.145.792,85	164.599,00	785.303,60	1.974.849,50	12.589.311,58	35.624.248,91
Prezzo minimo (€/CV)	87,85	91,00	91,00	89,49	88,25	87,90	96,80	96,70	96,70	96,00
Prezzo massimo (€/CV)	92,00	92,50	92,80	94,25	93,00	90,00	97,05	97,20	97,05	96,79
Prezzo medio (€/CV)	88,59	92,45	92,58	91,56	90,27	88,49	96,93	97,03	96,95	96,52

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

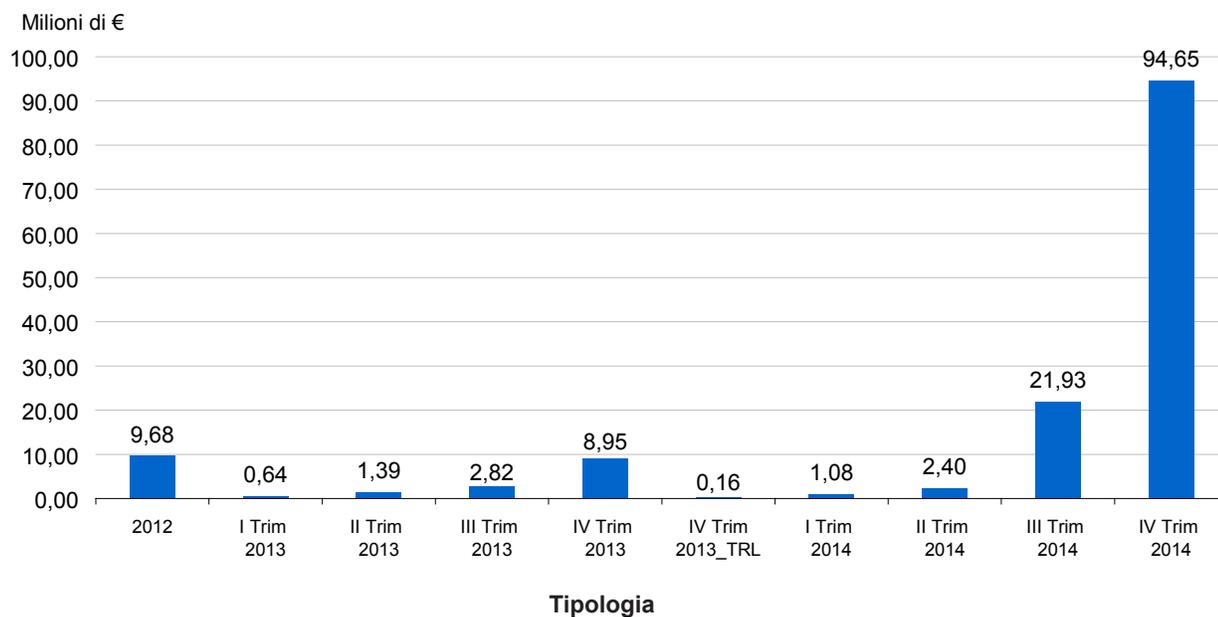
Fonte: GME



(continua)

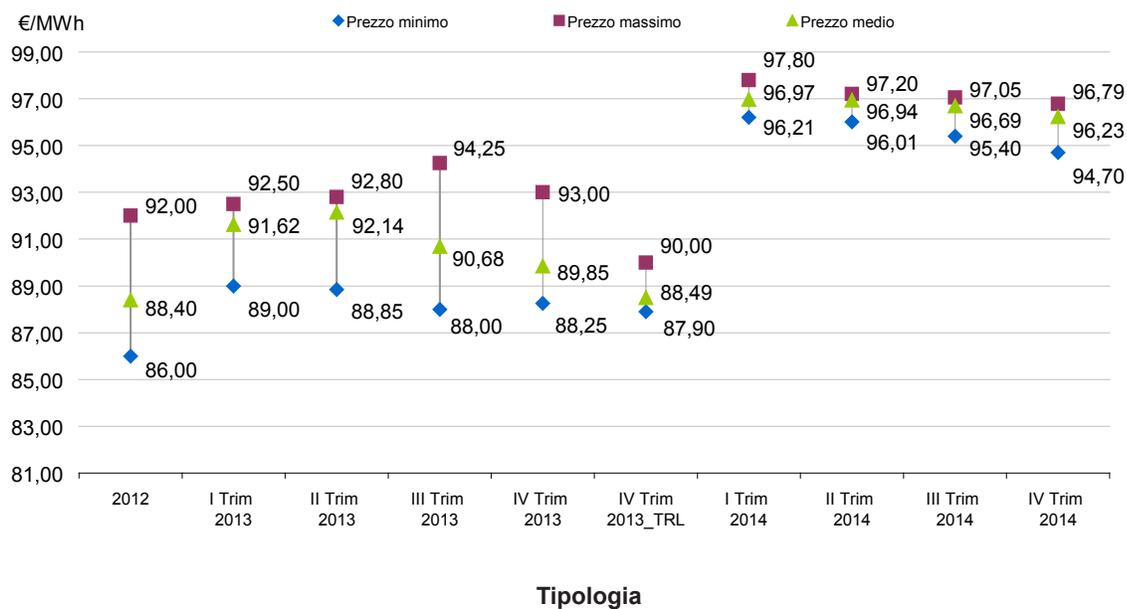
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di febbraio 2015 sono stati scambiati 2.298.401 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (1.040.627 CV nel mese di gennaio).

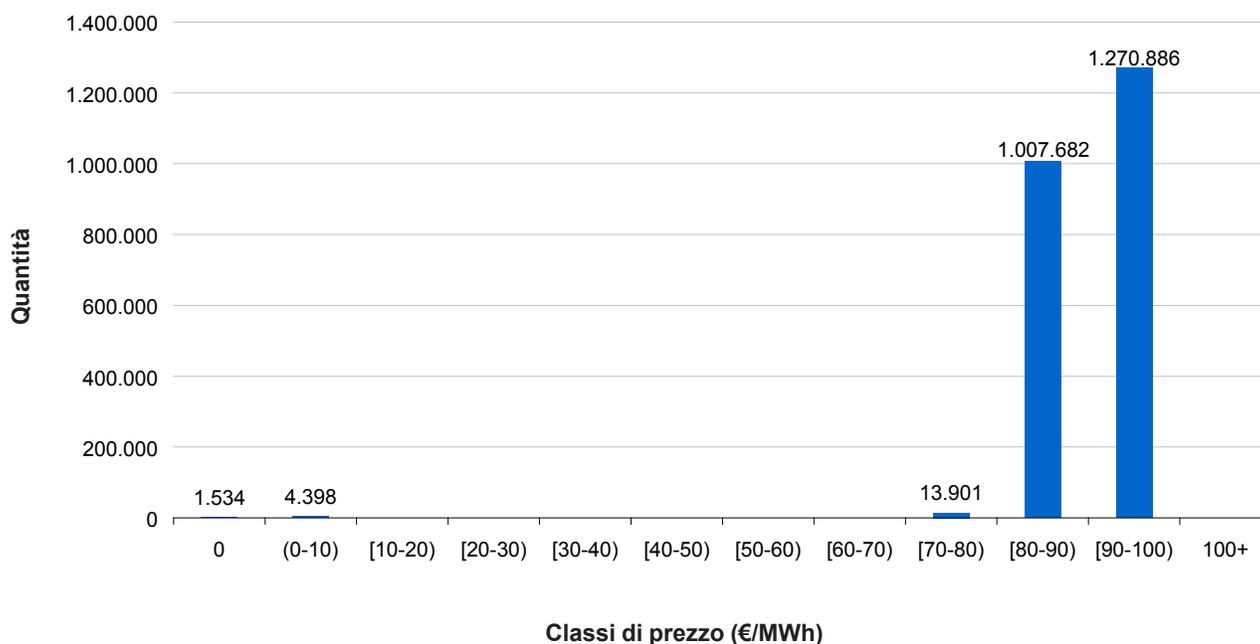
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di febbraio, è stata pari a 90,86 €/MWh,

minore di 3,90 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (94,76 €/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 - febbraio 2015

Fonte: GME



SHALE OIL: PERNO DEL NUOVO ORDINE PETROLIFERO MONDIALE?

di Filippo Clò – R.I.E.

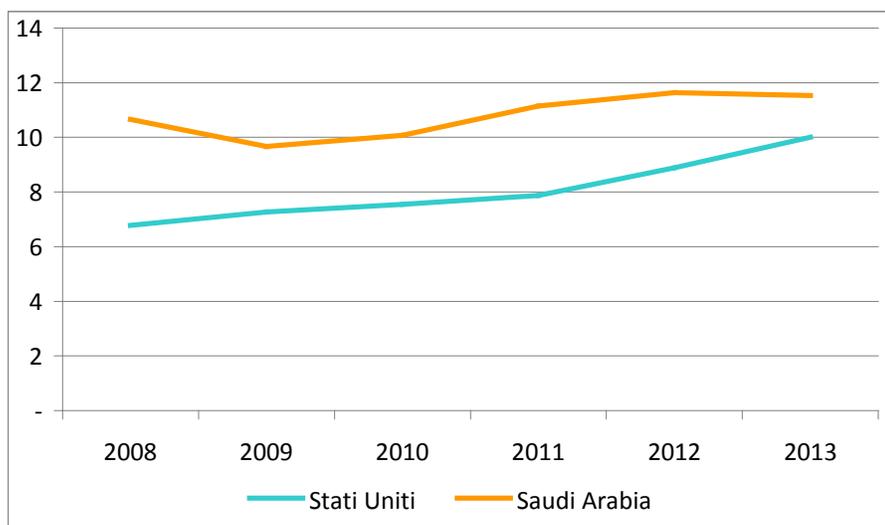
(continua dalla prima)

L'applicazione di queste tecniche inizia ad interessare in maniera sostanziale l'estrazione di shale oil a partire dal biennio 2008-2009, quando le quotazioni del gas sulla piattaforma negoziale Henry Hub passano da punte superiori ai 13 doll./MBTU del luglio 2008 a minimi inferiori a 3 doll./MBTU del settembre 2009². Ciò ha determinato una rifocalizzazione delle strategie di impresa verso il più profittevole greggio in tempi estremamente rapidi, grazie all'efficacia decisionale e alla flessibilità operativa delle circa 8.000 compagnie che fanno parte dell'Independent Petroleum Association of America.

In sostanza, si è di fronte ad una vera e propria "rivoluzione" energetica che in meno di un decennio ha consentito agli Stati Uniti di accrescere la propria produzione metanifera del 35% (circa 177 mld. mc tra il 2005 ed il 2013) e quella petrolifera di quasi il 50% (circa 3,2 mil. b/g tra il 2008 ed il 2013) riportandola a livelli superiori ai 10 mil. b/g e sul podio

mondiale dopo Arabia Saudita e Russia³. Rivoluzione di cui, tuttavia, non si ha pieno sentore almeno fino al marzo 2012 – quando Citi Research ed il suo direttore Edward Morse pubblicano un rapporto dall'intrigante titolo "Energy 2020. North America, the new Middle East?"⁴ – ma che nei fatti viene ampiamente sottostimata anche successivamente. La sua portata diventa evidente nel momento in cui lo strabiliante incremento della produzione petrolifera statunitense viene additato come causa del recente crollo dei prezzi del greggio: con un contributo di circa i 4/5 della crescita del totale mondiale 2008-2013 (pari a 3,8 mil. b/g)⁵. Contestualmente, l'Opec recupera – superando – quei 2,3 mil. b/g (di cui circa 1 mil. b/g la sola Arabia Saudita) che si era sottratta tra il 2008 ed il 2009 per riportare i prezzi ad un livello ritenuto accettabile dopo il crollo seguito alla Grande Recessione. La crescita della produzione statunitense in parallelo alla ripresa di quella Opec determina una graduale situazione di oversupply.

Fig.1 – Confronto tra l'andamento della produzione petrolifera statunitense e saudita (mil. b/g)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2014

Tuttavia, il calo dei prezzi si innesca solo quando nel luglio 2014 – nonostante la persistenza di tensioni geopolitiche in diverse parti del mondo (Ucraina, Libia, Iraq) – l'abbondante offerta presente sul mercato si combina con un tasso di crescita della domanda petrolifera ben inferiore alle aspettative, in particolare sul fronte cinese. La corsa al ribasso continua nei mesi successivi per la mancanza di segnali in grado di arrestarne la discesa, sia lato domanda che, soprattutto, lato offerta. Ad ottobre inizia infatti ad apparire evidente

l'indisponibilità dell'Arabia Saudita a ridurre la sua produzione e quindi a svolgere il suo storico ruolo di swing producer (produttore residuale). La posizione di Riad diventa ufficiale il 27 novembre 2014, quando l'Opec decide di mantenere invariato il proprio tetto produttivo di 30 mil. b/g lasciando il mercato, di fatto, libero di trovare il proprio equilibrio domanda/offerta. Una decisione che non lascia indifferente gli operatori del mercato, tanto che il valore del Brent Dated perde di colpo 7 doll.

SHALE OIL: PERNO DEL NUOVO ORDINE PETROLIFERO MONDIALE?

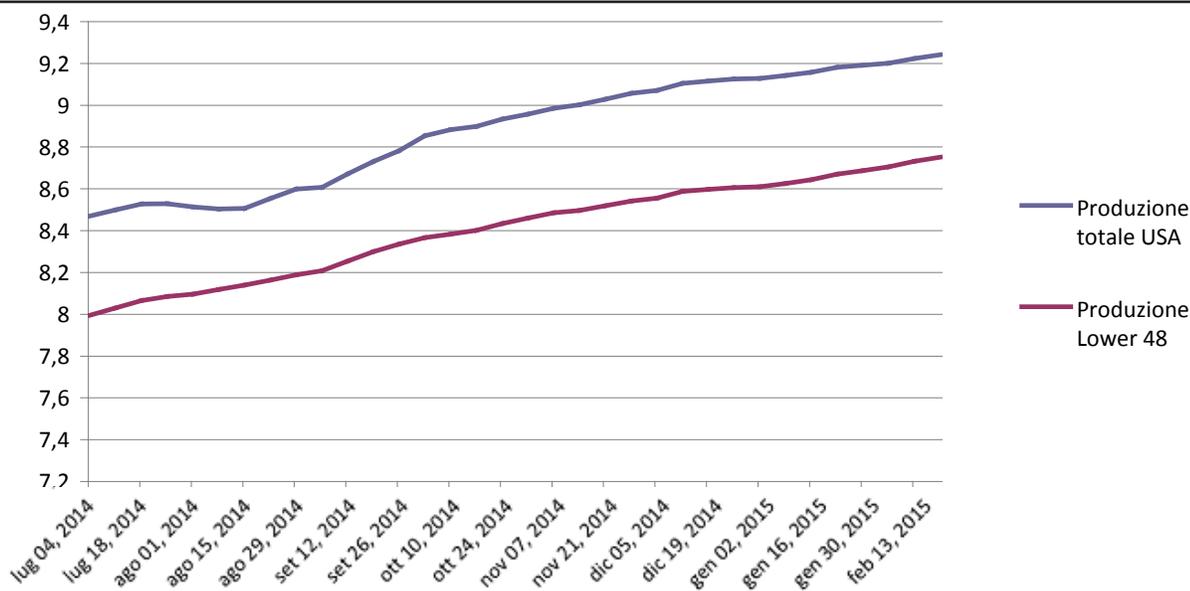
(continua)

Il cambio di rotta della strategia saudita, rispetto alla precedente e non lontana crisi del 2008-2009, può in parte imputarsi all'invasiva presenza dell'offerta di shale oil statunitense. A detta di molti, si è trattato di un attacco diretto all'industria americana volto ad estrometterla dal mercato, nella convinzione (o speranza) che questa risenta in tempi rapidi dei propri elevati (o supposti tali) costi di produzione e dell'alto livello di indebitamento di numerose compagnie coinvolte. L'intenzione del leader del cartello sarebbe scuotere il mercato nel breve periodo per stabilizzarlo nel lungo. Se così fosse – e non è certo detto – la nuova strategia saudita si starebbe rivelando alquanto errata alla luce delle risposte date finora dall'industria dello shale alla sfavorevole congiuntura petrolifera in atto.

Un'industria più resiliente del previsto

Ad otto mesi di distanza dall'inizio del calo dei prezzi, la produzione shale statunitense si sta dimostrando molto più resiliente di quanto inizialmente ipotizzato. Di fatto, l'output USA non ha sinora subito grossi contraccolpi e men che meno quello shale proveniente dai cosiddetti Lower 48, il blocco di stati continentali compresi tra il Canada ed il Messico. Allo stesso modo, il Dipartimento dell'Energia statunitense (DOE) prevede che la produzione di liquidi continui ad aumentare sia nell'anno in corso che in quello successivo, passando dagli 8,6 mil. b/g del 2014 a 9,3 mil. b/g nel 2015 e 9,5 mil. b/g nel 2016, pur mostrando un tasso di crescita più contenuto ed in linea con il basso livello corrente ed atteso dei prezzi⁶.

Fig.2 - Andamento della produzione petrolifera degli Stati Uniti dall'inizio del calo dei prezzi (mil. b/g)



Fonte: Energy Information Administration

Le ragioni per cui il paventato calo della produzione shale non si è ad oggi verificato risiedono nella limitata conoscenza che ancora si ha di questa giovane industria, che solo ora – in condizioni di forte pressione – mostra appieno le sue peculiari connotazioni. In particolare, sono due le argomentazioni addotte a motivo di un suo imminente tracollo: gli elevati costi di produzione e l'alto livello di indebitamento di molte delle compagnie del settore che si troverebbero a rischio insolvenza e con gravi difficoltà di accesso al credito.

La prima motivazione sembra un'eccessiva semplificazione delle complesse sfumature dell'industria dello shale, cui in genere si attribuisce un'elevata soglia di profittabilità – in un range tra i 65 ed i 75 doll./b. – senza grosse distinzioni tra i diversi *plays*⁷. In realtà, il prezzo di breakeven di un pozzo può variare radicalmente sia da formazione a formazione

(livello macro) che all'interno delle medesime (livello micro), passando da livelli superiori ai 90 doll. a soglie inferiori perfino ai 30⁸. La prima reazione delle compagnie ai bassi prezzi è stata, quindi, l'abbandono delle formazioni marginali ed una rapida rifocalizzazione verso le aree più produttive. Secondo il DOE, i 55 doll./b previsti in media per il 2015 consentiranno il prosieguo delle attività di sviluppo nelle formazioni Bakken, Eagle Ford, Niobrara e Permian Basin, seppure a livelli inferiori rispetto al passato⁹.

La discrepanza tra le soglie di breakeven delle diverse formazioni spiega anche l'incongruenza tra l'andamento della produzione statunitense – in aumento – e quello dell'utilizzo delle piattaforme di perforazione, che al contrario continua a registrare variazioni negative.

SHALE OIL: PERNO DEL NUOVO ORDINE PETROLIFERO MONDIALE?

(continua)

Il *rig count*, elaborato da Baker Hughes su base settimanale, viene in questi mesi osservato attentamente in quanto ritenuto barometro della reazione americana alle dinamiche di prezzo. L'industria dello shale si è infatti distinta in questi anni per la sua elevata *drilling intensity*, necessaria a mantenere stabile o incrementare una produzione che già dopo il primo anno può ridursi fino al 60%. Tuttavia, come afferma un recente rapporto di Citi Research, non c'è – o non sussiste più – un rapporto direttamente proporzionale tra rig e offerta shale¹⁰. È vero che rispetto al picco registrato nell'ottobre 2014 il rig count sia calato del 24% (al 4 febbraio scorso); tuttavia, la maggior parte del calo ha interessato i *directional* e *vertical rigs*, che tendono a essere meno produttivi rispetto agli *horizontal* (rispettivamente di 1/3 e 1/5) che hanno segnato un calo ben più contenuto: nell'ordine del 9% nelle formazioni Bakken, Eagle Ford e Permian, da cui proviene la maggior parte della produzione shale. Questa dinamica è riconducibile ai continui miglioramenti di produttività registrati negli ultimi sei anni, con incrementi per singolo pozzo di 4-6 volte (a seconda dei giacimenti) tali da consentire una

riduzione dei costi di almeno il 10% l'anno¹¹. Detti miglioramenti sono attesi continuare anche nell'anno in corso, sia per la maggiore conoscenza geologica delle formazioni che per gli avanzamenti della tecnologia. In particolare, per l'adozione su larga scala di nuove tecniche di perforazione quali: il *multi-well pad drilling*, che consente di perforare molteplici pozzi da una singola postazione; il *down-spacing*, che permette di ridurre lo spazio tra i pozzi consentendo di raddoppiare (o perfino triplicare) i livelli di produzione per acro¹²; il "re-fracking", che consente di espandere la produttività (fino al 100%) ed estendere il ciclo di vita di un pozzo¹³. Pertanto, oltre a differire significativamente tra le diverse formazioni, le soglie di breakeven tendono ad abbassarsi in virtù dei miglioramenti di produttività conseguiti. Infine, l'industria dello shale può beneficiare dei minori costi dei servizi, in particolare di quelli di perforazione e completamento, attesi calare di almeno il 15% rispetto al 2014, con punte del 40% per alcune compagnie¹⁴. Un fattore di non poca rilevanza che rafforza la resilienza dell'industria all'attuale congiuntura.

Fig. 3 – Fattori che favoriscono o rallentano la produzione shale



Fonte: Citi Research, *Is the falling US oil rig count really driving an oil price turnaround?*

La seconda argomentazione a supporto di un imminente calo della produzione shale afferisce, invece, alle difficoltà finanziarie dell'industria. Molte delle compagnie indipendenti che operano nel settore registrano forti deficit di cassa e hanno bisogno di un costante afflusso di capitale (prevalentemente preso a debito) per finanziare i propri investimenti. Tuttavia, la paventata esplosione della bolla del credito per queste compagnie ancora non è avvenuta. Molti produttori si sono opportunamente tutelati dal rischio prezzi con operazioni di copertura sulla maggior parte della produzione prevista per l'anno in corso a prezzi superiori gli 85 doll./b¹⁵. Inoltre, il settore è composto anche da compagnie come EOG, il maggior produttore shale del paese, che risultano finanziariamente molto più solide

della media¹⁶. Infine, va notato come a compensare la stretta creditizia da parte delle banche stiano intervenendo i grandi fondi di private equity, tra i maggiori finanziatori dell'industria. Società come Blackstone Group e Apollo Global Management anziché ritirarsi in perdita dal settore sono ancora intenzionate ad investire nelle compagnie ad elevato rischio insolvenza attraverso accordi che di fatto ne ipotecano gli asset¹⁷. In conclusione, se da un lato è molto probabile che l'attuale congiuntura porti alcune imprese al fallimento, dall'altro sembra piuttosto inverosimile l'imminente scomparsa dell'industria dello shale, che tuttalpiù assisterà a processi di consolidamento del settore.

SHALE OIL: PERNO DEL NUOVO ORDINE PETROLIFERO MONDIALE?

(continua)

Shale oil come swing producer: un efficace stabilizzatore del mercato?

Le atipiche logiche produttive dell'industria shale sovvertono i principi classici della produzione petrolifera convenzionale. L'investimento necessario alla perforazione di un pozzo shale è di gran lunga inferiore rispetto a quello richiesto da un pozzo tradizionale: si parla di 8 milioni di dollari per un tipico pozzo nella formazione Bakken in Nord Dakota a fronte dei diversi miliardi necessari per un progetto di sviluppo di sabbie bituminose o deepwater¹⁸. Molto più breve è, inoltre, il time-to-market della relativa produzione: poche settimane nel primo caso rispetto ad un orizzonte che va dai 5 ai 10 anni. A titolo di esempio, nel 2014 la sola fase di perforazione di un pozzo nella formazione Eagle Ford del Texas ha richiesto in media meno di 9 giorni da parte di EOG e 13 per Marathon Oil¹⁹.

Questa grande flessibilità, associata all'elevato tasso di esaurimento dei pozzi, fa sì che l'industria dello shale rappresenti de facto uno swing producer economico, in grado avviare o interrompere la produzione in tempi quasi immediati a seconda dei segnali di prezzo. Una simile peculiarità induce a ritenere che il nuovo ordine petrolifero mondiale verta su una inedita "call on shale" anziché sulla classica "call on Opec"²⁰. Secondo l'ex Presidente della Federal Reserve, Alan Greenspan, questa industria si rivelerà uno stabilizzatore di mercato molto più efficace del cartello dei paesi produttori²¹. Tuttavia, questo aspetto resta ad oggi una grande incognita.

Un primo elemento che può differenziare la capacità di reazione di uno swing producer "economico" da quella di uno "politico", come l'Arabia Saudita, è rappresentato dal ritardo temporale che potrebbe sussistere tra l'entrata in funzione delle rispettive produzioni e l'ammontare produttivo rispettivamente movimentabile. In altri termini, per quanto rapide possano essere la perforazione e l'avvio della produzione di shale oil, potrebbero comunque rivelarsi più lente dell'attivazione della spare capacity dell'Arabia Saudita – ammesso e non concesso che questa sia effettiva ed immediatamente disponibile. Un altro fattore che potrebbe compromettere la capacità della

produzione di shale oil di fungere da stabilizzatore di mercato è il divieto di esportare greggio in vigore negli USA dagli anni Settanta, che nell'ultimo mese sembra impattare sensibilmente sulle dinamiche del WTI, benchmark per gli Stati Uniti. Mentre il Brent, greggio di riferimento internazionale, è significativamente aumentato rispetto al minimo di 45 doll./b. toccato il 13 gennaio, portandosi nell'intorno di quota 60, il WTI ha continuato ad oscillare su livelli inferiori e prossimi ai 50 doll./b²². Una simile forbice – non eccessivamente ampia in termini assoluti, ma in grado fare la differenza in termini di profitti e perdite data l'attuale congiuntura – mostra come il WTI stia riflettendo le dinamiche regionali del mercato nordamericano – inondato da maggiore offerta proprio a causa del divieto d'esportazione – più che quelle internazionali, meglio rappresentate dal Brent. Di fatto, questa divergenza compromette la capacità dell'industria dello shale oil di rispondere ai segnali di prezzo internazionali, agendo in maniera distorsiva sulla sua capacità di equilibrare il mercato²³. Va da sé che l'esito del dibattito sulla rimozione del veto all'export di greggio attualmente in corso negli Stati Uniti produrrà conseguenze rilevanti sull'assetto del nuovo ordine petrolifero.

La crisi petrolifera in atto ha reso evidente come il greggio abbia tuttora un ruolo centrale nelle dinamiche economiche ed energetiche mondiali. John D. Rockefeller sosteneva che il mercato petrolifero non dovesse essere lasciato in balia delle forze di mercato che, se incontrollate, avrebbero causato un'elevata volatilità dei prezzi. In linea con questo credo, la storia di questa industria è stata caratterizzata da un susseguirsi di tentativi di stabilizzare il mercato: la Standard Oil Trust di Rockefeller, l'epoca delle cosiddette Sette Sorelle, il cartello OPEC. Fino a che punto lo shale possa sovvertire questo principio è la grande incognita del momento.

SHALE OIL: PERNO DEL NUOVO ORDINE PETROLIFERO MONDIALE?

(continua)



¹ ISPI Energy Watch, "The Shale Revolution and the oil slump" Presentation by Massimo Nicolazzi, with Filippo Clò, Anna Ryden and Matteo Verda, gennaio 2015. <http://www.ispionline.it/it/energy-watch/shale-revolution-and-oil-slump-12047>.

² Dati Platts Oilgram Price Report.

³ Dati BP Statistical Review of World Energy 2014.

⁴ L'Agenzia Internazionale per l'Energia cita per la prima volta lo shale oil nel suo World Energy Outlook del 2010 dove viene dedicato un intero capitolo alle prospettive delle produzioni di greggio non convenzionale, in particolare sabbia bituminosa ed heavy oil. Lo shale oil presente nella formazione Bakken in Nord Dakota viene citato quasi come una curiosità in un box collocato nel paragrafo dell'oil shale (tipologia di greggio non convenzionale simile nel nome, ma differente a livello geologico) che ne delinea le proprietà geologiche, allo stesso modo il termine "light tight oil" compare giusto in riferimento alle pionieristiche attività di esplorazione presso la formazione Eagle Ford in Texas. Nell'International Energy Outlook del Dipartimento dell'Energia statunitense, la produzione tight oil statunitense assume rilevanza solo a partire dalla pubblicazione del 2013.

⁵ Dati BP Statistical Review of World Energy 2014.

⁶ Il DOE stima un prezzo medio del WTI di 55 doll./b per il 2015 e di 71 doll./b per il 2016.

⁷ Combinazione di fattori geologici, stratigrafici e/o strutturali, che possono determinare la formazione di accumuli di petrolio.

⁸ Leonardo Maugeri, Comment: beware of break-even and marginal-cost analyses, Oil&Gas Journal, 10 febbraio 2015.

⁹ EIA, Short-Term Energy Outlook, 10 febbraio 2015.

¹⁰ Citi Research, Is the falling US oil rig count really driving an oil price turnaround?, 4 febbraio 2015.

¹¹ Leonardo Maugeri, Oil: what's Ahead?, briefing 3, 31 gennaio 2015.

¹² Matt Insley, Down Spacing: The Next Chapter in the U.S. Oil Boom, Daily Reckoning, 23 settembre 2013.

¹³ Leonardo Maugeri, Così si salverà il petrolio americano, L'Espresso, 27 febbraio, 2015.

¹⁴ Wood Mackenzie, Operators could see up to 40% in cost reductions, 16 gen 2015.

¹⁵ Petroleum Intelligence Weekly, Price slump will slow, not stop, US oil growth, 19 gennaio 2015.

¹⁶ Ed Crooks, Largest US shale group sees growth halt, Financial Times, 19 febbraio 2015.

¹⁷ Sissi Bellomo, Petrolio, a soccorso dello shale oil arrivano i big del private equity, Sole 24 Ore, 28 gennaio 2015; Michael Corkery e Peter Eavis Slump in oil prices bring pressure, and investment opportunity, New York Times, 2 febbraio 2015.

¹⁸ Ed Crooks, Oil price rout takes first toll in North America, Financial Times, 23 gennaio 2015.

¹⁹ Ed Crooks, Reasons to doubt US shale oil rebound, Financial Times, 12 febbraio 2015.

²⁰ Per "call on Opec" si intende la differenza tra la domanda mondiale di petrolio e l'offerta di greggio da parte delle economie non-Opec che dev'essere associata dall'organizzazione. Il passaggio da "call on Opec" a "call on shale" è teorizzato da Citi Research. Si veda Tyler Durden, Why Citi thinks oil is going to \$20, Zero Hedge, 9 febbraio 2015.

²¹ Alan Greenspan, Opec has ceded to the US its power over oil prices, Financial Times, 19 febbraio 2015.

²² Dati Platts; EIA.

²³ John Kemp, U.S. shale producers get no relief from rising Brent, Thomson Reuters, 2 marzo 2015.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori del GME | “Modifiche urgenti al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico in vigore dal 24 Febbraio 2015” | pubblicato il 20 febbraio 2015 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=201>**

In vista della partenza operativa del progetto di integrazione dei mercati europei, denominato *Italian Borders Working Table project* (nel seguito: *IBWT*), volto ad introdurre contestualmente il meccanismo di market coupling sulle frontiere elettriche con la Francia, l’Austria e la Slovenia, con il comunicato in oggetto, il GME ha reso informativa agli operatori in merito all’entrata in vigore - a far data dal 24 febbraio u.s. - delle nuove disposizioni regolamentari ed operative redatte per disciplinare, nell’ambito del mercato elettrico a pronti, il meccanismo di coupling, indicando allo scopo che, alla data indicata di avvio del progetto IBWT, sarebbero entrate in vigore:

- le modifiche urgenti apportate al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (Testo Integrato), ai sensi dell’articolo 3, comma 3.5, del Testo Integrato;
- le modifiche introdotte nelle Disposizioni Tecniche di Funzionamento n. 2 e 10 MPE;
- le nuove Disposizioni Tecniche di funzionamento 12 MPE, 13 MPE, 14 MPE e 15 MPE e che sarebbe stata conseguentemente abrogata la Disposizione Tecnica di Funzionamento n.6 MPE.

Con il comunicato de quo, il GME ha altresì reso noto che la contestuale implementazione del market coupling sulle frontiere con Francia, Austria e Slovenia ha richiesto, nell’ambito delle attività di progetto, l’armonizzazione di alcuni aspetti peculiari del mercato italiano al disegno degli omologhi mercati europei con specifico riferimento agli aspetti relativi:

- **alle Regole di matching**

i gestori di mercato partecipanti ai processi di integrazione europea hanno sviluppato nell’ambito del progetto *Price Coupling of Region* (PCR) un algoritmo comune, “*Euphemia*”, per la gestione delle offerte di mercato che replica ed integra, al proprio interno, le regole di matching di tutti i mercati europei. Tuttavia, tali regole di matching sono piuttosto eterogenee tra loro e prevedono inoltre modalità di bidding e/o tipologie di prodotti altrettanto diversi tra loro.

Caratteristiche così eterogenee hanno elementi di potenziale e reciproca incompatibilità che hanno reso necessario apportare alcune modifiche alle modalità con cui tali caratteristiche devono essere gestite all’interno di un algoritmo comune.

- **alle Comunicazioni agli operatori relative al decoupling**

con l’integrazione del GME nell’ambito delle attività operative del progetto PCR si è reso necessario prevedere che il GME stesso comunichi tempestivamente agli operatori la possibile insorgenza di casi di decoupling, nonché, successivamente,

nel caso effettivo, la conferma dell’avvenuto decoupling e la conseguente attivazione delle necessarie procedure di fall-back previste sia dai gestori di mercato, per quanto riguarda la prosecuzione delle attività inerenti lo svolgimento dei mercati, sia dai Gestori di rete per quanto riguarda le modalità alternative eventualmente previste per l’allocazione della capacità di transito giornaliera.

- **alla riapertura della seduta di mercato: second auction**

qualora insorgano particolari condizioni successivamente alla chiusura della seduta per la presentazione delle offerte, il GME, analogamente a quanto avviene sugli altri mercati UE, ha previsto la possibilità di riaprire la seduta per consentire agli operatori la sottomissione di nuove offerte. Ad esempio, negli altri mercati, oltre che nelle procedure redatte in ambito IBWT, tale possibilità è prevista nei casi di decoupling che insorgono nella fase di determinazione degli esiti o comunque dopo la chiusura della seduta per consentire agli operatori di adeguare la propria strategia di offerta in esito alla conclusione del processo di back-up che si attiva in questi casi per l’allocazione della capacità interfrontaliera (nella generalità dei casi la modalità alternativa di allocazione della capacità di transito rimanda alla gestione da parte di CASC EU delle c.d. Shadow Auction).

Ciò premesso, al fine di fornire agli operatori preventiva e completa evidenza delle modifiche urgenti in via di adozione, il GME, ribadendo che l’effettiva data di entrata in vigore della documentazione di riferimento restava comunque fissata alla data del 24 febbraio 2015, ovvero data di avvio operativo del progetto IBWT, ha anticipato la pubblicazione della predetta documentazione regolatoria comunicando, a chiarimento, che fino all’entrata in vigore delle nuove disposizioni di cui sopra, avrebbero continuato ad applicarsi le disposizioni allora vigenti del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e delle relative DTF, pubblicate sul sito internet del GME nell’ambito della sezione normativa.

■ **Delibera 12 febbraio 2015 45/2015/R/eel | “Avvio del market coupling sulle interconnessioni Italia-Slovenia, Italia-Austria e Italia-Francia” | pubblicata il 13 febbraio 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/045-15.htm>**

Con la delibera *de qua*, l’AEEGSI ha approvato il nuovo schema regolatorio per l’avvio operativo del progetto Italian Border Working Table, deliberando l’integrazione del mercato italiano spot al progetto di market coupling europeo con specifico riferimento alle frontiere Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia.

Novità normative di settore

A cura del GME

Mediante il provvedimento in oggetto è stata data attuazione, con riferimento ai confini sopra indicati, al progetto di integrazione dei mercati elettrici europei denominato IBWT - avviato nel luglio 2012 dal GME e da TERNA congiuntamente alle altre Borse Elettriche ed ai TSO che condividono con l'Italia una frontiera elettrica (Austria, Slovenia, Svizzera, Francia, Grecia) - volto a definire e coordinare i processi operativi ed i flussi informativi di pre e post coupling, funzionali all'implementazione sull'insieme delle frontiere elettriche italiane del meccanismo di *market coupling*.

In particolare, nell'ambito dei lavori del progetto IBWT sono state individuate le condizioni necessarie per l'armonizzazione del disegno del mercato italiano con quello dei paesi confinanti. In particolare, dall'analisi comparata del disegno del mercato italiano rispetto ai requisiti richiesti per l'implementazione del market coupling, come ampiamente consultato, tra l'altro, con i DCO GME n.01/2014 del febbraio 2014 e n.04/2014 del luglio 2014, oltreché nell'ambito del documento per la consultazione dell'AEEGSI n. 356/2014/R/eel, sono emerse le specifiche necessità di:

- a) adottare un nuovo algoritmo comune a livello europeo di risoluzione contestuale dei mercati integrati ("*Euphemia*"), sviluppato nell'ambito del progetto europeo Price Coupling of Region di cui il GME è partner progettuale;
- b) posticipare il termine di chiusura (c.d. gate closure) del MGP alle ore 12:00 del giorno antecedente il giorno di flusso e riorganizzare conseguentemente le tempistiche di svolgimento delle sessioni del mercato infragiornaliero (di seguito: MI) e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD), nonché riorganizzare le tempistiche per la registrazione delle transazioni commerciali sulla Piattaforma Conti Energia a Termine (nel seguito: PCE) e dei relativi programmi;
- c) aggiornare le regole per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera di cui alla deliberazione 543/2013/R/eel (di seguito: Access Rules) ivi incluse le regole per l'allocazione della capacità in casi eccezionali di indisponibilità del market coupling;
- d) aggiornare le regole per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasporto transfrontaliera di cui alla deliberazione AEEGSI n.179/2012/R/eel (Intraday Auction Rules: cfr. news successiva) per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera;
- e) rivedere, con gradualità, le tempistiche di pagamento di MGP ed MI;
- f) riconsiderare, prospetticamente, la possibilità di rivedere i limiti di prezzo su MGP, MI e MSD e l'opportunità di incrementare le tipologie di prodotti scambiati nell'ambito del mercato spot italiano.

Al fine di consentire l'avvio operativo del progetto di market coupling nel rispetto delle modalità operative stabilite dagli accordi redatti dalle controparti nell'ambito del progetto IBWT,

con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI, anche in forza del mandato affidatogli da parte dei regolatori dell'Iniziativa Regionale europea per il Centro Sud Europa, ha verificato positivamente ed approvato per la relativa sottoscrizione gli schemi contrattuali e la documentazione di seguito elencata:

- *Day Ahead Operational agreement for the price coupling of day ahead markets of the Italian borders (IBWT DAOA)*;
- *Day Ahead Operational agreement for the multi regional coupling of day ahead markets (MRC DAOA)*;
- *Contractual Framework Architecture*;
- gli schemi contrattuali per la gestione del settlement dei pagamenti tra GME e le controparti estere denominati, rispettivamente, per la frontiera con la Slovenia, "*GME-BSP CCP agreement for the Italian borders working table market coupling*" e, per le frontiere con Francia ed Austria, "*Settlement link agreement ECC-GME*";
- lo schema di contratto per la gestione della rendita di congestione tra Terna e CASC: "*CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders*".

Per il completamento del complesso iter di approvazione richiesto per la partenza del progetto IBWT e, segnatamente, rispetto alla necessaria revisione ed approvazione degli accordi nazionali fra GME e TERNA, nonché fra GME e CCSE, il Regolatore, sempre nell'ambito del provvedimento de quo, ha inoltre richiesto al GME di inviare, entro la data del 15 febbraio ed in accordo rispettivamente con CCSE e con TERNA, i testi delle Convenzioni in essere, opportunamente modificate ed integrate secondo i termini del nuovo schema regolatorio complessivamente delineato dalla medesima Autorità con la delibera in oggetto.

Per completezza si segnala infine che l'AEEGSI, nei deliberata al provvedimento, ha stabilito che i proventi e gli oneri derivanti a Terna per l'esecuzione del contratto "*CASC service level agreement for the implicit allocation on Italian borders*" siano imputati da Terna stessa al corrispettivo di cui all'Art. 44 della deliberazione n.111/06 (c.d.: uplift) al pari degli importi relativi agli interessi che, ai sensi del provvedimento in commento, il GME, dovrà rispettivamente versare a CCSE o ricevere da quest'ultima, nell'ambito degli accordi per l'anticipo della liquidità fornita da CCSE per la gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento presenti sui diversi mercati spot integrati mediante coupling.

Con la partenza del progetto IBWT - avvenuta positivamente in data 24 febbraio u.s. - è cessata, per gli effetti, la validità del previgente impianto regolatorio e contrattuale in essere nell'ambito del progetto bilaterale di coupling fra Italia e Slovenia, risultando la gestione del coupling su tale frontiera direttamente trasferita ed inclusa nell'ambito del più ampio progetto di integrazione regionale IBWT.

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Delibera 17 febbraio 2015 52/2015/R/eel** | “Verifica di conformità della convenzione fra la Società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e la società Terna S.p.A. e approvazione della convenzione tra la società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico – CCSE per la gestione del market coupling per l’anno 2015” | pubblicata il 17 febbraio 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/052-15.pdf>

Facendo seguito a quanto stabilito con la Deliberazione n.45/2015/R/eel (cfr. news precedente) ed in funzione della gestione operativa del market coupling sulle frontiere con Francia, Austria e Slovenia, l’AEEGSI, con il provvedimento in oggetto, ha approvato:

- lo schema di convenzione tra il GME e Terna. aggiornato con riferimento, tra l’altro, alle procedure tecniche disciplinanti le attività bilaterali relative al mercato del giorno prima ed alla Piattaforma Conti Energia (PCE), con particolare riferimento ai processi di market coupling.

- per l’anno 2015 lo schema di convenzione tra il GME e CCSE nell’ambito della quale, in attuazione di quanto disposto dalla Deliberazione AEEGSI n.45/2015/R/eel sono state confermate, estendendole anche alle frontiere Italia-Francia e Italia-Austria, le procedure e le tempistiche, previste nell’ambito della gestione del Market Coupling Italia- Slovenia, relative al:

- versamento, da parte di Terna a GME, degli importi pari agli interessi passivi che il GME stesso dovrà corrispondere a CCSE per l’anticipazione dei pagamenti effettuati da quest’ultima in relazione alle importazioni di energia risultanti dal market coupling; e specularmente

-, al versamento a Terna da parte del GME degli importi pari agli interessi attivi che quest’ultimo riceve da CCSE in relazione alle esportazioni di energia risultanti dal market coupling.

In applicazione dei criteri posti dalla richiamata Deliberazione AEEGSI n.45/2015/R/eel e, nelle more dell’introduzione di una soluzione a regime per la gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento del mercato elettrico italiano rispetto a quelle presenti sugli altri mercati europei, il saldo netto associato agli importi sopra indicati sarà imputato da TERNA alla determinazione del corrispettivo di cui all’Art. 44 della deliberazione n.111/06 (c.d.: uplift).

■ **Delibera 05 febbraio 2015 33/2015/R/eel** | “Approvazione delle regole di svolgimento delle aste infragiornaliere per l’allocazione della capacità di trasporto sulle interconnessioni con Austria, Francia, Slovenia e Svizzera - Rules for Intraday Capacity Allocation by Explicit Auctions on North Italian Borders” | pubblicata il 6 febbraio 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/docs/15/033-15.htm>

Nell’ambito delle attività prodromiche alla partenza del meccanismo di market coupling sulle frontiere Italia-Francia, Italia-Austria, Italia-Slovenia, (cfr. news precedenti), con il provvedimento in oggetto il Regolatore ha approvato la nuova versione delle Intraday Auction Rules, elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete di Austria, Francia, Slovenia e Svizzera, partecipanti ai lavori in ambito ACER dell’Iniziativa Regionale Europea per la macro regione Centro-Sud Europa.

In particolare, la precedente versione delle Intraday Auction Rules, come approvate dall’AEEGSI con propria deliberazione 179/2012/R/eel, non teneva in considerazione le tempistiche derivanti dall’implementazione del progetto di market coupling sulle frontiere italiane, con particolare riferimento allo spostamento dell’orario di chiusura delle negoziazioni del Mercato del Giorno Prima alle ore 12:00 e delle sessioni dei mercati elettrici conseguenti allo stesso.

Conformemente a quanto disposto dal Decreto del MISE 19 dicembre 2013, nell’approvare la versione aggiornata delle Intraday Auction Rules, l’AEEGSI ha inoltre deliberato che i proventi derivanti per TERNA dalle procedure di assegnazione in oggetto dovranno essere utilizzati per ridurre i corrispettivi di accesso alla rete e che, pertanto, ai sensi del Regolamento UE n.714/2009, tali proventi saranno utilizzati da TERNA a riduzione del corrispettivo di cui all’articolo 44 della deliberazione AEEGSI n.111/06 (c.d.: uplift), a titolo di copertura dei costi dalla stessa sostenuti per garantire l’effettiva disponibilità della capacità assegnata.

A completamento, si rende noto che la nuova versione delle Intraday Auction Rules, ha trovato prima applicazione a partire dalla data del 10 febbraio u.s., data di spostamento del termine di chiusura delle negoziazioni del Mercato del Giorno Prima italiano alle ore 12.00 del giorno D-1.

Novità normative di settore

A cura del GME

GAS

■ **Deliberazione 5 febbraio 2015 37/2015/R/gas** | “Disposizioni in materia di sistema integrato di garanzie a copertura delle partite economiche per il bilanciamento del gas naturale” | pubblicata il 6 febbraio 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/037-15.htm>

Facendo seguito alla sentenza del Consiglio di Stato 4629/2014 - che, in materia di utilizzo del rating nell'ambito del sistema di garanzie per il bilanciamento, ha riformato la precedente sentenza del TAR Lombardia ritenendo tale strumento ammissibile e non discriminatorio nell'ambito del predetto sistema di garanzie - con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha approvato alcune delle proposte di modifica al Codice di rete formulate da SRG in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione 15/2013/R/GAS.

In particolare l'AEEGSI, anche in considerazione degli esiti della sentenza sopra richiamata, ha confermato i seguenti criteri definiti con la deliberazione 15/2013/R/GAS relativi all'organizzazione del sistema di garanzia per il bilanciamento, prevedendo che:

- nei confronti dell'utente in possesso di rating il calcolo dell'esposizione consentita è calcolata con riferimento alle sole partite economiche che possono insorgere nel periodo successivo al momento della verificazione giornaliera dell'adeguatezza delle garanzie prestate;
- l'esposizione ammessa nei confronti dell'utente in possesso di un adeguato rating creditizio non debba essere comunque superiore al massimo prelievo atteso riferito all'utente che non sia regolare nei pagamenti;
- la lettera di garanzia emessa dalla controllante in possesso del rating creditizio a favore dell'utente del bilanciamento è considerata valida ai fini della verifica di congruità del livello di garanzie richieste determinate in funzione dei predetti criteri.

Se con riferimento alla disciplina del rating la proposta trasmessa da SRG all'AEEGSI per la relativa approvazione risulta coerente con i criteri sopra richiamati, l'AEEGSI invita al contempo SRG a presentare, contestualmente alla proposta di modifica di cui alla delibera 423/2014/R/GAS, una nuova proposta in materia di valorizzazione del gas in stoccaggio in modo da rendere la modalità che verrà individuata nel codice di rete coerente con i principi della delibera 15/2013/R/GAS, secondo cui la giacenza di gas in stoccaggio - il cui criterio di valorizzazione è determinato sulla base delle quotazioni di prodotti a termine con consegna nel periodo in cui potrebbe essere esercitato il relativo diritto di cessione da parte del responsabile del bilanciamento e tenendo conto delle possibili variazioni delle medesime quotazioni - può essere utilizzato a copertura integrale dell'ammontare complessivo delle garanzie prestate dall'operatore.

■ **DCO AEEGSI 38/2015/R/gas** | “Mercato del gas naturale – Determinazione delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (C_{MEM}) e delle attività connesse (CCR) a partire dall'anno termico 2015-16” | pubblicato il 5 febbraio 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/038-15.jsp>

In attuazione di quanto previsto dalla precedente deliberazione 196/2013/R/GAS - in materia di determinazione della componente C_{MEM} sulla base delle quotazioni forward trimestrali OTC del gas presso l'hub TTF nelle more che il mercato del gas a termine in Italia (MT-GAS) raggiunga un livello adeguato di liquidità - con il documento di consultazione in oggetto, l'AEEGSI ha formulato alcune proposte in ordine ai criteri di determinazione delle componenti C_{MEM} e CCR relative alle condizioni economiche di riferimento per il servizio di tutela con riferimento al prossimo anno termico 2015 – 2016.

In particolare l'Autorità, facendo seguito alle risposte pervenute in esito al precedente procedimento consultivo (DCO 24/2014/R/GAS) relativamente ai quesiti sulle modalità di valutazione del grado di liquidità del mercato a termine italiano del gas e alla conseguente determinazione della componente C_{MEM} sulla base delle quotazioni registrate sul MT-GAS, nonché sulla base dei risultati conseguiti da un'analisi condotta sul livello di liquidità del PSV, ha proposto:

- di confermare anche per il prossimo anno termico l'utilizzo delle quotazioni dei prodotti trimestrali al TTF per la determinazione della componente posta a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale (C_{MEM});
- con riferimento ai successivi anni termici, al fine di consentire il passaggio dalle quotazioni a termine dell'hub olandese a quelle del mercato italiano, di definire una roadmap che prevede annualmente la verifica del grado di liquidità e di concentrazione del mercato italiano del gas (nella sua più ampia accezione di mercato organizzato e OTC) sulla base di indicatori specifici;
- di confermare che, analogamente a quanto previsto negli anni precedenti, la componente C_{MEM} sia calcolata tenendo conto di un opportuno riconoscimento dei costi connessi alla logistica nazionale internazionale per il trasporto del gas dal TTF al PSV, tenendo naturalmente conto dell'eventuale variazioni che potrebbero interessare nel corso del 2015 la regolazione tariffaria del trasporto con lo spostamento del corrispettivo variabile unitario CVOS a valle della rete nazionale di gasdotti secondo quanto prospettato dall'AEEGSI con il documento di consultazione 553/2014/R/GAS.

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Deliberazione 12 febbraio 2015 49/2015/R/gas** | **“Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l’anno termico dello stoccaggio 2015-2016 e definizione delle tariffe di stoccaggio ”** | pubblicata il **13 febbraio 2015** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/049-15.htm>

Facendo seguito a quanto disposto dal MiSE con il decreto del 6 febbraio 2015 in materia di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione per l’anno termico dello stoccaggio 2015-2016, con la deliberazione in oggetto l’AEEGSI ha adottato disposizioni in ordine alle modalità di svolgimento delle procedure di allocazione della capacità di stoccaggio per il successivo anno di stoccaggio confermando in sostanza gli orientamenti dalla stessa espressi nella precedente deliberazione 85/2014/R/GAS adottati con riferimento all’anno di stoccaggio in corso. Nel rispetto delle indicazioni poste dal predetto decreto, l’AEEGSI ha previsto, nel dettaglio:

- che il conferimento delle capacità di stoccaggio per il servizio di punta ed uniforme (con iniezione sia mensile che stagionale) sia svolto dalle imprese di stoccaggio secondo procedure mensili articolate in aste sequenziali ognuna relativa a ciascun prodotto offerto;
- i criteri di determinazione del prezzo di riserva per ciascuna asta;
- i criteri di svolgimento dell’asta per il conferimento della capacità per il servizio uniforme su base pluriennale, di cui all’articolo 3 del decreto 6 febbraio 2015, pari a 500 milioni di metri cubi standard e della durata minima biennale con possibilità di estensione di ulteriori 2 anni;
- i corrispettivi tariffari da applicare alle capacità conferite tramite asta sia per il servizio uniforme sia per quello di punta nonché alle capacità di stoccaggio di cui al d.lgs. 130/10.

Con il medesimo provvedimento, l’AEEGSI ha altresì determinato i corrispettivi tariffari da applicare ai servizi di stoccaggio conferiti con criteri non di mercato, per i quali è prevista l’applicazione dei suddetti corrispettivi alle sole componenti di capacità (spazio, erogazione, iniezione).

OIL

■ **Comunicato del GME “Comunicazione annuale dati capacità anno 2014”** | pubblicata il **2 febbraio 2015** | **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=198>

In continuità con quanto previsto per gli anni precedenti in materia di comunicazioni dei dati relativi alla logistica petrolifera, il Ministero dello Sviluppo Economico, con la circolare ministeriale n. 0001998 del 30 gennaio 2015, ha fornito, ai soggetti tenuti ad adempiere all’obbligo di comunicazione dei dati relativi alla capacità di stoccaggio di oli minerali di cui all’art. 21, comma 2 del d.lgs. 249/2012, le indicazioni necessarie per la corretta compilazione del modello annuale di rilevazione, approvato dal Ministero stesso con decreto direttoriale 17371/2013, ai fini della comunicazione al GME dei dati di capacità logistica di oli minerali relativi all’anno 2014.

Facendo seguito a quanto da disposto dal MiSE con la predetta circolare, il GME, con il comunicato in oggetto, ha reso noto che i soggetti tenuti all’obbligo di comunicazione, iscritti alla PDC-oil, dovranno inviare i dati di capacità logistica di propria pertinenza riferiti al 31 dicembre 2014 tramite la piattaforma di rilevazione PDC-oil, organizzata e gestita dal GME, esclusivamente a decorrere dal 1 marzo 2015 fino al 31 marzo 2015, dal lunedì al venerdì dalle ore 09:30 alle ore 17:30. A tal fine i soggetti che hanno già effettuato l’iscrizione alla PDC-oil, potranno utilizzare per l’accesso alla predetta piattaforma le medesime credenziali fornite dal GME in esito alla procedura d’iscrizione e già utilizzate nel corso della precedenti rilevazioni riferite agli anni precedenti.

Agenda GME

■ 19 -20 marzo

Quarta conferenza annuale FIRE
Certificati bianchi - titoli di efficienza energetica a portata di mano
 Roma, Italia
 Organizzatore: Fire
www.fire-italia.it/

■ 25 marzo

“Ripensare il mercato elettrico: evoluzione industriale e convergenza europea”
 Roma, Italia
 Organizzatore: Assorinnovabili
www.assorinnovabili.it

■ 5 maggio

Forum Efficienza energetica 2015
 Milano, Italia
 Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

Gli appuntamenti

18 marzo

Il Mercato dell'energia, un nano sotto i piedi del gigante fiscale e parafiscale?
 Roma, Italia
 Organizzatore: Aiget
www.aiget.org

19-20 marzo

1st Journal Conference on Clean Energy Technologies (JCCET 2015 1st)
 Firenze, Italia
 Organizzatore: CBEES
<http://www.jocet.org/jccet/1st/>

19-20 marzo

International Conference on Civil and Urban Engineering (ICCUE 2015)
 Firenze, Italia
 Organizzatore: CBEES
www.iccue.org

24-26 marzo

The Future of Utilities
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: Marketforce
www.atnd.it

25 marzo

Energy Risk Italia 2015: Trading di energia e gestione del rischio in un contesto normativo mutevole
 Milano, Italia
 Organizzatore: Energy Risk Events
www.energyriskevents.com

25 marzo

Ripensare il mercato elettrico: evoluzione industriale e convergenza europea
 Roma, Italia
 Organizzatore: Assorinnovabili
www.assorinnovabili.it

25-26 marzo

Workshop Nazionale sulla simulazione del Sistema Energetico
 Roma, Italia
 Organizzatore: ENEA
www.enea.it

25-26 marzo

Oil & Gas Business Meeting at OMC 2015
 Ravenna, Italia
 Organizzatore: Camera di commercio di Ravenna
www.b2match.eu

26-28 marzo

Klimaenergy 2015
 Bolzano, Italia
 Organizzatore: Fiera di Bolzano
www.fierabolzano.it/Klimaenergy2015

27 marzo

Casi concreti di SEU: dagli impianti a fonti rinnovabili alla microgenerazione
 Bolzano, Italia
 Organizzatore: Assorinnovabili
www.assorinnovabili.it

Gli appuntamenti

31 marzo

Accenture Gas Analytics Workshop

Organizzatore: Accenture Digital, Accenture Analytics

www.accenture.com

14 aprile

Energy Management Conference

Roma, Italia

Organizzatore: Soiel international

www.soiel.it

21 aprile

Confrontare le offerte e contrattualizzare l'acquisto di energia e di gas nell'attuale contesto di mercato e regolatorio

Milano, Italia

Organizzatore: Studio Legale Macchi di Cellere Gangemi

www.businessinternational.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.
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.