

APPROFONDIMENTI

IL MERCATO PETROLIFERO TRA CAMBIAMENTI STRUTTURALI E PREZZI SEMPRE ELEVATI

di Lisa Orlandi, RIE

La domanda petrolifera mondiale cresce in modo contenuto (+0,8 mil. bbl./g sul 2012); l'offerta OPEC è abbondante e ben superiore al tetto in vigore da 18 mesi; nuove produzioni ex cartello si sono prepotentemente affacciate sul mercato; le scorte OCSE viaggiano su livelli rassicuranti, muovendosi nella fascia superiore del loro range storico. Una simile fotografia della prima metà del 2013, che ha assunto contorni più nitidi a partire dallo scorso febbraio, identifica un mercato ben bilanciato e tale da poter giustificare una fase di ribassi, quel che invece non sembra verificarsi: il Brent Dated, benchmark di riferimento internazionale, non abbandona la presa dei 100 doll./bbl, se non per brevi lassi temporali. Sarebbe riduttivo e non corretto, tuttavia, sostenere che nulla è cambiato. Il 2013 può, infatti, definirsi l'anno della piena presa di coscienza dei cambiamenti strutturali che stanno investendo il mercato petrolifero, ridefinendone equilibri e rapporti di forza che sembravano consolidati, disegnando un *oil game* multipolare e sconsacrando alcuni assunti che hanno storicamente caratterizzato le dinamiche di questa complessa commodity. Un mercato petrolifero denso di novità, quindi, con tratti distintivi profondamente diversi da quelli che hanno caratterizzato il recente passato.

Supply shock: la (r)evolution americana

7,3 mil. bbl./g di greggio prodotti a giugno, il livello più alto degli ultimi 15 anni; un volume incrementale di 1,2 mil. bbl./g rispetto a 12 mesi fa, equivalente all'intera offerta algerina e ben superiore al livello produttivo di altri due paesi OPEC quali Ecuador e Qatar; un calo delle importazioni in termini di peso sui

consumi petroliferi interni di circa 10 punti percentuali, dal 50% al 40% nel medesimo arco temporale. E' stato un *breakthrough* tecnologico – il ricorso al fracking, inizialmente utilizzato in ambito gas - a rendere commerciabile un elevato volume di greggio non convenzionale (light tight oil) e a determinare questa nuova fase di prosperità che decreta il rientro degli Stati Uniti tra i big producer mondiali, con l'aspettativa/prospettiva di rubare lo scettro all'Arabia Saudita e di ambire all'indipendenza energetica. Rispetto al passato, siamo in presenza di un elemento di rottura dirompente: il ruolo di *market mover* degli Stati Uniti si sposta dal lato della domanda – fino allo scorso anno primi importatori di greggio su scala globale, ora superati dalla Cina e con un livello di consumi al minimo degli ultimi 16 anni – al lato dell'offerta – sono attesi divenire il principale produttore mondiale intorno al 2020.

Una svolta epocale, una rivoluzione a tutti gli effetti quella in corso, che se non impatta in modo diretto sul mercato globale - data la limitazione ex-lege di esportare greggio USA al di fuori dei confini nazionali – lo fa certamente in modo indiretto, specie in termini di riposizionamento dei flussi commerciali. Questa dinamica risulterà viepiù evidente negli anni a venire, man mano che la domanda di importazione statunitense diminuirà, in linea con la crescente capacità delle raffinerie di processare qualità più leggere come il light tight oil di recente estrazione. Già al 2018, un orizzonte che in ambito energetico può essere definito di breve termine, la provenienza e la qualità delle forniture di greggio importate dal Nord America sarà significativamente diversa da quella attuale.

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2013

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

APPROFONDIMENTI

Il mercato petrolifero tra cambiamenti strutturali e prezzi sempre elevati
 di Lisa Orlandi, RIE
 pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno persiste la fase di stagnazione degli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima sui livelli in assoluto più bassi degli ultimi anni. Le vendite nazionali, nel loro complesso, hanno segnato una consistente riduzione (-7,8%), ma non quelle da impianti a fonte rinnovabile, in crescita del 20,1%, sospinte dalla fonte idraulica (+27,1%) ed eolica (+69,8%). La liquidità del mercato, pari a 77,9%, si conferma sui livelli più alti di

sempre. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), alla decima flessione tendenziale consecutiva, si è attestato a 56,24 €/MWh, livello tra i più bassi dal 2010. Rispetto a maggio, i prezzi dei prodotti negoziati nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) sono risultati stabili o in ribasso.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in lieve aumento rispetto a maggio (+1,34 €/MWh; +2,4%) ma in flessione di 21,64 €/MWh (-27,8%) su giugno 2012, si è portato a 56,24 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 23,33 €/MWh (-26,9%) nelle *ore di picco*, con un prezzo pari a 63,25 €/MWh (che aggiorna il minimo storico per il secondo

mese consecutivo), e di 20,46 €/MWh (-28,0%) nelle *ore fuori picco*, con un prezzo pari a 52,73 €/MWh. Alle ore 14 e 15 di domenica 16 giugno, per la prima volta dall'avvio della borsa elettrica, è stato registrato un prezzo di acquisto orario pari a 0,00 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

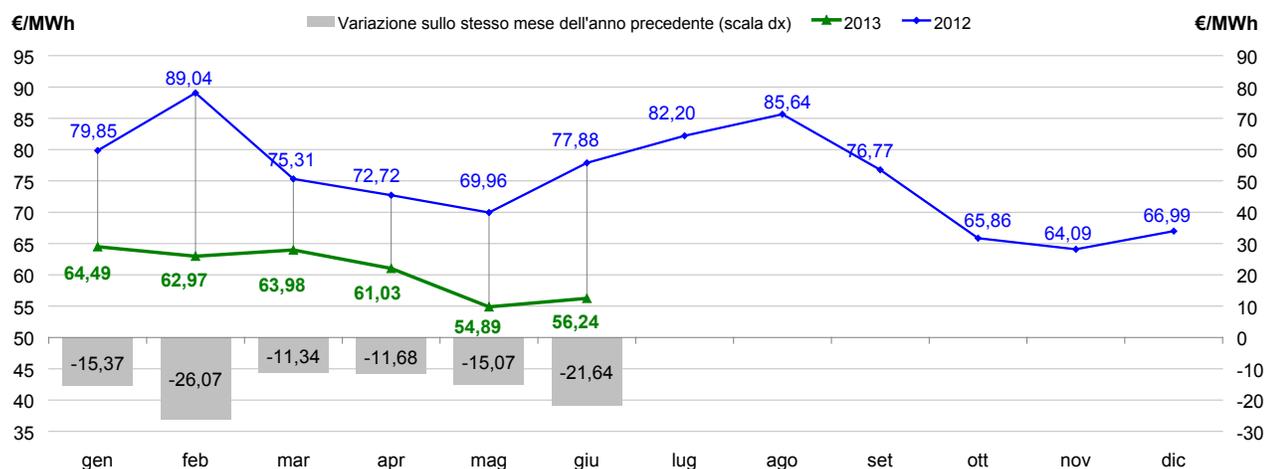
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	56,24	77,88	-21,64	-27,8%	25.314	+19,8%	32.476	-6,9%	77,9%	60,6%
<i>Picco</i>	63,25	86,59	-23,33	-26,9%	30.956	+14,4%	39.688	-6,3%	78,0%	63,8%
<i>Fuori picco</i>	52,73	73,19	-20,46	-28,0%	22.493	+25,4%	28.870	-6,4%	77,9%	58,1%
<i>Minimo orario</i>	0,00	28,09			15.797		20.233		72,2%	45,0%
<i>Massimo orario</i>	147,84	133,38			35.078		44.864		84,8%	69,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



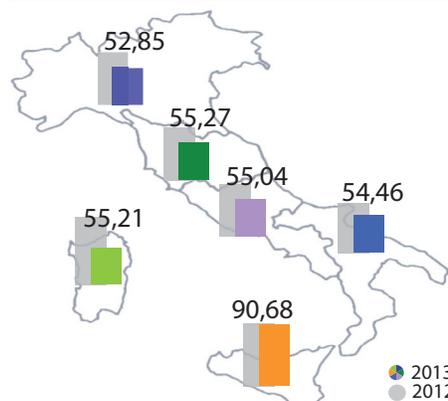
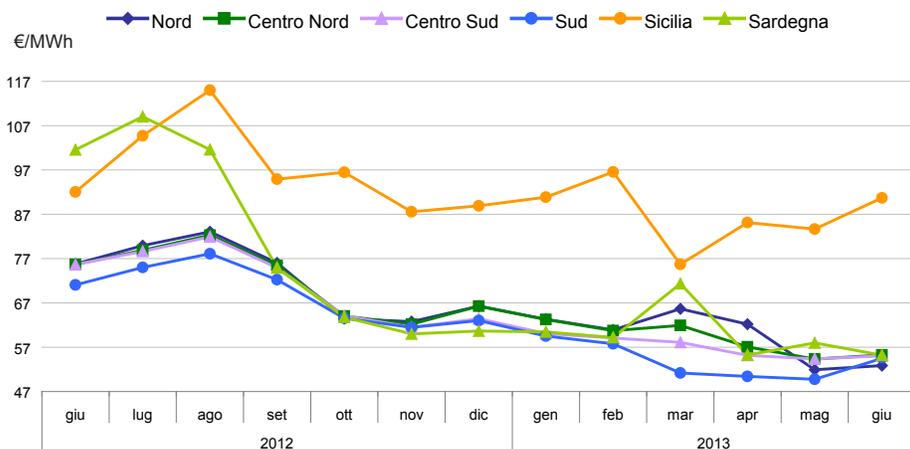
(continua)

I prezzi medi di vendita hanno registrato in tutte le zone, con la sola eccezione della *Sicilia*, un deciso arretramento rispetto a giugno 2012. In evidenza la *Sardegna* il cui prezzo, con un calo del 45,6% è sceso a 55,21 €/MWh, ai minimi da maggio 2007.

Il *Nord*, dopo otto mesi, è tornato a segnare il prezzo più basso a quota 52,85 €/MWh. Nelle altre zone continentali il prezzo si è attestato attorno ai 55 €/MWh. La *Sicilia*, con 90,68 €/MWh, si conferma la zona dal prezzo più alto (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia* segnano ancora una flessione su base annua (-6,9%), portandosi a 23,4 milioni di MWh. In crescita, anche a giugno, l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 18,2 milioni di MWh (+19,8%), trainata dagli sbilanciamenti a programma dei venditori bilateralisti, che si confermano su livelli molto alti. L'energia scambiata *over the counter* sulla PCE e nominata

su MGP è scesa a 5,2 milioni di MWh (-47,9%) in ripresa, tuttavia, dal minimo storico di maggio (+12,4%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, in aumento di 17,3 punti percentuali su base annua, ripiega di 1,7 p.p. dal record storico del mese precedente, attestandosi a quota 77,9% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.226.014	+19,8%	77,9%
Operatori	10.779.191	+39,4%	46,1%
GSE	5.022.561	-1,2%	21,5%
Zone estere	2.424.262	+1,2%	10,4%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	5.156.829	-47,9%	22,1%
Zone estere	885.245	-7,8%	3,8%
Zone nazionali	4.271.584	-52,2%	18,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.382.844	-6,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.620.846	-4,5%	
OFFERTA TOTALE	44.003.689	-5,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

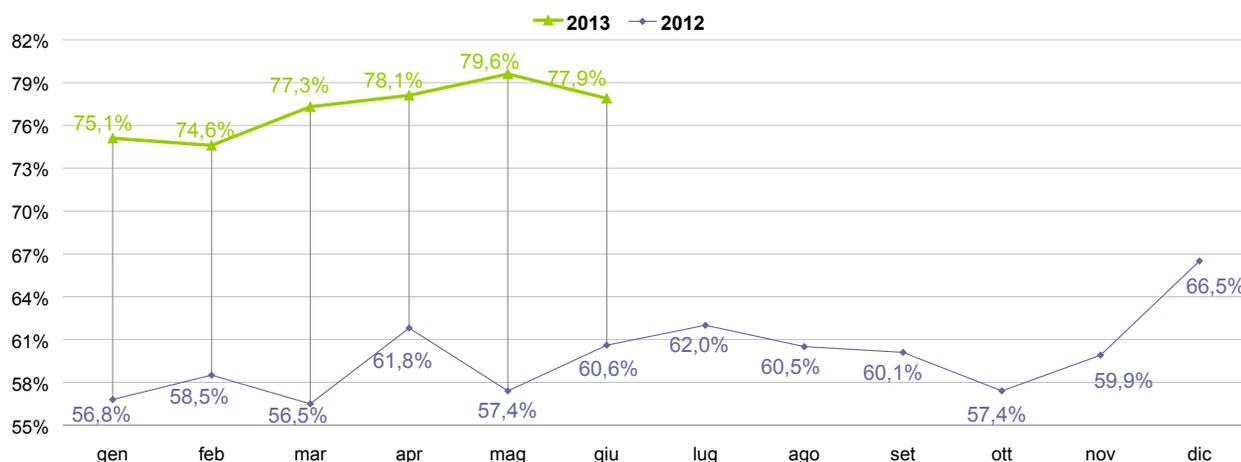
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.226.014	+19,8%	77,9%
Acquirente Unico	1.981.687	-34,4%	8,5%
Altri operatori	8.141.817	-17,3%	34,8%
Pompaggi	7.482	-85,4%	0,0%
Zone estere	136.385	+127,9%	0,6%
Saldo programmi PCE	7.958.644	+255,0%	34,0%
PCE (incluso MTE)	5.156.829	-47,9%	22,1%
Zone estere	900	-97,5%	0,0%
Zone nazionali AU	3.423.600	+11,1%	14,6%
Zone nazionali altri operatori	9.690.973	+7,3%	41,4%
Saldo programmi PCE	-7.958.644	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.382.844	-6,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.372.998	+44,0%	
DOMANDA TOTALE	26.755.842	-2,6%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica segnano la decima flessione tendenziale consecutiva (-7,1%) portandosi a 23,2 milioni di MWh. A livello zonale in evidenza la Sardegna (-35,0%), in controtendenza il Sud (+5,7%). In aumento gli acquisti sulle zone estere, pari a 137 mila MWh (+44,2%), pur risultando i più bassi degli ultimi nove mesi (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione nazionale, in flessione tendenziale del 7,8%, scendono a 20,1 milioni di MWh. A livello zonale, cali più contenuti al Nord (-1,6%) ed al Centro Sud (-6,5%). In lieve diminuzione anche le importazioni (-1,3%), pari a 3,3 milioni di MWh, attestatesi sui livelli piuttosto depressi di aprile e maggio (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.929.544	29.069	-7,8%	10.582.586	14.698	-1,6%	12.841.477	17.835	-4,1%
Centro Nord	2.772.556	3.851	-26,6%	1.516.496	2.106	-22,5%	2.386.222	3.314	-12,4%
Centro Sud	6.586.466	9.148	+3,7%	2.336.792	3.246	-16,3%	3.579.579	4.972	-11,1%
Sud	6.190.605	8.598	-2,2%	3.382.836	4.698	-6,5%	2.125.020	2.951	+5,7%
Sicilia	2.722.928	3.782	+1,9%	1.408.927	1.957	-11,1%	1.514.522	2.104	-8,0%
Sardegna	1.360.380	1.889	-7,7%	845.700	1.175	-20,1%	798.739	1.109	-35,0%
Totale nazionale	40.562.479	56.337	-6,3%	20.073.337	27.880	-7,8%	23.245.559	32.285	-7,1%
Estero	3.441.210	4.779	+0,9%	3.309.507	4.597	-1,3%	137.285	191	+44,2%
Sistema Italia	44.003.689	61.116	-5,8%	23.382.844	32.476	-6,9%	23.382.844	32.476	-6,9%

A giugno le vendite da impianti a fonte rinnovabile, inferiori solo al loro massimo storico di maggio, hanno registrato ancora una sensibile crescita tendenziale (+20,1%), sostenuta soprattutto dalla fonte idraulica (+27,1%) ed eolica (+69,8%). Si confermano in flessione, invece, le vendite da impianti a fonte tradizionale (-24,9%)

(Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile si è attestata al 48,8% (37,5% a giugno 2012), a scapito delle fonti tradizionali. In particolare degli impianti a gas, la cui quota è scesa al 28,6% (39,3% un anno fa) (Grafico 4).

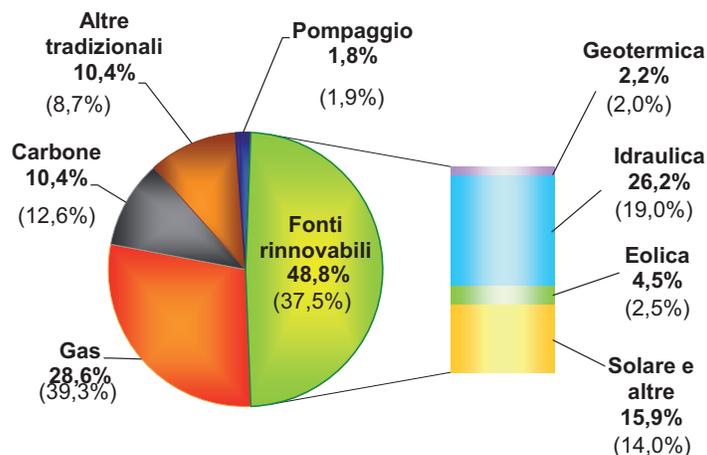
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

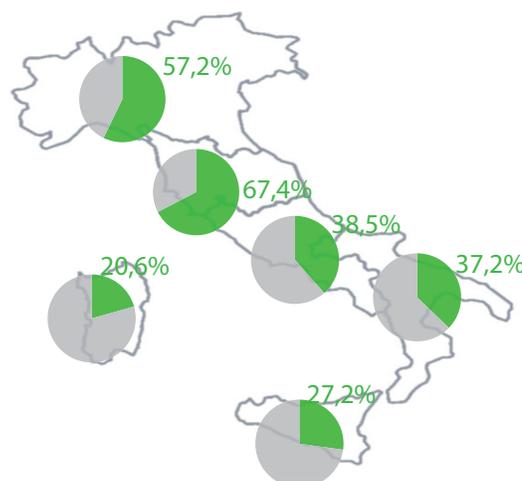
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.873	-20,9%	687	-51,2%	1.917	-35,8%	2.951	-16,4%	1.424	-18,8%	932	-24,7%	13.784	-24,9%
Gas	3.686	-27,0%	599	-54,6%	381	-71,0%	1.453	-35,3%	1.338	-14,6%	506	+31,3%	7.964	-33,0%
Carbone	1.188	-21,4%	23	-38,2%	1.300	-10,0%	-	-	-	-	398	-51,8%	2.910	-23,8%
Altre	999	+15,0%	64	+29,4%	235	+4,0%	1.498	+16,7%	86	-54,2%	28	+1,7%	2.911	+10,1%
Fonti rinnovabili	8.403	+19,6%	1.419	+12,0%	1.250	+41,8%	1.748	+16,9%	533	+20,2%	242	+14,5%	13.595	+20,1%
Idrraulica	6.159	+21,4%	350	+120,1%	479	+109,7%	252	+10,3%	45	+51,8%	26	-24,0%	7.310	+27,1%
Geotermica	-	-	601	+0,4%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-	601	+0,1%
Eolica	7	-53,5%	8	+172,0%	202	+49,1%	694	+88,8%	225	+47,5%	125	+78,9%	1.260	+69,8%
Solare e altre	2.238	+15,5%	460	-9,0%	569	+9,9%	801	-10,7%	263	+0,7%	91	-14,9%	4.423	+4,7%
Pompaggio	422	-13,3%	-	-100,0%	79	+524,0%	-	-	0	-100,0%	0	-98,6%	501	-11,5%
Totale	14.698	-1,6%	2.106	-22,5%	3.246	-16,3%	4.698	-6,5%	1.957	-11,1%	1.175	-20,1%	27.880	-7,8%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

A giugno il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 325 MWh (367 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato per il 93,8% delle ore in import (100,0% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è sceso da 32,51 €/MWh dell'anno precedente a 17,22 €/MWh; più che dimezzata la rendita generata, pari a 4,07 milioni

di € (-51,4%) (Tabella 6).

La capacità utilizzata in import (NTC), pari al 89,5%, è stata tutta allocata dal market coupling (a giugno 2012 la capacità disponibile era stata allocata per il 94,9% dal market coupling e per il 4,9% con asta esplicita). La restante parte, pari al 10,5%, non è stata utilizzata (0,2% lo scorso anno) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
52,85	35,62	17,22	4,07	355	339	93,8%	78,2%	131	114	6,3%	4,2%
(75,77)	(43,26)	(32,51)	(8,37)	(368)	(367)	(100,0%)	(97,1%)	(150)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

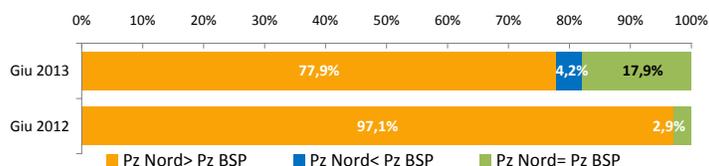
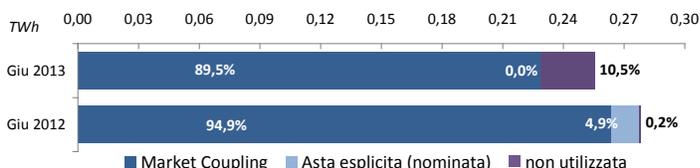


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto si confermano in netta flessione tendenziale in tutte le sessioni di mercato, attestandosi tra 53,60 €/MWh di MI2 e 67,76 €/MWh di MI4, con MI2 ed MI3 che aggiornano, per il secondo mese consecutivo, i minimi storici. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più bassi in tutte le sessioni del mercato (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 1,8 milioni di MWh. Ancora in flessione sia quelli scambiati su MI1, pari a 1,0 milioni di MWh (-26,8% ed ai minimi, in media oraria, da febbraio 2011), che quelli scambiati su MI2, pari a 433 mila MWh (-14,1%); si riducono, per la prima volta da oltre un anno, anche i volumi scambiati su MI3, pari a 157 mila MWh (-12,1%), mentre prosegue la crescita degli scambi su MI4, pari a 213 mila MWh (+90,6%) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	56,24	77,88	-27,8%	32.476	34.890	-6,9%
MI1 (1-24 h)	55,34 (-1,6%)	75,81 (-2,7%)	-27,0%	1.395	1.906	-26,8%
MI2 (1-24 h)	53,60 (-4,7%)	75,67 (-2,8%)	-29,2%	601	700	-14,1%
MI3 (13-24 h)	58,27 (-3,8%)	80,18 (-3,8%)	-27,3%	437	497	-12,1%
MI4 (17-24 h)	67,76 (-4,3%)	92,61 (+2,1%)	-26,8%	886	465	+90,6%

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

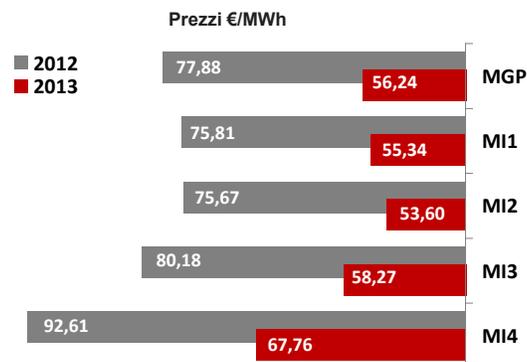
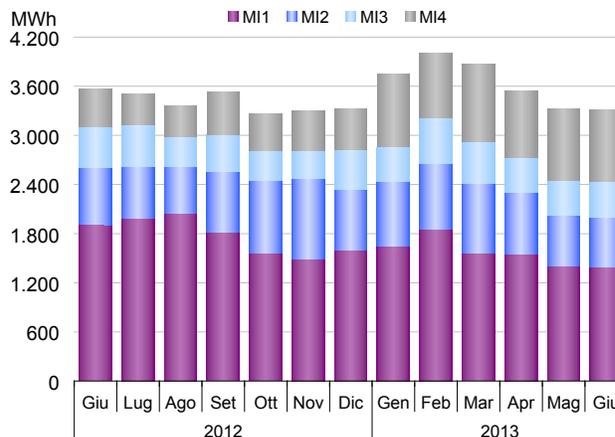
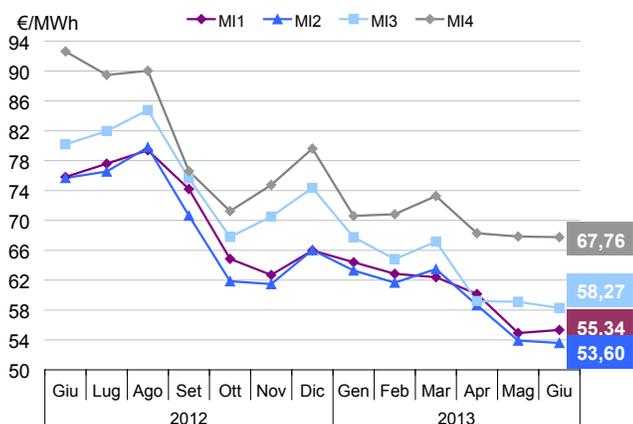


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME

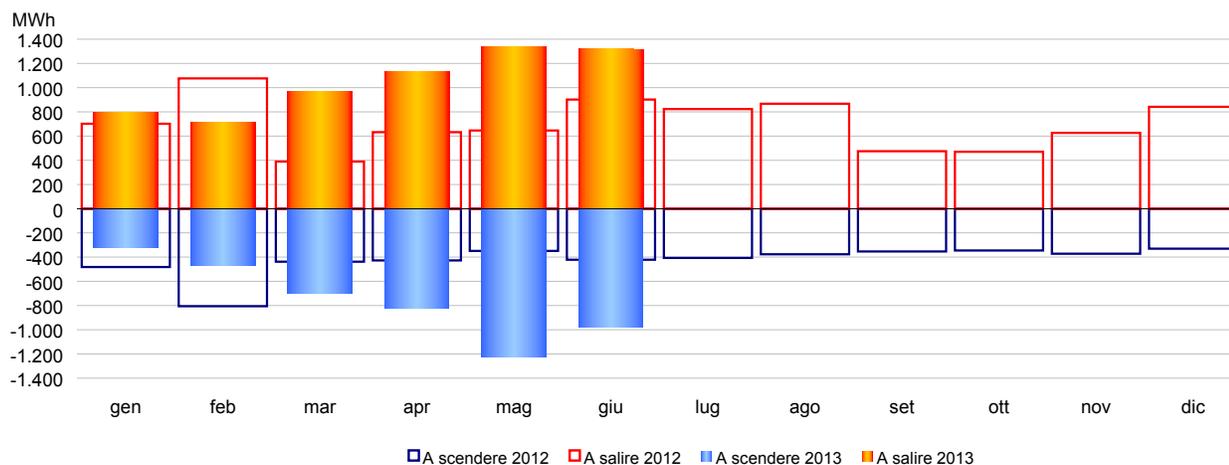


MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

In aumento tendenziale, per il quarto mese consecutivo, sia gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 920 mila MWh (+46,7%), che le vendite di Terna, pari a 685 mila MWh (+133,5%) (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a giugno, si sono registrate 57 negoziazioni in cui si sono scambiati 435 contratti, pari a 1,5 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 60 contratti O.T.C., pari a 45 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 56,2 milioni di MWh.

Stabili o in flessione i prezzi di tutti i prodotti in negoziazione nel mese (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto *Luglio 2013* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 67,15 €/MWh sul *baseload* e 73,87 €/MWh sul *peakload* e con una posizione aperta pari rispettivamente a 5.072 e 834 MW, per complessivi 4,0 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2013	67,15	+0,0%	2	-	30	30	5.072	3.773.568
Agosto 2013	66,05	-1,9%	1	-	30	30	5.052	3.758.688
Settembre 2013	67,30	+0,0%	-	-	-	-	5.022	3.615.840
Ottobre 2013	64,85	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	66,83	-0,6%	1	5	-	5	5.022	11.088.576
IV Trimestre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	4.866	10.748.994
I Trimestre 2014	64,20	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	57,48	-5,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	61,57	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	61,20	-0,6%	5	25	-	25	3.957	34.663.320
Totale			9	30	60	90		52.786.842

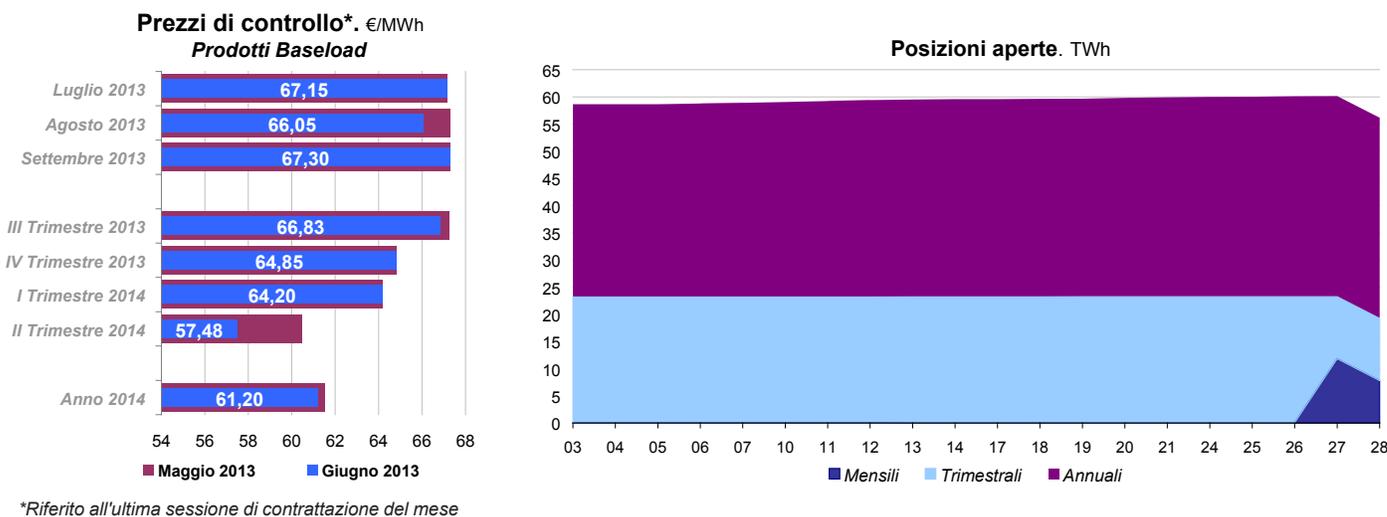
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2013	73,87	+0,0%	-	-	-	-	834	230.184
Agosto 2013	67,91	-1,9%	-	-	-	-	834	220.176
Settembre 2013	75,53	-0,9%	-	-	-	-	834	210.168
Ottobre 2013	74,87	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	72,62	-0,6%	-	-	-	-	834	660.528
IV Trimestre 2013	76,86	-0,9%	-	-	-	-	849	672.408
I Trimestre 2014	74,92	-0,8%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	64,57	-5,1%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	66,22	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	68,00	-2,0%	48	405	-	405	726	2.273.832
Totale			48	405	-	405		3.376.584

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a giugno 2013 sono state pari a 30,5 milioni di MWh, in aumento del 13,5% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 26,9 milioni di MWh, sono cresciute del 12,2% sostenute dai contratti *baseload* (+15,0%) e dai *non standard* (+15,3%). Si confermano in aumento anche le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+24,2%), pari a 3,6 milioni di MWh, che pertanto rappresentano l'11,8% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (contro il 10,7% di un anno fa) (Tabella 9). Le transazioni registrate sulla PCE hanno determinato una posizione netta di 16,0 milioni di MWh in aumento dell'1,1% su

base annua.

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 5,2 milioni di MWh, si sono quasi dimezzati rispetto ad un anno fa (-47,9%), con un aumento dello sbilanciamento a programma salito a 10,8 milioni di MWh (+83,3%). Dinamiche opposte, invece, per i conti in prelievo, relativamente ai quali i programmi registrati, pari a 13,1 milioni di MWh, sono aumentati dell'8,0% e lo sbilanciamento a programma si è ridotto del 21,6%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, stabile rispetto a maggio a 1,91, è aumentato di 0,21 rispetto ad un anno fa (Grafico 11).

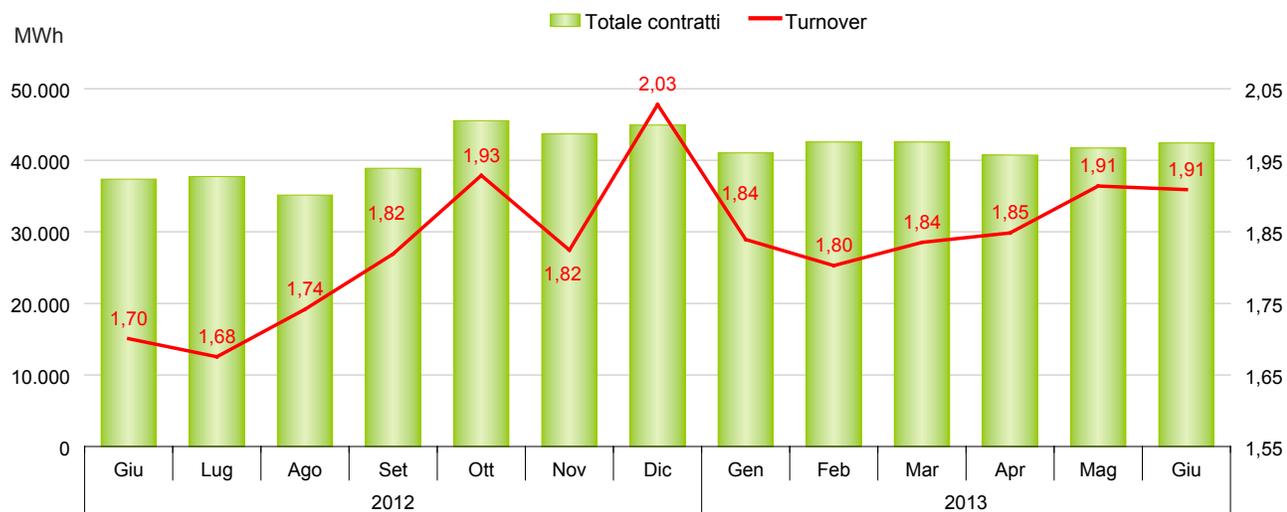
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.542.754	+15,0%	28,0%	Richiesti	10.555.169	+3,4%	100,0%	13.115.473	+8,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	607.368	-30,2%	2,0%	di cui con indicazione di prezzo	5.907.062	+66,1%	56,0%	-	-	-
<i>Peak</i>	569.906	-26,7%	1,9%	Rifiutati	5.398.339	+1664,4%	51,1%	-	-100,0%	-
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	5.391.831	+1695,9%	51,1%	-	-	-
Totale Standard	9.720.029	+7,1%	31,8%	Registrati	5.156.829	-47,9%	48,9%	13.115.473	+8,0%	100,0%
Totale Non standard	17.223.270	+15,3%	56,4%	di cui con indicazione di prezzo	515.231	-84,2%	4,9%	-	-	-
PCE bilaterali	26.943.299	+12,2%	88,2%	Sbilanciamenti a programma	10.837.405	+83,3%	-	2.878.761	-21,6%	-
MTE	3.588.000	+24,2%	11,8%	Saldo programmi	-	-	-	7.958.644	+255,0%	-
TOTALE PCE	30.531.299	+13,5%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.994.234	+1,1%	52,4%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ La contenuta ripresa dei consumi del settore industriale e di quello civile (+4% circa), non ha arrestato il calo della domanda complessiva di gas naturale, trascinata ai minimi dal 2006, dalla sensibile contrazione dei consumi del settore termoelettrico (-35,9% su base annua). Sul lato offerta, calano sia le importazioni che la produzione nazionale. Le giacenze

a fine mese negli stoccaggi sono risultate inferiori di quasi il 30% rispetto a giugno 2012; in aumento le iniezioni. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 2,3 milioni di MWh (+8,3%), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento, ad un prezzo di 27,69 €/MWh, in linea con le quotazioni registrate sul PSV.

IL CONTESTO

A giugno, i consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 3.441 milioni di mc (36,4 TWh), in calo del 15,9% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, segnando per il secondo mese consecutivo il valore più basso degli ultimi otto anni. La flessione ha interessato esclusivamente i consumi del settore termoelettrico, scesi a 1.241 milioni di mc (-35,9%), in ripresa tuttavia dal minimo registrato lo scorso mese. In aumento, invece, i consumi del settore civile, con 1.019 milioni di mc (+4,3%), e quelli del settore industriale, pari a 1.059 milioni di mc (+4,4%). Infine le esportazioni, pari a 123 milioni di mc, si

sono ridotte del -26,9%.

Dal lato offerta, in calo sia la produzione nazionale, pari a 639 milioni di mc (-5,9%), che le importazioni di gas naturale, pari a 4.605 milioni di mc (-6,9%). Tra i punti in entrata, in controtendenza soltanto *Tarvisio* (+49,8%) e *Gela* (+15,0%); a regime ridotto anche questo mese il punto di entrata di *Gorizia* e il rigassificatore di *Panigaglia*.

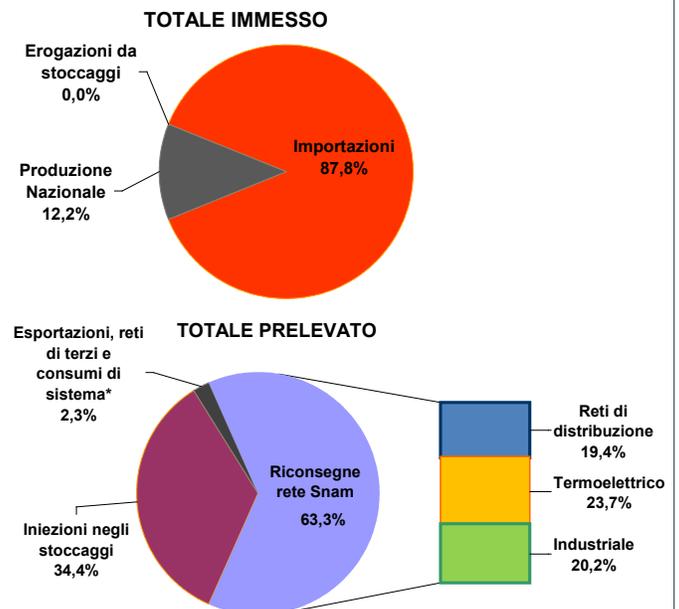
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.803 milioni di mc (+17,6%). Come a giugno 2012, non sono state rilevate erogazioni dagli stoccaggi.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.605	48,7	-6,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	528	5,6	-65,5%
Tarvisio	2.339	24,8	+49,8%
Passo Gries	700	7,4	-11,9%
Gela	553	5,8	+15,0%
Gorizia	0	0	-97,4%
Panigaglia (GNL)	1	0	-98,6%
Cavarzere (GNL)	484	5,1	-1,9%
Produzione Nazionale	639	6,8	-5,9%
<i>Erogazioni da stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.244	55,5	-6,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>3.319</i>	<i>35,1</i>	<i>-15,5%</i>
Industriale	1.059	11,2	+4,4%
Termoelettrico	1.241	13,1	-35,9%
Reti di distribuzione	1.019	10,8	+4,3%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>123</i>	<i>1,3</i>	<i>-26,9%</i>
TOTALE CONSUMATO	3.441	36,4	-15,9%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>1.803</i>	<i>19</i>	<i>+17,6%</i>
TOTALE PRELEVATO	5.244	55,5	-6,8%

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



(continua)

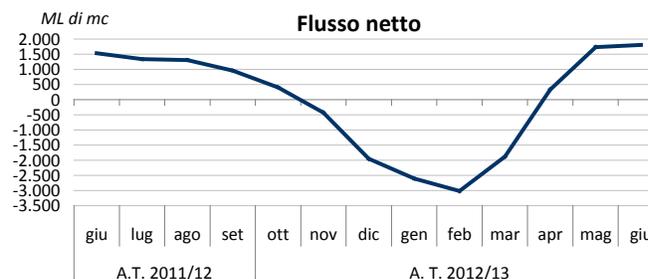
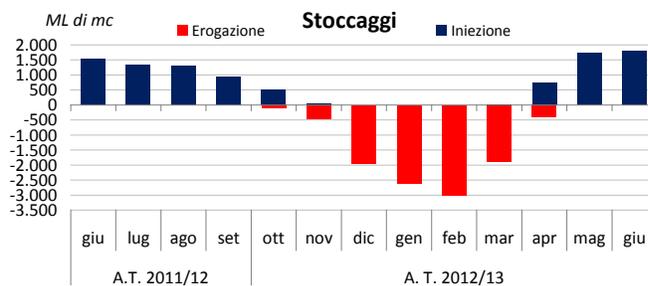
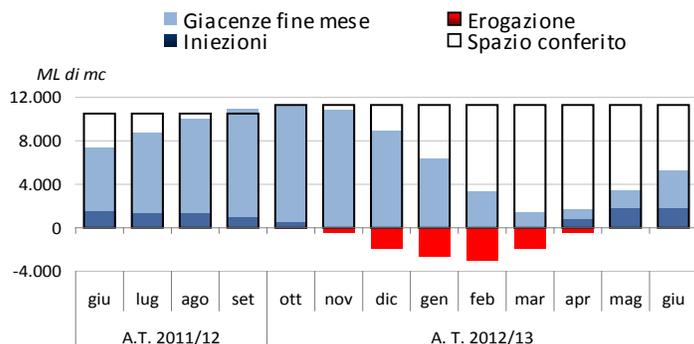
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.230 milioni di mc, in calo del 29,2% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto *giacenza/spazio conferito* sceso al 46,3% (70,4% nel 2012).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), pressochè stabile su base annua (+0,04 €/MWh; +0,1%), si è attestata a 27,63 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Ml di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2013)	5.230	-29,2%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.803	+17,6%
Flusso netto	1.803	+17,6%
Spazio conferito	11.291	+7,5%
Giacenza/Spazio conferito	46,3%	-24,1 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A giugno nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,3 milioni di MWh, pari al 6,4% della domanda complessiva di gas naturale (5,0% a giugno 2012).

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato sul Mercato

del Giorno Prima (MGP-GAS), sia fase ad asta che continua, e sul Mercato Infragiornaliero (MI-GAS).

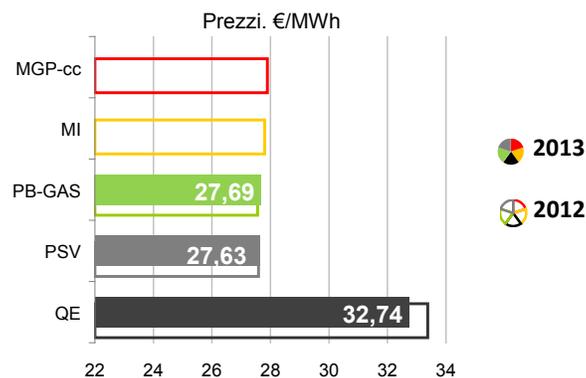
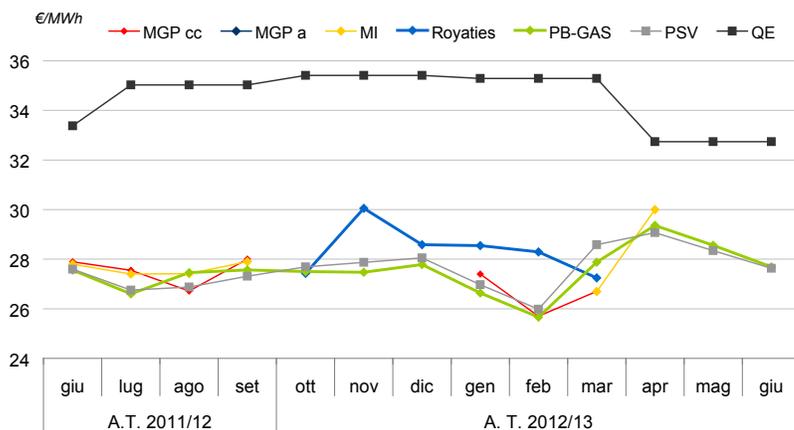
Anche nei comparti Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale *

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
M-GAS					
MGP-asta	-	-	-	-	-
MGP-CC	-	(27,89)	-	-	(38.280)
MI	-	(27,80)	-	-	(6.960)
PB-GAS					
	27,69	(27,56)	27,36	28,26	2.325.646 (2.102.968)
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-
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 QE un indice

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati tutti i 2,3 milioni di MWh, con una crescita del 10,6% su base annua, ad un prezzo medio di 27,69 €/MWh (+0,5%).

Nei 26 giorni, sui 30 di giugno, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,1 milioni di MWh, di cui il 72,6% venduti dal Responsabile del Bilanciamento

(RdB), ad un prezzo medio di 27,67 €/MWh. Nei restanti 4 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 199 mila MWh, di cui il 26,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 27,82 €/MWh.

Complessivamente il 68,6% dei volumi scambiati (1,6 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 31,4% (0,7 milioni MWh) da scambi tra operatori.

(continua)

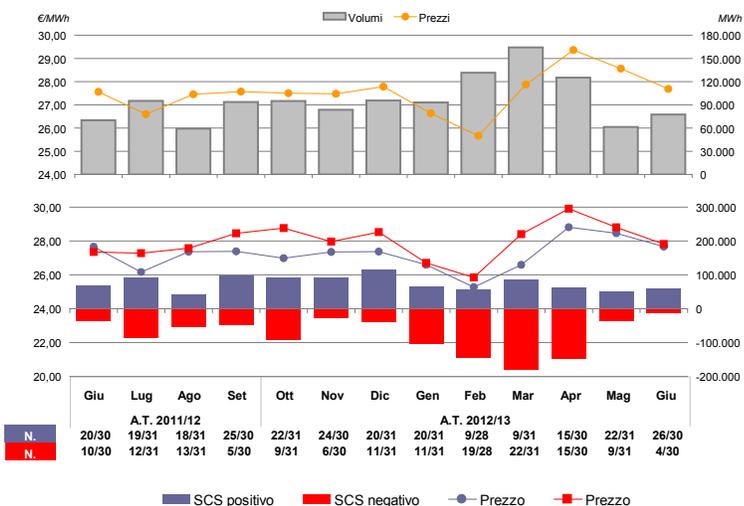
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 26/30	negativo n.giorni 4/30
Prezzo, €/MWh	27,69	(+0,5%)	27,67	27,82
Acquisti, MWh	2.325.646	(+10,6%)	2.126.594	199.051
RdB	51.902	(-86,0%)		51.902
Operatori	2.273.744	(+31,2%)	2.126.594	147.150
Vendite, MWh	2.325.646	(+10,6%)	2.126.594	199.051
RdB	1.542.849	(+13,8%)	1.542.849	
Operatori	782.797	(+4,7%)	583.746	199.051

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi, N°	48	45	21



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A giugno le variazioni osservate sulle quotazioni dei combustibili non alterano di fatto le tendenze registrate sulle principali commodities energetiche nel corso dei mesi precedenti, ribadendo una sostanziale stabilità sui livelli minimi annui per il Brent e i suoi prodotti derivati e confermando la propensione ribassista del carbone, mai su livelli così bassi da marzo 2010, e del gas che, sebbene con dinamiche meno marcate, ripiega sui valori minimi annui.

Un rafforzamento della fase ribassista si rileva anche sulle borse dell'energia elettrica, che esprimono prezzi in diminuzione sul valore minimo dal 2004 in Francia e dal 2007 in Germania. In Italia, il lieve ritocco al rialzo non modifica significativamente il trend calante delle quotazioni, mantenendole comunque sui livelli minimi dell'ultimo quadriennio.

Nel mese di giugno le quotazioni del greggio europeo si attestano a 102,9 \$/bbl, mantenendosi stabili sui livelli più bassi dell'anno e in ripresa tendenziale rispetto al punto di minimo biennale registrato a giugno scorso (+8,5%). La generale fase ribassista che interessa il Brent ormai da febbraio e il trend moderatamente rialzista osservato sul WTI statunitense favoriscono peraltro una ulteriore riduzione dello spread esistente tra i due riferimenti, sceso al minimo da dicembre 2010 (7,2 €/bbl). In ottica futura, si intensificano le attese di un ulteriore calo del prezzo del petrolio, previsto per il prossimo anno sui 97 \$/bbl.

A fronte di dinamiche congiunturali analoghe a quelle della commodity di riferimento, l'olio combustibile (606,9 \$/MT) e il gasolio (875,6 \$/MT), entrambi ai livelli minimi annui, mostrano un aumento decisamente meno marcato del greggio rispetto al 2012,

registrando tassi di crescita pari rispettivamente +1,7% e +3,9%. Procede invece senza arresto la caduta del carbone sui mercati internazionali a pronti. In Europa, in particolare, le quotazioni a 74,8 \$/MT evidenziano forti cali congiunturali (-8,4%) e tendenziali (-13,8%), scendendo al livello più basso dell'ultimo triennio. Gli effetti di tale dinamica si avvertono anche in prospettiva, ridimensionando le aspettative di ripresa espresse a termine dagli operatori per il breve e soprattutto per il lungo periodo. In questo contesto, gli effetti più evidenti degli aumenti rilevati sul tasso dollaro/euro (1,32 \$/€, +1,7% congiunturale e +5,2% su base annua) si osservano sulle variazioni tendenziali del Brent, ridotte nella conversione in euro della commodity (da +8,5% a +3,1%), e soprattutto dei suoi prodotti di raffinazione, invertite dall'operazione di cambio (da +1,7% a -3,3%, da +3,9% a -1,2%).

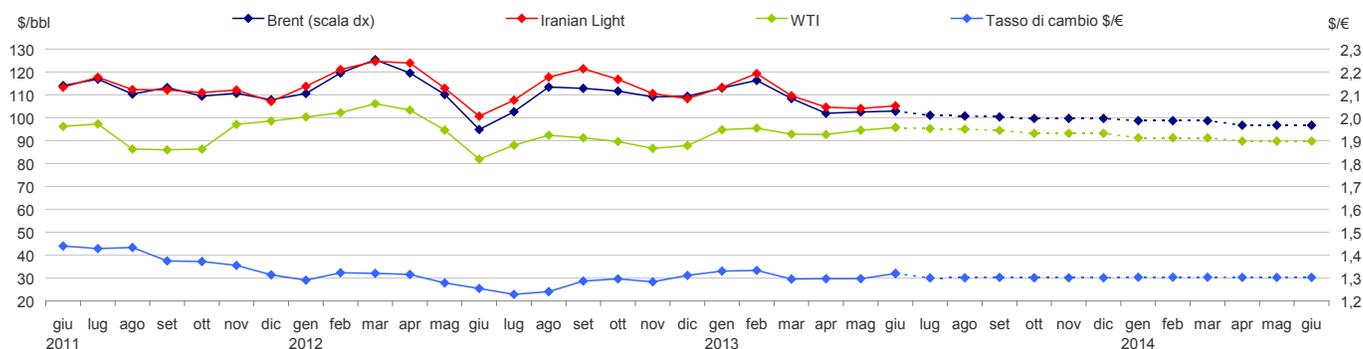
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Giu 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 13	Ago 13	Set 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,32	+1,7%	+5,2%	1,30	1,30 ▲	1,30 ▲	1,30 -	1,31 -
Brent	\$/bbl	102,9	+0,4%	+8,5%	102,3	101,1 ▼	100,7 ▼	100,3 -	97,2 ▼
FOB	€/bbl	78,0	-1,3%	+3,1%	78,7	77,7 ▼	77,4 ▼	77,0 -	74,4 -
Fuel Oil	\$/MT	606,9	+0,8%	+1,7%	599,0	595,0 ▼	594,0 ▼	592,5 -	591,5 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	459,8	-0,9%	-3,3%	460,9	457,4 ▼	456,5 ▼	454,6 -	452,5 -
Gasoil	\$/MT	875,6	+1,6%	+3,9%	850,6	869,1 ▲	866,6 ▲	865,4 -	849,9 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	663,4	-0,1%	-1,2%	654,5	668,0 ▲	666,0 ▲	663,9 -	650,2 -
Coal	\$/MT	74,8	-8,4%	-13,8%	81,1	74,9 ▼	76,0 ▼	78,7 -	85,3 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	56,7	-9,9%	-18,1%	62,4	57,6 ▼	58,4 ▼	60,4 -	65,2 -

Fonte: Thomson-Reuters

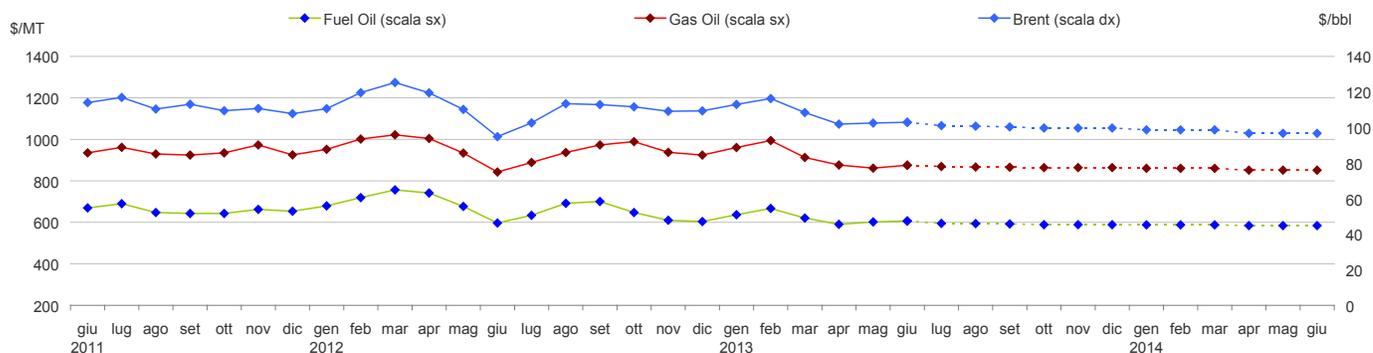
(continua)

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



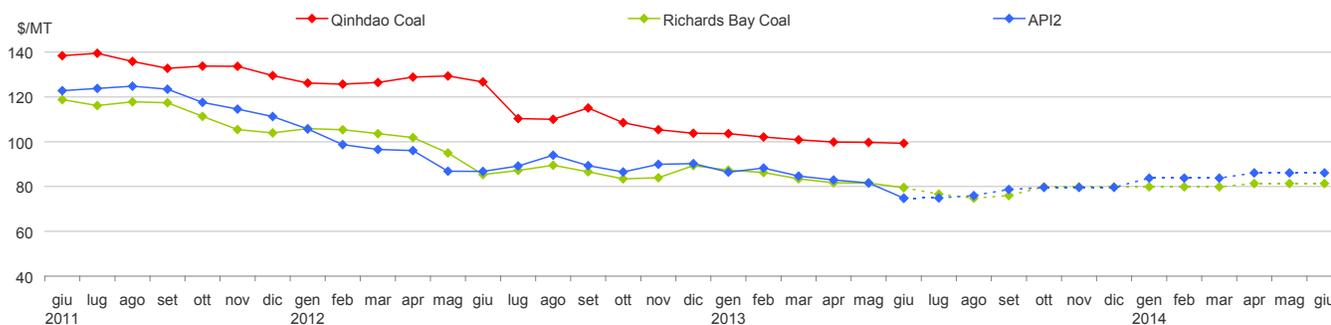
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

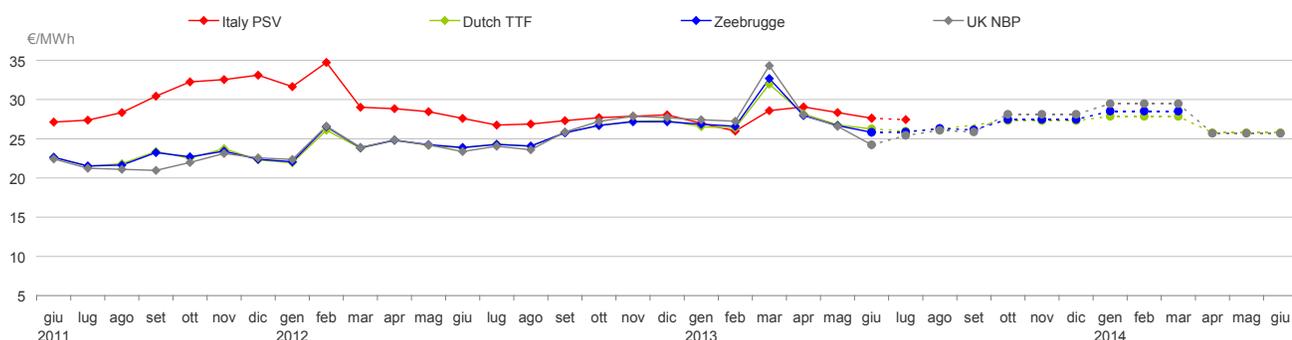
Anche sui principali hub europei del gas naturale, l'andamento registrato dai prezzi segnala un rafforzamento della fase ribassista successiva al picco di marzo, portando le quotazioni al minimo annuo di 25/26 €/MWh in Olanda e Belgio (-2/-3% rispetto a maggio) e di 24,22 €/MWh in Gran Bretagna (-8,9%). Riduzioni congiunturali analoghe a quelle emerse nei Paesi Bassi interessano anche il PSV, attestato, dopo il secondo calo

consecutivo, su valori superiori di circa 1 €/MWh ai riferimenti dell'Europa continentale (27,63 €/MWh, -2,5%). Su base tendenziale vengono confermati sia la sostanziale stabilità del prezzo italiano, sia il trend crescente delle altre quotazioni europee (+3/10%) che, recepito dai mercati a termine, spinge le quotazioni attorno ai 27 €/MWh per il prossimo anno termico.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)					
GAS	Area	Giu 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 13	Ago 13	Set 13	Gas Year 13		
PSV DA	Italia	27,63	-2,5%	+0,1%	28,35	27,45	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,25	-2,0%	+10,2%	26,70	25,95 ▼	26,20	-	-	26,60 ▲	
Zeebrugge	Belgio	25,82	-3,2%	+8,0%	26,77	25,85 ▼	26,33 ▼	26,13	-	26,91 ▲	
UK NBP	Regno Unito	24,22	-8,9%	+3,6%	26,45	25,43 ▼	26,07 ▼	25,87 ▼	-	27,19 ▲	



Non da meno, sul versante dell'energia elettrica le quotazioni crollano, all'interno di un trend già ribassista, sui valori minimi dal 2004 in Francia (23,39 €/MWh, -25% e -42%) e dal 2007 in Germania (27,82 €/MWh, -13,2% e -28,3%), trainando su livelli molto bassi anche le aspettative di breve termine

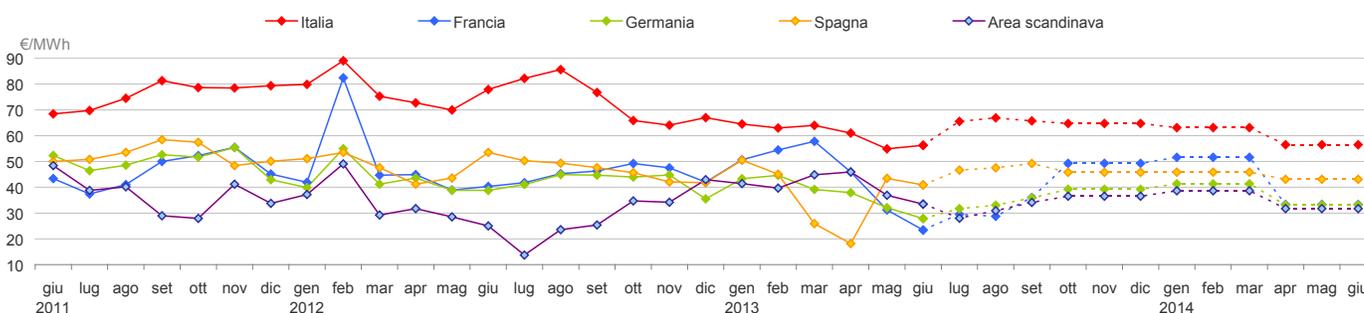
espresse dagli operatori sui futures. In questo contesto rientra anche il nostro prezzo nazionale che, pur confermandosi strutturalmente più elevato e caratterizzato da un andamento congiunturale lievemente rialzista (+2,4%), si mantiene tra i più bassi registrati negli ultimi quattro anni (56,24 €/MWh).

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Giu 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 13	Ago 13	Set 13	Calendar
Italia	56,24	+2,4%	-27,8%	66,00	65,50 ▼	66,89 ▲	65,75 -	60,80 ▼
Francia	23,39	-25,0%	-42,0%	32,08	29,50 ▲	28,75 ▼	36,03 -	42,00 ▼
Germania	27,82	-13,2%	-28,3%	31,67	31,72 -	33,05 ▼	35,83 -	37,44 ▼
Svizzera	28,11	-13,1%	-28,5%	-	-	-	-	-
Austria	27,78	-11,4%	-28,8%	-	-	-	-	-
Spagna	40,87	-5,9%	-23,6%	47,68	46,65 ▼	47,50 ▼	49,21 -	46,68 ▼
Area scandinava	33,46	-9,2%	+33,6%	34,90	28,00 ▼	30,90 ▼	34,10 -	34,35 ▼



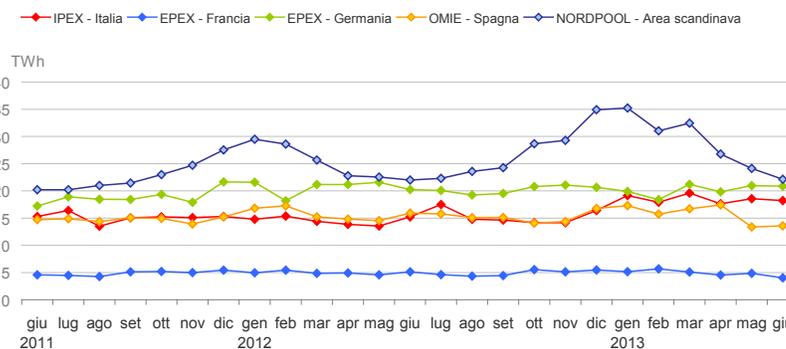
In relazione agli scambi effettuati sulle borse spot, EpeX per il secondo mese consecutivo si conferma superiore a NordPool (24,9 TWh vs. 22,1 TWh), fenomeno non raro nella parte centrale dell'anno. Sui mercati mediterranei si consolida il

differenziale emerso a maggio tra il listino italiano, salito a 18,2 TWh (+19,8%), e quello iberico, in flessione a 13,6 TWh (-14,6%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Giu 13	Diff M-12(%)
Italia	18,2	+19,8%
Francia	4,0	-21,4%
Germania	20,9	+3,1%
Svizzera	1,5	-12,3%
Austria	0,6	-8,4%
Spagna	13,6	-14,6%
Area scandinava	22,1	+0,7%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di giugno sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 48.076 TEE, in diminuzione rispetto ai 596.218 TEE scambiati a maggio.

Dei 48.076 TEE sono stati scambiati 11.245 TEE di Tipo I, 28.608 TEE di Tipo II, e 8.223 TEE di Tipo III.

Nel mese successivo alla scadenza dell'obbligo, per i distributori, della consegna al GSE dei Titoli di Efficienza Energetica, si registra, sul mercato, una forte riduzione dei prezzi medi rispetto al mese precedente. In percentuale, la diminuzione è stata pari al 14,10 % per la Tipologia I, 14,02 % per la Tipologia II, 14,04 % per la Tipologia III.

In generale, nel primo semestre 2013 i prezzi medi del mercato risultano sempre maggiori di quelli registrati sulla piattaforma bilaterale, con un andamento in crescita da 92,62 € a 97,49 € da gennaio a giugno, con un picco di prezzo medio pari a 113,38 € raggiunto nel mese di maggio.

Sulla piattaforma degli scambi bilaterali i prezzi medi sono stati pari a 86,66 € a gennaio con una punta di 101,00 € sfiorata nel mese di marzo, fino a chiudere nel mese di giugno a 92,67 €.

L'andamento dei volumi ha registrato sul mercato un livello pari a 1.481.463 TEE (3.737.029 TEE sulla piattaforma dei bilaterali) per un totale di 5.218.492 TEE scambiati nei primi sei mesi del 2013.

L'andamento dei volumi rispetto allo stesso periodo dello scorso anno risulta in leggera diminuzione (5.350.991 TEE scambiati nel I semestre 2012) mentre i prezzi medi risultano in costante crescita rispetto allo scorso anno, tranne che per il periodo successivo all'assolvimento dell'obbligo dove risultano in linea con i prezzi medi dello scorso anno.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 97,55 € (rispetto a 113,55 € di maggio), i titoli di Tipo II ad una media di 97,54 € (rispetto a € 113,45 di maggio) e, infine, i titoli di Tipo III ad una media di 97,21 € (rispetto a 113,16 € di maggio). I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.587.132 (862.111 di Tipo I, 1.409.512 di Tipo II, 384.799 di Tipo II CAR e 930.710 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi risultano essere 20.816.874.

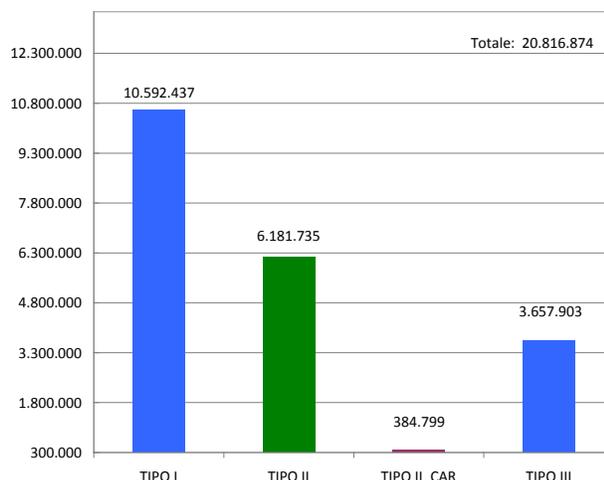
TEE, risultati del mercato del GME - giugno 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	11.245	28.608	-	8.223
Valore Totale (€)	1.096.894,60	2.790.513,36	-	799.361,10
Prezzo minimo (€/TEE)	95,00	93,00	-	94,70
Prezzo massimo (€/TEE)	98,10	98,10	-	98,00
Prezzo medio (€/TEE)	97,55	97,54	-	97,21

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine giugno 2013 (dato cumulato)

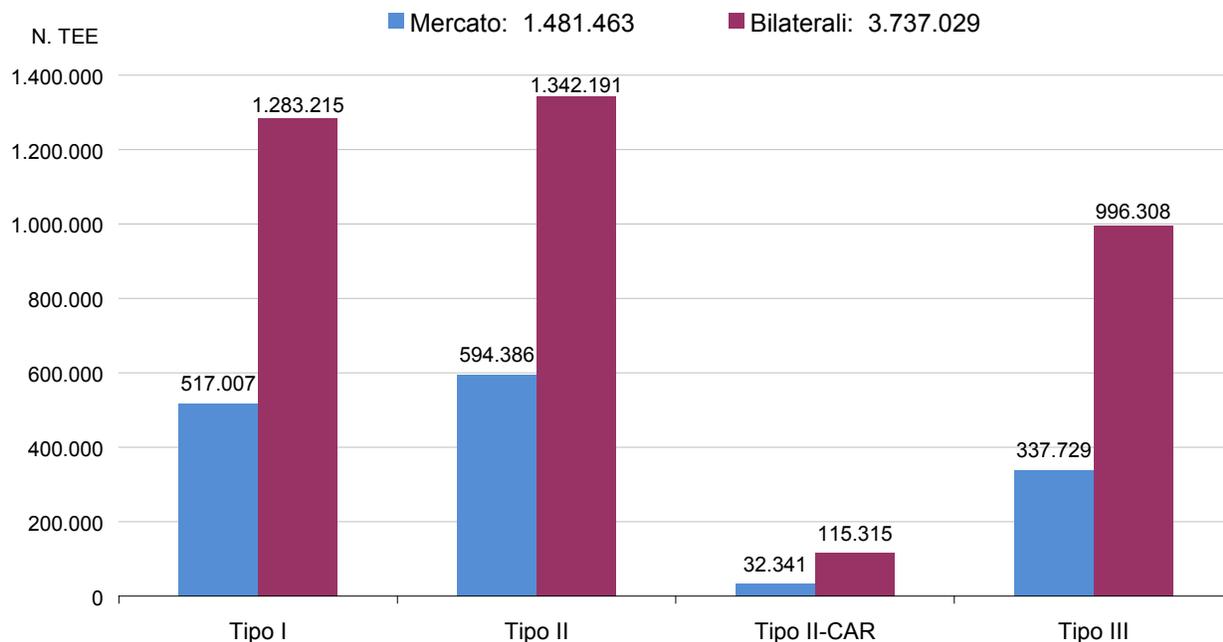
Fonte: GME



(continua)

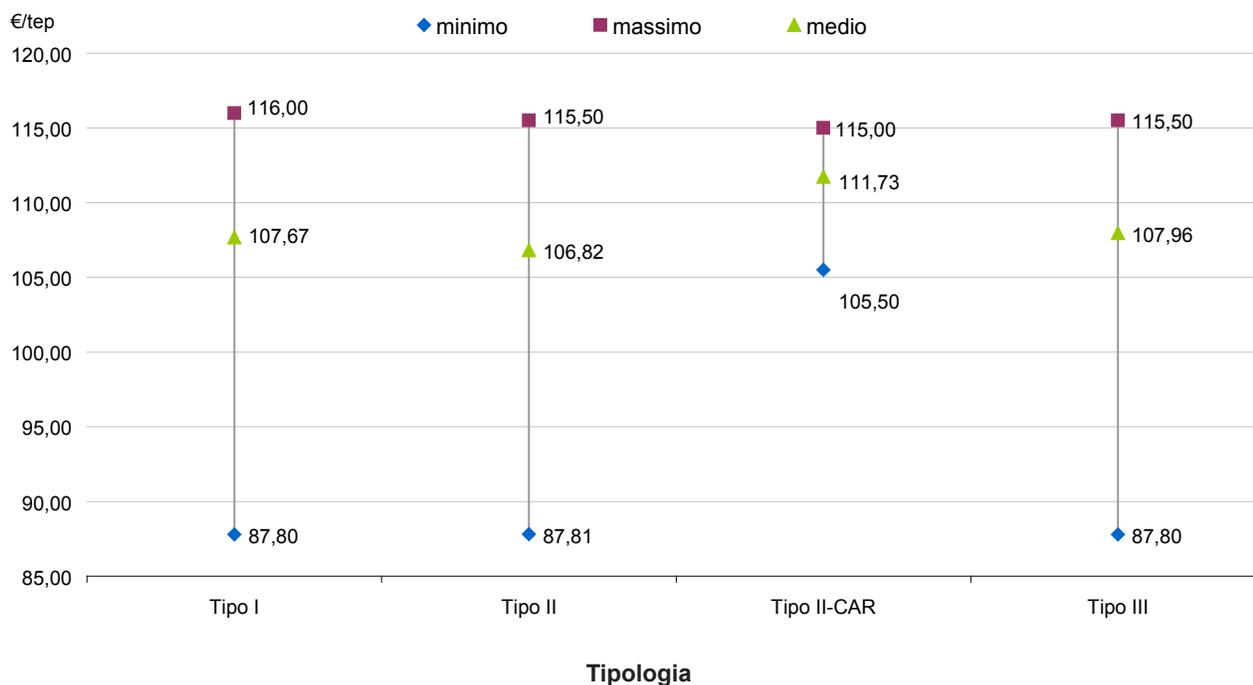
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



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

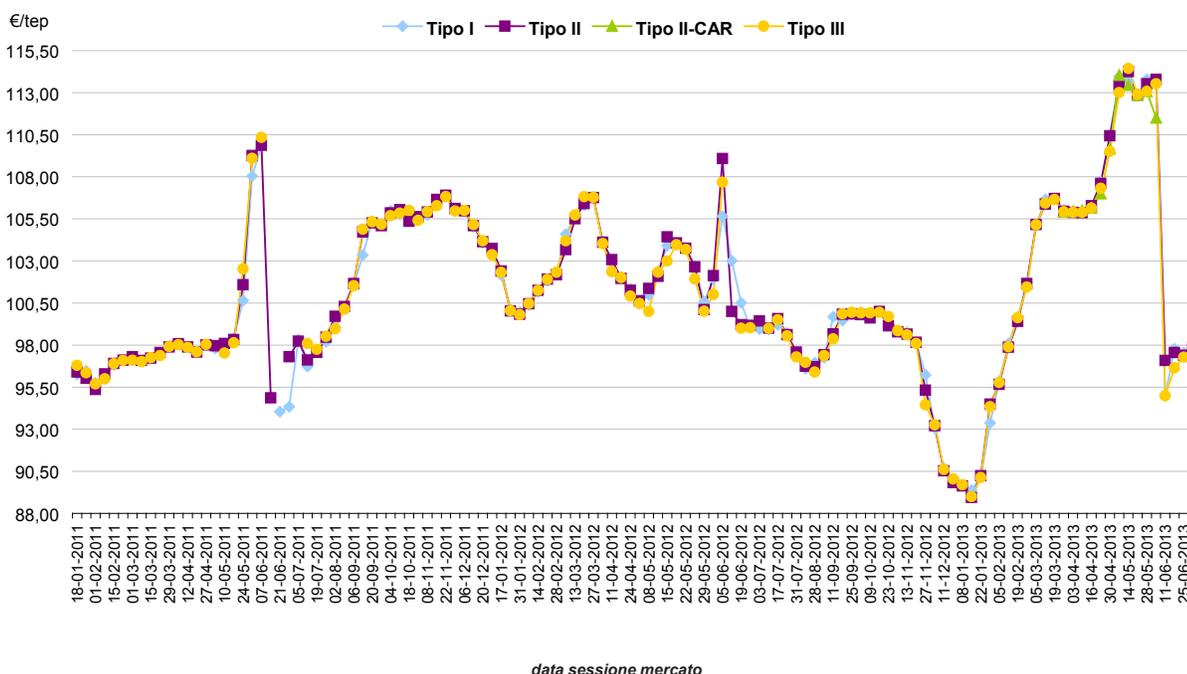
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011 a giugno 2013)

Fonte: GME

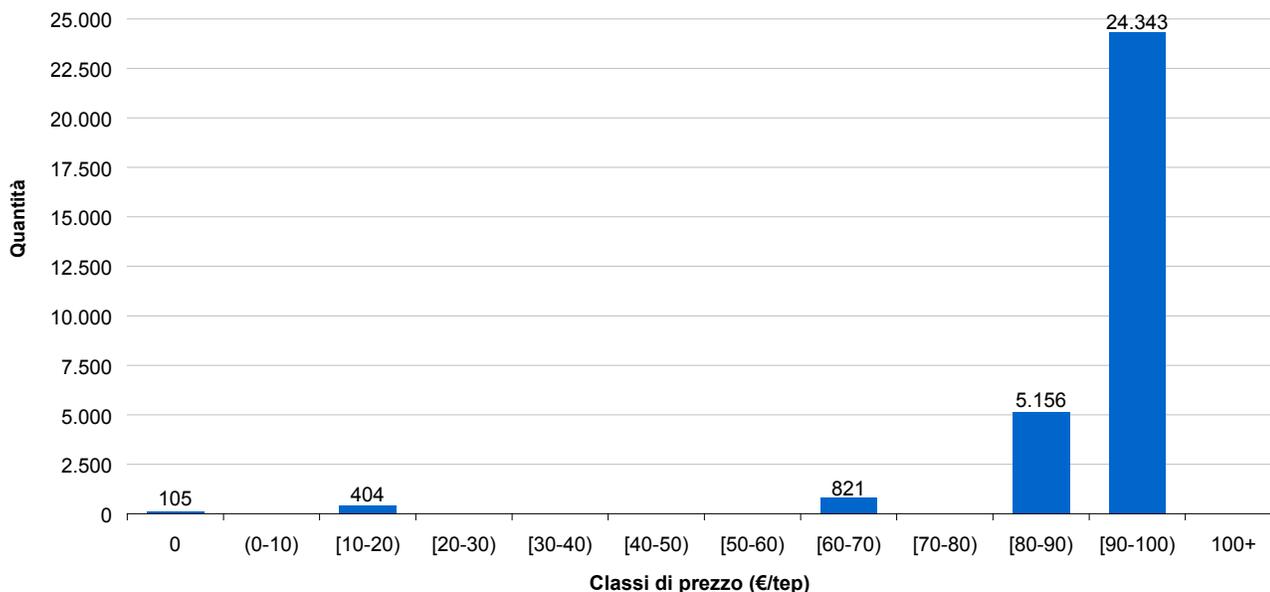


Nel corso del mese di giugno 2013 sono stati scambiati 30.829 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 92,67 €/tep, minore di 4,82 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato di 97,49 €/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - giugno 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di giugno 2013, sono stati scambiati 354.178 CV, in diminuzione rispetto ai 484.869 CV negoziati nel mese di maggio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere della tipologia di CV con anno di riferimento 2012, con un volume pari a 189.768 (450.695 CV_2012 il mese scorso), e della tipologia di CV con anno di riferimento I Trim 2013, per la prima volta sulla piattaforma di mercato, con una numerosità pari a 159.037.

Segue poi la tipologia di CV_TRL relativa all'anno di produzione 2012, che ha conseguito un volume di scambi sul mercato, pari a 5.313 (24.193 CV_2012_TRL nel mese a confronto) e infine, la tipologia di CV con anno di riferimento 2011 con un volume di titoli sul mercato pari a 60 (9.981 CV_2011 il mese scorso).

Nei primi sei mesi del 2013, l'andamento dei volumi scambiati sul mercato risulta in aumento rispetto allo scorso anno (2.557.324 CV scambiati rispetto ai 1.644.759 CV negoziati nello stesso periodo dello scorso anno), mentre sulla piattaforma degli scambi bilaterali i CV scambiati sono stati pari a 16.069.459 (14.992.987 CV nello stesso periodo dello scorso anno).

In generale, da inizio anno, l'andamento dei prezzi medi delle tipologie maggiormente scambiate sul mercato (CV_2011, CV_2012) risultano in aumento, con valori pari a 76,06 €/MWh dei CV_2011 di gennaio a 82,29 €/MWh dei CV_2012 nel mese di giugno.

Per quanto riguarda, invece, l'andamento dei prezzi medi rispetto al mese precedente, i CV_2012 e i CV_2011 hanno registrato un aumento pari a, rispettivamente, 1,76 €/MWh, e 0,24 €/MWh, i CV_2012_TRL hanno registrato, invece, una diminuzione del prezzo medio pari a 1,42 €/MWh.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV I Trim 2013, è stato pari a 84,77 €/MWh, il prezzo medio dei CV_2012 è stato pari a 82,29 €/MWh, il prezzo medio dei CV_2012_TRL è stato pari a 81,50 €/MWh e infine, il prezzo medio dei CV_2011 è stato pari a 80,94 €/MWh.

(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.

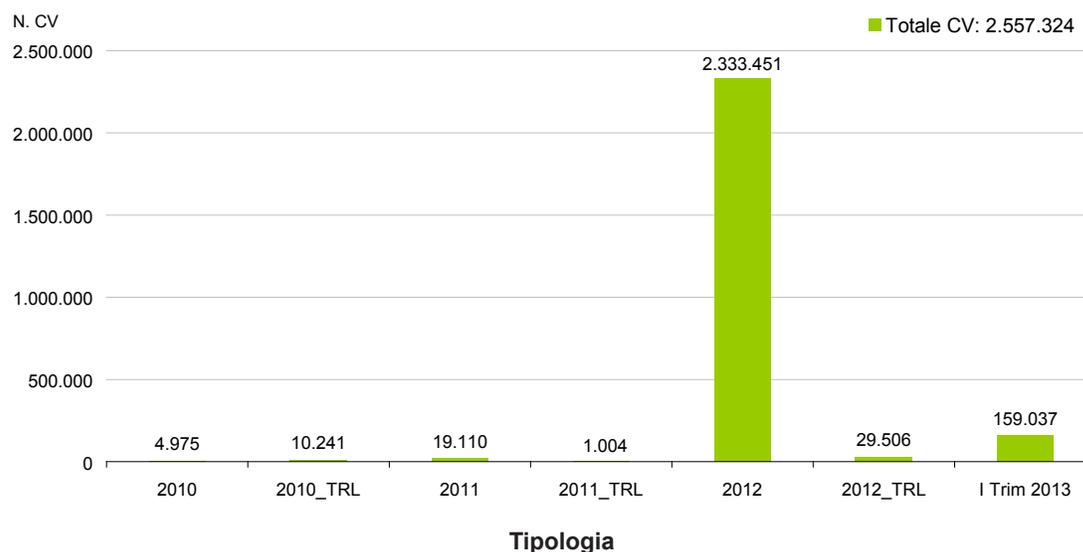
CV, risultato del mercato GME - giugno 2013

Fonte: GME

	Periodo di riferimento			
	2011	2012	2012_TRL	I Trim 2013
Volumi scambiati (n.CV)	60	189.768	5.313	159.037
Valore Totale (€)	4.856,50	15.616.270,79	433.021,10	13.482.039,17
Prezzo minimo (€/CV)	79,11	80,70	81,25	83,50
Prezzo massimo (€/CV)	82,00	83,50	85,00	85,20
Prezzo medio (€/CV)	80,94	82,29	81,50	84,77

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

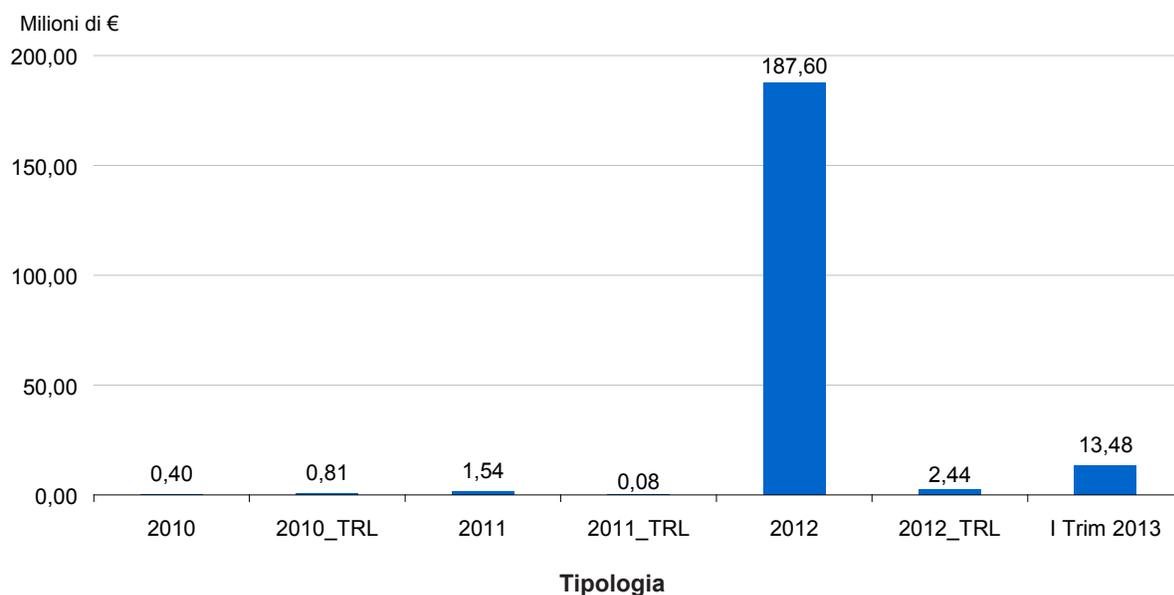
Fonte: GME



(continua)

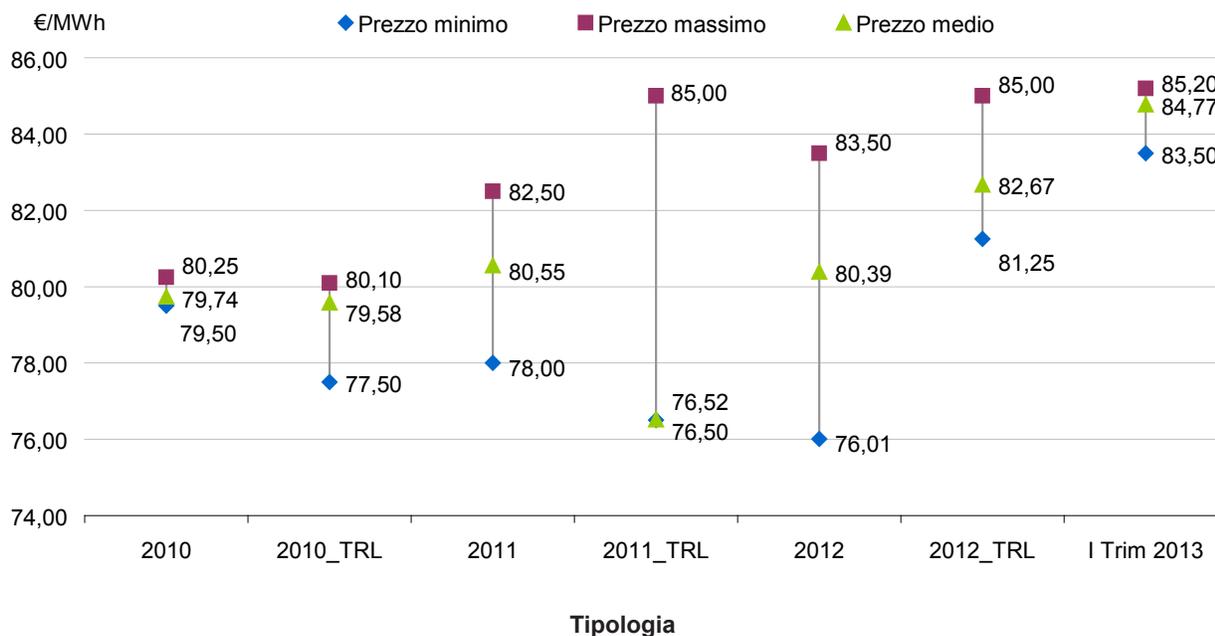
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



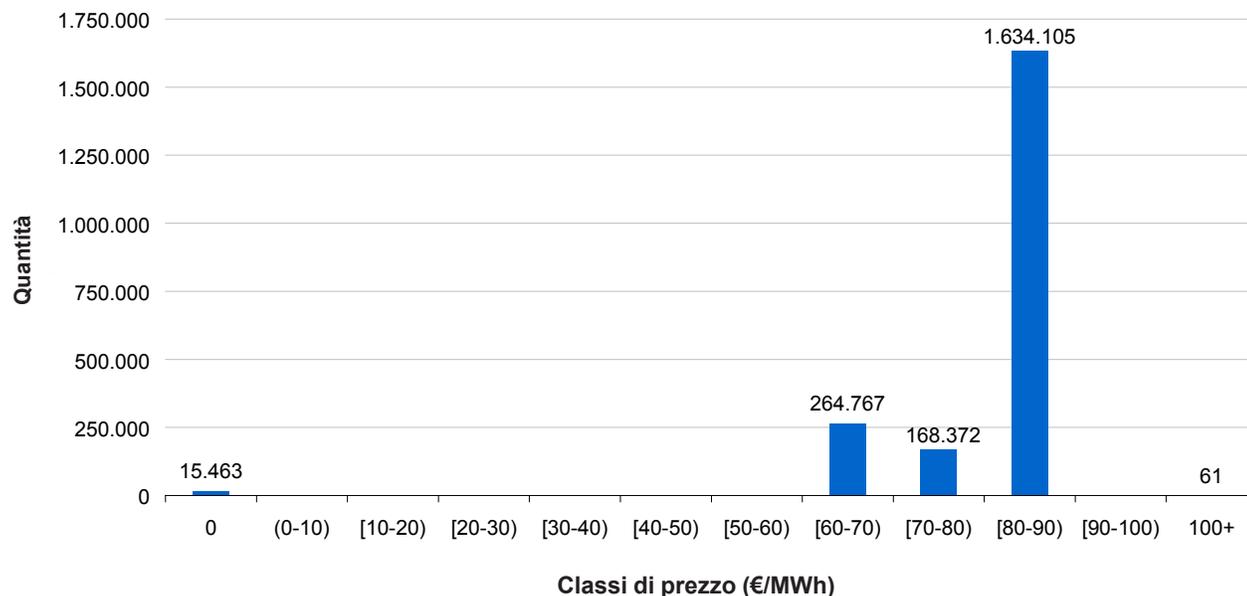
(continua)

Nel corso del mese di giugno 2013 sono stati scambiati 2.082.768 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali, (1.047.277 CV il mese scorso) delle varie tipologie. La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso

del mese di giugno, è stata pari a 79,38 €/MWh minore di 4,01 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (83,39 €/MWh).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - giugno 2013

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di giugno 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 938 milioni di EUAs, in aumento del 67,50% rispetto al mese precedente (560 milioni di EUA ad maggio - fonte Point Carbon).

In un comunicato, la rappresentante UE per il clima Connie Hedegaard ha positivamente commentato la definitiva approvazione del piano di backloading da parte del Parlamento UE, sottolineando, tuttavia, che gli effetti più significativi non saranno noti fino al mese di settembre, successivamente alle elezioni politiche in Germania.

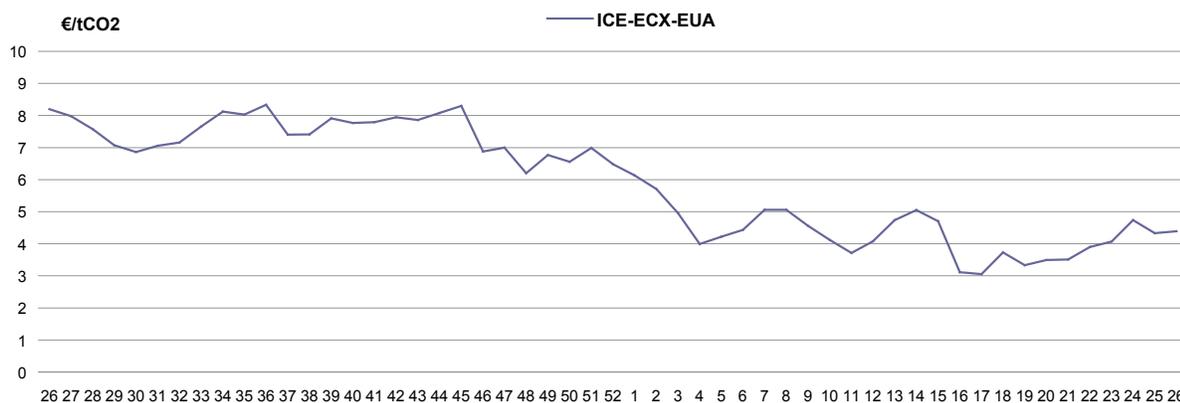
La misura, infatti, ha bisogno dell'approvazione da parte di tutti gli Stati membri, prima che possa diventare legge.

Gli analisti prevedono un aumento dei prezzi intorno agli 8 €/tonn anche se i rappresentanti per l'ambiente dei Governi UE auspicano, per imprimere una decisiva spinta agli investimenti, un livello dei prezzi molto più elevato (intorno ai 40/50 €/tonn).

Riguardo le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, effettuate sul mercato ICE-ECX, le quotazioni mostrano un andamento da 3,73 €/tonn a inizio mese, a 4,39 €/tonn alla fine.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2012 - 2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Settimane 2012-2013

In relazione, invece, all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price a 4,12 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere

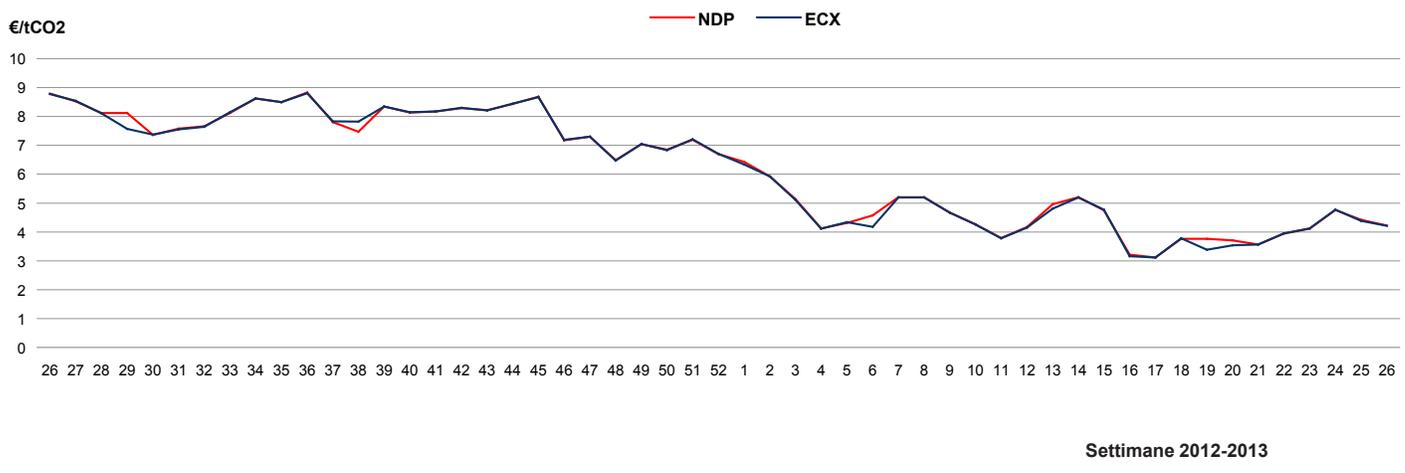
a fine mese, con settlement price pari a 4,21 €/tonn.

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

(continua)

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



IL MERCATO PETROLIFERO TRA CAMBIAMENTI STRUTTURALI E PREZZI SEMPRE ELEVATI

di Lisa Orlandi, RIE

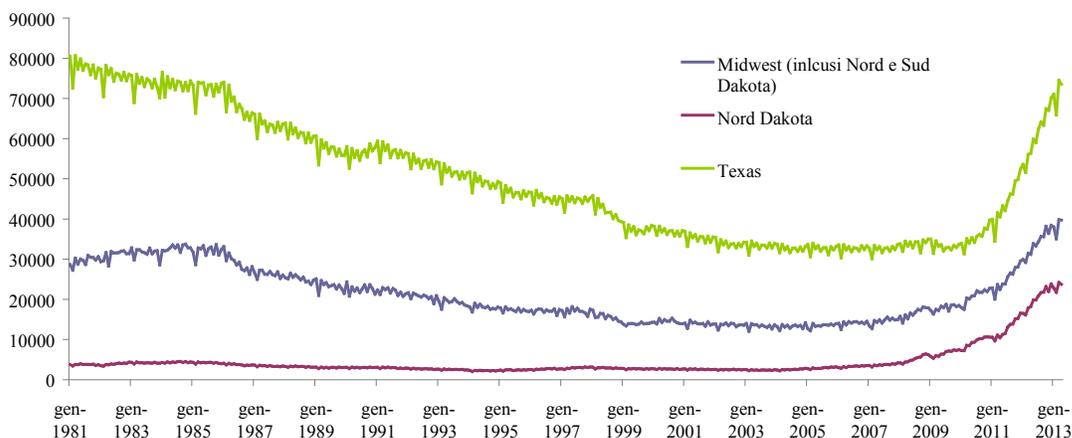
(continua dalla prima)

Due le principali tendenze attese. 1) La progressiva eliminazione delle importazioni di qualità leggere, simili a quelle dei nuovi flussi di greggio non convenzionale di produzione domestica; i più colpiti sono e saranno i paesi africani, il cui peso sull'import del Nord America potrebbe scendere dall'attuale 20% al 6% del 2018, riducendosi ad appena 300.000 bbl./g. 2) La miscelazione delle nuove qualità leggere di unconventional con greggi più pesanti di origine medio-orientale e latino-americana, al fine di ottenere blend di qualità medio-leggera che le raffinerie sono in grado di processare con margini interessanti. Una simile opzione sembra essere quella preferibile in luogo di costosi e massicci interventi di riconfigurazione degli impianti che si renderebbero altrimenti necessari. Quest'ultima tendenza potrebbe,

tuttavia, venire sensibilmente modificata dall'approvazione della pipeline Keystone XL – attesa per quest'estate ma più probabilmente per la fine dell'anno - in grado di trasportare il greggio *heavy* del Canada a Cushing (Oklahoma) e oltre, sino alla Gulf Coast. I minori costi di trasporto di questa qualità rispetto a quelle che arrivano via mare potrebbero determinare la progressiva riduzione anche delle forniture provenienti da Medio Oriente e America Latina, la cui quota relativa è ancora stimata in aumento seppur con volumi assoluti in diminuzione. Una geografia in divenire, quindi, quella dei flussi commerciali che coinvolgono il Nord America e tutt'altro che scontata, con ripercussioni evidenti sul resto del mondo. Ma non è finita qui.

Produzione USA: inversione del trend storico (migliaia di barili)

Fonte: elaborazione Rie su dati US Department of Energy



Come desumibile dalle considerazioni suesposte, il tema *shale revolution* ha fatto la sua comparsa anche sul tavolo dell'OPEC nell'ultimo meeting di maggio, a testimonianza dell'ufficiale presa di consapevolezza del cambiamento strutturale in atto. Non è la prima volta che nuove province petrolifere si affacciano sul mercato, come è stato nel decennio 1980 per il Mare del Nord e l'Alaska, o negli anni 2000 per il Golfo del Messico. Tuttavia, da allora ad oggi, le condizioni al contorno sono radicalmente mutate e, parallelamente, paiono sempre più evidenti e profonde le divergenze tra i membri del cartello. Come anticipato, i paesi più colpiti dalla recente prosperità nord-americana sono i produttori africani, quali Algeria, Angola e Nigeria, il cui greggio è qualitativamente simile a quello

americano (pregiato e leggero). Nel 2012 gli effetti sono stati evidenti: le esportazioni di questi tre paesi verso gli USA sono complessivamente diminuite del 41% rispetto al 2011, mentre i carichi di greggio saudita (più pesante e solforoso) diretti verso gli Stati Uniti sono aumentati del 14%. Queste diverse dinamiche non fanno altro che inasprire la lotta di potere che caratterizza la storia recente dell'OPEC e rendono alquanto difficoltosa una possibile azione collettiva di taglio della produzione allo scopo di evitare eventuali e prolungate cadute di prezzo associabili ad una percepita condizione di oversupply. Ne è prova la scontata decisione presa nel corso dell'ultimo meeting di mantenere inalterata la quota produttiva complessiva di 30 mil. bbl./g, nonostante il suo costante e significativo sfioramento.

IL MERCATO PETROLIFERO TRA CAMBIAMENTI STRUTTURALI E PREZZI SEMPRE ELEVATI

(continua)

Dinamiche multipolari lato domanda

Non è solo l'offerta petrolifera a riservare qualche sorpresa. Con il pieno dispiegarsi della crisi economica, a partire dal 2008, sono palesemente emersi due distinti mondi petroliferi che viaggiano a due diverse velocità: quello OCSE, con bassi tassi di crescita del PIL e consumi petroliferi in tendenziale calo, e quello non-OCSE a rapido sviluppo e unico driver dell'incremento mondiale della domanda. Questa dicotomia non è certo venuta meno, come dimostra il recente superamento da parte delle economie non industrializzate dei livelli di domanda assoluti dell'OCSE; tuttavia, all'interno di questa netta demarcazione, emergono elementi evolutivi che delineano un mondo petrolifero multipolare. In ambito non-OCSE si nota: 1) il rallentamento della Cina: dal suo irruento ingresso sul mercato petrolifero nel 2004 – quando causò un inatteso strappo verso l'alto della domanda globale - la situazione è radicalmente mutata. All'epoca, ogni notizia sulla locomotiva cinese rappresentava un'occasione di rialzo dei prezzi, con movimenti giornalieri del barile anche significativi; oggi prevalgono, invece, segnali di rallentamento dell'attività economica di Pechino e della sua domanda petrolifera¹, in grado di generare effetti tendenzialmente bearish sulle quotazioni. La ragione va principalmente ricercata nel cambio di direzione della politica economica della Cina, passata da un'aggressiva enfasi sulla crescita ad un atteggiamento più equilibrato e volto a contemperare obiettivi espansionistici con l'attenzione alla qualità dello sviluppo interno. 2) l'evoluzione attesa dell'Africa: mentre negli ultimi anni, la domanda non-OCSE è stata trascinata dai cosiddetti BRICS² e da alcuni paesi del Medio Oriente, l'attenzione potrebbe spostarsi in futuro verso il continente africano. Ancora penalizzata dalla scarsità e dalla bassa qualità delle statistiche petrolifere interne, l'Africa potrebbe diventare un importante nuovo attore con una domanda in crescita costante, sino a raggiungere i 4,5 mil. bbl./g al 2018³, 800.000 bbl./g in più del 2012. In ambito non-OCSE, si assiste di fatto ad una riallocazione dei tassi di crescita, con il rallentamento di alcuni protagonisti del recente passato e l'affacciarsi di nuovi osservati speciali. Nell'area OCSE emerge, invece, una crescente biforcazione: le recenti dinamiche macro-economiche hanno determinato una spaccatura interna, con gli Stati Uniti in ripresa anche grazie alla disponibilità di abbondanti e convenienti forniture di gas e petrolio, e l'Euro zona che rimane caratterizzata da uno scenario a crescita negativa. In entrambe le aree, tuttavia, si nota un calo dei consumi petroliferi ascrivibile sia alla critica congiuntura economica (è principalmente il caso dell'Europa⁴)

che ai guadagni di efficienza e al cambiamento delle abitudini di consumo conseguiti. Risulta, quindi, evidente l'emergere di poli distinti all'interno dei due macro-aggregati OCSE e non-OCSE, con dinamiche differenti lato domanda e, di conseguenza, con diverso peso sul versante prezzi.

Prezzi strutturalmente elevati

Affermare che i prezzi si siano riavvicinati ai fondamentali reali semplificherebbe eccessivamente le complesse dinamiche che hanno caratterizzato la prima metà del 2013. Dopo la scia rialzista di inizio anno, che ha raggiunto il suo picco nella prima metà di febbraio con quotazioni prossime a 120 doll./bbl, il vento sembra essere cambiato. Consistenti ribassi tra marzo e aprile hanno riportato il Brent verso quota 100, valore attorno al quale si è poi stabilizzato tra maggio e giugno. Si tratta di una diminuzione sensibile rispetto alle medie annue del 2011 e del 2012 - le più alte di sempre - e ai valori di inizio 2013, ma il livello assoluto rimane comunque elevato. I fondamentali reali, sintomatici di un mercato ben bilanciato, con livelli di offerta in grado di soddisfare una domanda in crescita contenuta, giustificherebbero – sic et simpliciter – prezzi più bassi di quelli attuali. Tuttavia, nel nuovo mondo del petrolio ci si può attendere che i prezzi siano strutturalmente elevati pur in presenza di forniture adeguate. Di fatto, il mercato petrolifero ha bisogno di quotazioni che siano abbastanza "basse" da stimolare la domanda ma al contempo abbastanza alte da incentivare l'espansione della produzione, quel che sembra trovare riscontro in un livello prossimo a 100-105 dollari al barile. Si nota, infatti, che l'allarmismo lato consumi scatta una volta superata la soglia dei 120, mentre sul lato offerta risulta evidente dopo un prolungato avvicinamento a quota 90. Si consideri poi che la produzione non convenzionale rappresenta un elemento di volatilità addizionale che complica e aumenta il costo delle strategie di adattamento sia per i produttori che per i consumatori; i costi di sfruttamento dei campi unconventional si posizionano spesso al di sopra degli 80 dollari al barile – tra i 98 e i 105 quelli di sviluppo del light tight oil secondo una recente indagine condotta dal centro di ricerca Bernstein – di fatto aumentando l'elasticità dell'offerta ai prezzi. In altri termini, il greggio non convenzionale di origine nord-americana rappresenta sicuramente un supply shock ma l'impatto sui prezzi petroliferi internazionali risulta ad oggi limitato dagli alti costi di produzione, che rendono profittevole vendere i nuovi barili marginali solo in presenza di quotazioni a tre cifre.

IL MERCATO PETROLIFERO TRA CAMBIAMENTI STRUTTURALI E PREZZI SEMPRE ELEVATI

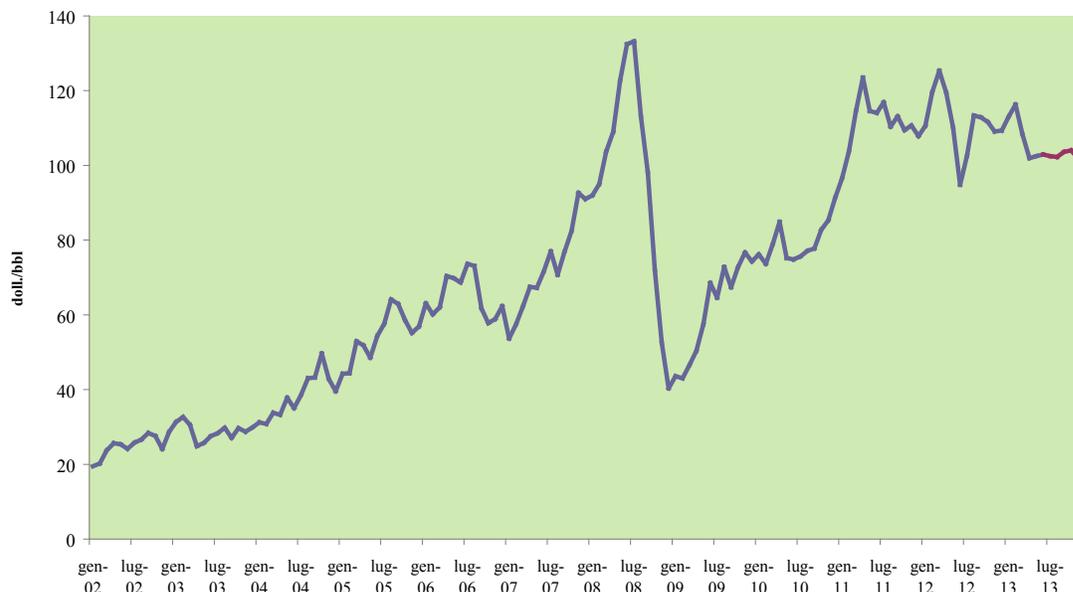
(continua)

In parallelo, e a differenza del passato, anche i produttori OPEC di greggio convenzionale necessitano di prezzi elevati, in relazione all'escalation dei rispettivi breakeven point, livelli di prezzo del petrolio che consentono di finanziare i costosi programmi sociali implementati a seguito dei tumulti del 2011. La scarsa sicurezza delle forniture dell'area MENA⁵, anche in assenza di situazioni conflittuali con conseguenze estreme - come l'azzeramento della produzione libica di due anni fa - è un'altra tinta fosca che oscura il quadro bearish risultante da un'analisi statica dei fondamentali reali. Da qui l'elevata reattività dell'oil market ad afflitti rivoluzionari e focolai di tensione che coinvolgono Paesi della regione e che ne minano la fragile stabilità, anche se non rientrano nel novero dei grandi produttori, come dimostra il recentissimo golpe egiziano. La stessa *spare capacity* OPEC, tradizionalmente assunta ad indicatore della flessibilità del mercato, racconta una storia a sé: quella effettivamente disponibile rappresenta appena il 3,5% della domanda mondiale, un livello ben lontano da quello che aveva favorito il crollo delle quotazioni a metà degli anni '80. Sotto il velo di una complessiva e confortante abbondanza di offerta, il mercato petrolifero si presenta poi frammentato e caratterizzato da segmenti altamente specifici e dinamici, imputabili alle significative differenze qualitative tra i diversi tipi di greggio commercializzati, con conseguenze evidenti in termini di sostituibilità. Risulta infatti interessante notare come a fronte di un mercato bilanciato per le qualità light-sweet, in cui si inseriscono Brent e WTI, si contrappone un mercato tirato per i greggi heavy-sour, rappresentati da Urals e Dubai-

Oman, che contano per circa il 60-65% delle forniture mondiali e principalmente destinati ai mercati asiatici. L'attuale forza del mercato heavy-sour deriva dal combinarsi di una domanda stagionale in aumento, specie per il ritorno delle raffinerie del Mediterraneo dopo il periodo di eccezionale manutenzione della scorsa primavera, e di un'offerta che risente dei problemi tecnici e geopolitici di Russia, Iran, Siria e Iraq. Anche la continua costruzione di raffinerie in Asia, specie in Cina ed India, in grado di processare qualità di greggio meno pregiate, sta sostenendo la domanda di queste tipologie. Un importante indicatore della recente forza del mercato heavy-sour è il differenziale Urals-Brent; il greggio russo viene in genere scambiato con uno sconto di alcuni dollari rispetto al Brent, data la sua bassa qualità, ma negli ultimi mesi si è rilevato un certo allineamento e in alcuni giorni un premio rispetto al più pregiato benchmark europeo. In chiave prospettica, una perdurante robustezza del mercato heavy-sour potrà fornire sostegno anche al mercato light-sweet, qualificandosi come ulteriore fattore a supporto delle quotazioni del Brent. Le tendenze descritte inducono a ritenere poco probabile il calo delle quotazioni nei prossimi mesi, anche in considerazione dell'atteso aumento della domanda petrolifera nella stagione estiva in corso, trascinata da Medio Oriente e Asia dove si registrano, rispettivamente, l'apertura di nuove raffinerie e una ripresa eccezionale delle lavorazioni dopo un periodo prolungato di manutenzioni. La previsione di consenso di RIE è quella di un greggio che si mantiene nell'intorno dei 102-104 doll./bbl nel periodo luglio-dicembre 2013, chiudendo in media annua a 105.

Andamento del prezzo Brent Dated

Fonte: elaborazioni Rie su dati Platts e previsioni Rie



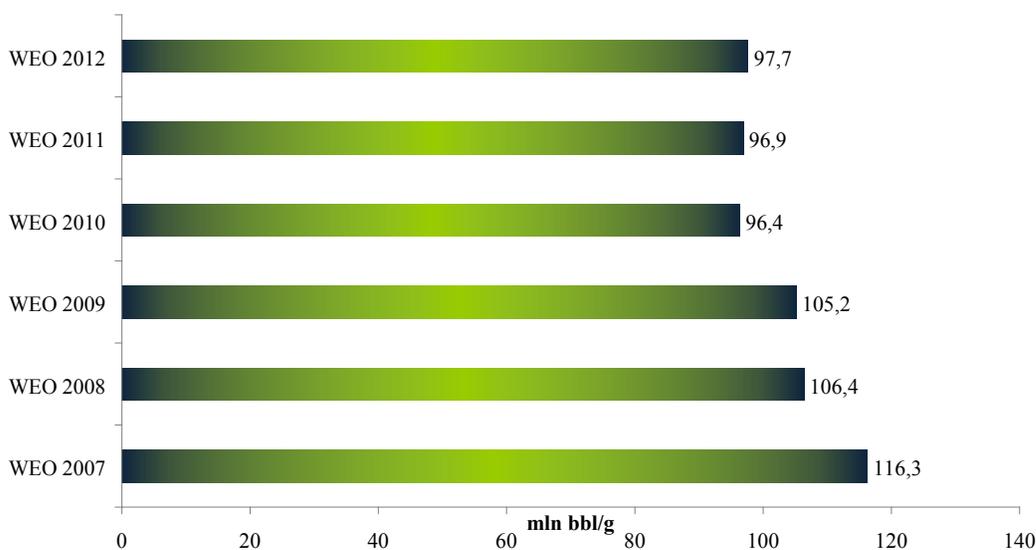
IL MERCATO PETROLIFERO TRA CAMBIAMENTI STRUTTURALI E PREZZI SEMPRE ELEVATI

(continua)

Tuttavia, come sottolineato all'inizio, si può ipotizzare un punto di rottura rispetto al passato, vale a dire la probabile fine del ciclo di rialzi continui che ha caratterizzato gran parte degli anni 2000, pur in presenza di prezzi strutturalmente elevati. I fondamentali reali, per quanto non siano gli unici driver dell'andamento delle quotazioni, ne rappresentano comunque la base: la condizione di tightness lato offerta su cui la finanza aveva abbondantemente speculato nel decennio passato è venuta meno, principalmente grazie alla rivoluzione americana e alla confortante offerta OPEC;

anche l'outlook sulla domanda mondiale è completamente diverso da allora: la crescita annua dei consumi petroliferi si è sensibilmente ridotta, mostrando tassi inferiori ad 1 mil. bbl./g; analogamente, anche la previsione di lungo termine mostra un radicale cambio di percezione: se si confrontano le proiezioni al 2030 contenute nel World Energy Outlook 2007 con quelle del 2012, risulta una correzione del livello atteso di domanda di circa 18 mil. bbl./g, un volume pari al doppio dell'attuale produzione saudita.

Previsione domanda petrolifera



Fonte: elaborazioni Rie su dati International Energy Agency, World Energy Outlook 2007-2012

Siamo quindi in presenza di un nuovo mondo petrolifero complessivamente bilanciato e sotto controllo, ma con dinamiche evolutive e specificità tali da indurre a ipotizzare

un prezzo di equilibrio di breve-medio termine attorno a quota 100 e un floor minimo prossimo a 90 doll./bbl. Decisamente, uno shift strutturale rispetto al passato.

1 Il FMI ha lievemente ritoccato al ribasso le stima di crescita del PIL cinese per il 2013 rispetto alla sua previsione di gennaio (+7,8% vs 7,9%) e la domanda petrolifera cinese, dopo una crescita media di 450.000 bbl./g nell'ultimo decennio, è stimata fermarsi a 390.000 nei prossimi 5 anni.

2 Brasile, Russia, India, Cina, Sud Africa.

3 International Energy Agency, Medium Term Oil Market Report 2013.

4 Le previsioni di aprile 2013 del FMI indicano un calo del PIL nell'area euro dello 0,3% per il 2013, peggiorativo rispetto alla stima formulata in gennaio di -0,2%.

5 Medio Oriente- Nord Africa.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 06 giugno 2013 250/2013/R/efr** | “Determinazione della data in cui il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6,7 miliardi di euro, ai sensi del decreto interministeriale 5 luglio 2012” | pubblicato il 06 giugno 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/250-13.htm>

Con riferimento al quadro regolatorio disciplinante l'incentivazione delle fonti rinnovabili, ed, in particolare, l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta mediante impianti fotovoltaici, il Decreto Interministeriale 5 luglio 2012, all'art. 1, comma 5, dispone che gli strumenti di incentivazione previsti dal medesimo D.M. non trovino più applicazione decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno. Inoltre, il medesimo comma, prevede che la data di cessata applicazione degli incentivi previsti sia comunicata dall'Autorità con propria deliberazione, sulla base degli elementi comunicati dal GSE ed, in ogni caso, entro 3 giorni lavorativi dalla ricezione della relativa comunicazione da parte del GSE stesso.

Ciò premesso, in data 6 giugno 2013, il GSE ha comunicato all'AEEG che il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto, per il 2013, il massimale annuale di 6,7 miliardi di euro.

Facendo seguito a tale comunicazione, l'AEEG, con il provvedimento in oggetto ha pertanto individuato:

- nel 6 giugno 2013 la data di raggiungimento, per l'anno 2013, del costo indicativo cumulato annuale pari a 6,7 miliardi di euro;

e

- nel 6 luglio 2013 (ovvero il 30esimo giorno solare rispetto alla data stabilita dal Decreto sopra richiamato), la data a partire dalla quale non trovano più applicazione, per l'anno in corso, gli strumenti di incentivazione previsti ed erogati in applicazione del D.M. 5 luglio 2012 secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 5, del decreto interministeriale 5 luglio 2012.

■ **Delibera 13 giugno 2013 262/2013/R/eel** | “Modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 48/04, in materia di remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva” | pubblicato il 17 giugno 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/262-13.htm>

Nell'ambito della gestione del meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, l'art. 5 del decreto legislativo 379/03 prevede che - per un periodo transitorio e fino alla data di entrata in funzione del sistema di remunerazione

“a mercato” previsto dall'art. 1 del medesimo decreto legislativo - l'AEEG definisca ed aggiorni il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ai fini del raggiungimento dell'adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale.

Con la deliberazione 48/04 del 27 marzo 2004, come successivamente modificata ed integrata, l'AEEG ha determinato i corrispettivi da riconoscere agli utenti del dispacciamento in immissione per la disponibilità della capacità produttiva con riferimento al periodo compreso tra l'1 marzo 2004 e il 31 dicembre 2011.

Con il provvedimento in oggetto, il Regolatore, attuando ulteriori integrazioni e modificazioni all'Art. 35 della deliberazione 48/04 sopra richiamata, ha altresì definito i criteri per la determinazione del corrispettivo di remunerazione della capacità produttiva (“CAP1”) per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2012 e il 31 dicembre 2013, indicando allo scopo anche le modalità di copertura dell'onere derivante dal riconoscimento di tale corrispettivo per gli anni 2012 e 2013.

Nello specifico il Regolatore ha articolato il corrispettivo “CAP1” per gli anni 2012 e 2013 secondo le fasce orarie di cui alla Tabella 1 della deliberazione n.5/04 del 30 gennaio 2004 - ora aggiornata per gli anni 2012 e 2013 secondo quanto riportato nell'Allegato A alla deliberazione de qua - in modo da tener conto dei necessari aggiustamenti calendariali, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali.

Segnatamente, la determinazione del corrispettivo di remunerazione “CAP1” per il periodo indicato tiene conto delle mutate condizioni in termini di disponibilità di capacità produttiva che si sono verificate negli ultimi anni, in vista dell'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico - previa definitiva verifica di conformità dell'Autorità - del nuovo mercato della capacità idoneo ad impegnare gli operatori a rendere disponibile la capacità nelle zone e nelle ore di potenziale maggiore scarsità di offerta.

Secondo quanto indicato dall'AEEG, i nuovi criteri di determinazione applicati hanno, inoltre, lo scopo di rendere maggiormente prevedibile e certa la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva derivante dal corrispettivo CAP1, consentendo ai soggetti aventi titolo, di migliorare la programmazione finanziaria con riferimento alle risorse derivanti dal riconoscimento del corrispettivo medesimo.

■ **Delibera 28 giugno 2013 285/2013/R/EEL** | “Nuove misure urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento” | pubblicato il 28 giugno 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/285-13.pdf>

Facendo seguito alle comunicazioni inviate da Terna, mediante le quali è stato evidenziato all'AEEG il sostanziale incremento degli oneri di dispacciamento (uplift) riconducibile sia al “maggiore costo degli sbilanciamenti non penalizzati” che all'aumento del costo sostenuto per remunerare il servizio di accensione

Novità normative di settore (continua)

fornito dalle unità di produzione nel MSD, l'Autorità, con il provvedimento de quo, ha disposto l'adozione di interventi per il contenimento dell'uplift. Nello specifico l'AEEG ha previsto che:

- nelle more della conclusione del procedimento di modifica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, avviato con la precedente deliberazione 197/2013/R/eel, ed in sostituzione delle precedenti misure cautelari adottate con la deliberazione 239/2013/R/eel – aventi ad oggetto, rispettivamente, la definizione di limiti di transito tra le zone che tengono conto di tutti i vincoli di esercizio in sicurezza del sistema elettrico ed una nuova metodologia di determinazione del segno di sbilanciamento aggregato zonale e dei prezzi di sbilanciamento – il segno dello sbilanciamento zonale, a decorrere dall'1 luglio 2013 e limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna, debba essere calcolato escludendo tutte le movimentazioni effettuate in MSD ex-ante;

- l'algoritmo utilizzato per la remunerazione della manovra di accensione, di cui all'Allegato A.23 del Codice di Rete di Terna dovrà essere modificato nei seguenti termini:

- il gettone di accensione non sia corrisposto ogniqualvolta, in una qualsiasi sottofase dell'MSD ex –ante, anche in via preliminare, sia confermata un'accensione già programmata in esito alle antecedenti sessioni dell'MI o sia traslata in MSD un'accensione già programmata in esito alle sessioni antecedenti del MI in un differente momento del giorno di riferimento;

- a partire dal mese di luglio 2013, l'ammontare afferente al servizio di accensione sia fatturato in acconto e conguagliato, il prima possibile, sulla base della predetta modifica all'algoritmo.

Le proposte di modifica all'Allegato A. 23 Codice di Rete dovranno essere sottoposte da Terna all'approvazione dell'AEEG e s'intenderanno approvate qualora l'Autorità stessa non si esprima entro 2 giorni dalla data di ricezione della proposta medesima.

Ai soggetti interessati è riconosciuta la facoltà di formulare le proprie osservazioni in merito alle misure introdotte con il provvedimento in oggetto, facendole pervenire all'AEEG entro il 15 luglio 2013.

GAS

■ **Deliberazione del 13 giugno 2013 261/2013/R/Gas** | “**Approvazione della documentazione contrattuale della società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., relativa al servizio di stoccaggio virtuale**” | pubblicato il 17 giugno 2013 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/261-13.pdf>

In esecuzione di quanto disciplinato nella precedente deliberazione 90/2013/R/GAS, l'AEEG, con il provvedimento in oggetto, ha approvato lo schema di contratto, di cui all'art. 3, comma 3, della delibera ARG/gas 193/10, predisposto dal GSE per l'erogazione del servizio di stoccaggio virtuale nei confronti dei soggetti finanziatori delle capacità di stoccaggio previste dal d.lgs. 130/2010, aderenti alle misure transitorie disposte all'art. 9 del medesimo decreto legislativo (servizio di stoccaggio virtuale).

L'adeguamento della suddetta documentazione contrattuale, prevista all'art. 2 della deliberazione 90/2013/R/GAS, è altresì funzionale al recepimento delle disposizioni ivi contenute mediante le quali l'AEEG ha introdotto nuovi criteri di determinazione e di versamento da parte dei soggetti investitori aderenti nei confronti del GSE, del corrispettivo cvrt di cui all'art. 5, comma 5.4 della deliberazione ARG/gas 193/10 nel caso in cui i medesimi decidano, per l'anno di stoccaggio in corso o anche per l'anno di stoccaggio successivo (2014- 2015), di non avvalersi del servizio di stoccaggio virtuale, attese le mutate condizioni del mercato europeo del gas naturale che potrebbero inficiare la convenienza economica di tale servizio.

■ **Deliberazione del 28 giugno 2013 284/2013/R/GAS** | “**Razionalizzazione degli obblighi informativi disciplinati nell'ambito delle garanzie di libero accesso ai servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione**” | pubblicata il 28 giugno 2013 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/284-13.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha integrato il procedimento avviato con la precedente deliberazione ARG/gas 161/09, volto ad adottare provvedimenti in materia di monitoraggio del mercato del gas naturale. In dettaglio l'Autorità ha disposto di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Elettricità e Gas affinché, con apposita determinazione, provveda alla definizione e, ove necessario, all'aggiornamento delle disposizioni funzionali alla razionalizzazione dell'attività raccolta delle informazioni oggetto degli obblighi di comunicazione in capo alle imprese di trasporto, stoccaggio e rigassificazione nonché al GME. Segnatamente tali disposizioni, inerenti agli obblighi informativi in capo ai predetti soggetti, dovranno individuare:

- il grado di dettaglio delle informazioni richieste sotto il

Novità normative di settore (continua)

profilo temporale e funzionale;

- modalità univoche di organizzazione e trasmissione dei dati e delle informazioni raccolte.

■ **Documento di consultazione del 20 giugno 2013 270/2013/R/GAS | “Mercato del gas naturale – Orientamenti in merito all’applicazione delle disposizioni europee in materia di allocazione della capacità (CAM) e risoluzione delle congestioni (CMP) presso i punti di entrata del sistema nazionale dei gasdotti interconnessi con l’estero” | pubblicata il 20 maggio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/270-13.pdf>**

Con il succitato documento di consultazione l’AEEG ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla revisione dei requisiti per l’accesso al servizio di trasporto nonché dei criteri di conferimento della capacità esistente presso i punti di entrata interconnessi con l’estero al fine di recepire nel contesto nazionale le disposizioni comunitarie in materia di conferimento della capacità di trasporto e di gestione delle congestioni contrattuali sul sistema di gasdotti, contenute rispettivamente nel “Network Code On Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems” (CAM NC), predisposta dall’associazione europea dei gestori di rete (ENTSO-G) e nell’allegato I del Regolamento CE n. 715/2009 (CMP).

In considerazione del fatto che le previsioni comunitarie contenute del CAM NC saranno applicabili a partire dall’1 novembre 2015 sui punti d’interconnessione tra Paesi appartenenti all’UE, l’AEEG propone di procedere ad un’applicazione anticipata e graduale di tali norme in ragione della necessità di conformare il meccanismo di accesso al sistema nazionale di trasporto ai principi di mercato. In dettaglio, la disciplina transitoria proposta dall’AEEG si declina nei seguenti aspetti principali:

- l’avvio, a partire dal mese di marzo 2014, delle aste annuali per l’allocazione dei prodotti annuali (che avranno decorrenza dall’1 ottobre 2014 e con la riserva di capacità del 20% prevista dal CAM NC per i prodotti di più breve durata);
- l’avvio dal mese di giugno 2014 delle aste annuali per il prodotto trimestrale;
- l’introduzione di prodotti mensili già a partire dal prossimo anno termico 2013/2014 e contestuale rimozione delle interferenze esistenti con le attuali procedure di conferimento dei prodotti trimestrali;
- l’introduzione di prodotti infragiornalieri di cui bisognerà tener conto nell’ambito del sistema di bilanciamento in considerazione del processo di modifica avviato con la deliberazione 538/2013/R/GAS.

Nell’ambito del procedimento di conferimento della capacità pluriennale (2015- 2016/2019- 2020) che avrà luogo nel mese di agosto 2013, l’AEEG propone altresì di introdurre la riserva di capacità prevista dal CAM NC, per i prodotti di

breve durata. Pertanto, nel corso delle prossime procedure di allocazione, le capacità conferibili per ciascun punto di entrata risulteranno pari:

- per gli anni termici 2015 – 2016/ 2017- 2018, alla differenza fra la capacità disponibile e il minor valore fra la capacità disponibile ed il 10% della capacità tecnica;
- per gli anni termici 2018- 2019 e 2019- 2020, alla differenza fra la capacità disponibile e il minor valore fra la capacità disponibile ed il 20% della capacità tecnica.

Per quanto concerne invece il superamento dei criteri di priorità di accesso al sistema di trasporto nazionale, ad oggi vigenti, l’AEEG prospetta, per i titolari di contratti d’importazione pluriennali, il mantenimento di tale requisito solo in relazione alla capacità oggetto di “*contractual mismatch*”.

I soggetti interessati potranno far pervenire all’AEEG le proprie osservazioni entro il termine del 29 luglio 2013. Con riferimento invece all’intervento relativo al conferimento di capacità pluriennale, in considerazione della tempistica attualmente prevista per lo svolgimento della procedura d’asta, gli *stakeholder* potranno far pervenire le proprie osservazioni entro l’8 luglio 2013.

■ **Documento di consultazione del GME S.p.A. | “DCO n.04/2013: Proposte di modifica del Regolamento della Piattaforma per il bilanciamento del gas di cui all’art. 5 della deliberazione ARG/gas 45/11 dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas” | pubblicato il 20 giugno 2013 | Download http://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20130619DCO042013_def.pdf**

Con il presente documento di consultazione il GME, al fine di raccogliere osservazioni e spunti di riflessione presso la compagine dei soggetti interessati, ha reso note, in data 20 giugno 2013, le proposte di modifica e di integrazione del Regolamento della PB-GAS aventi ad oggetto:

- la revisione delle azioni intraprese dal GME a seguito dello svolgimento delle attività di verifica, su base giornaliera, dei requisiti di abilitazione degli operatori;
- l’adozione di un diverso criterio di determinazione del prezzo di remunerazione che si determina in esito allo svolgimento delle sessioni di mercato della PB-GAS;
- l’annullamento e la conseguente rideterminazione degli esiti di una sessione della PB-GAS qualora il GME o Snam Rete Gas - con riferimento alle rispettive attività di definizione, caricamento e gestione dei dati funzionali all’esecuzione della stessa - abbiano commesso errori materiali tali da pregiudicarne la corretta definizione degli esiti.

Segnatamente, le proposte di modifica e quella d’integrazione del Regolamento, rispondono all’esigenza, rispettivamente di:

- superare le rigidità gestionali riscontrate in relazione

Novità normative di settore (continua)

- superare le rigidità gestionali riscontrate in relazione all'applicazione dell'art. 21, comma 21.3 del Regolamento, in cui sono per l'appunto disciplinate le azioni intraprese dal GME a seguito dello svolgimento delle attività di verifica del requisito di abilitazione a partecipare alla PB-GAS;
 - risolvere le anomalie operative derivanti dal funzionamento del vigente meccanismo di determinazione del prezzo di remunerazione disciplinato all'art. 33, comma 33.2 del Regolamento, applicando in alternativa al criterio vigente, quello del minimo costo già operativo sul mercato elettrico;
 - introdurre, in via cautelativa, una specifica previsione nell'ambito dell'art. 34 del Regolamento che consenta al GME, anche su richiesta di Snam, di procedere all'annullamento di una sessione della PB-GAS, a seguito del verificarsi di errori materiali da parte di Snam o del GME stesso nell'attività di definizione, caricamento e gestione dei dati funzionali allo svolgimento della sessione di mercato e, conseguentemente, di effettuare la rideterminazione degli esiti della sessione di mercato inficiata dai predetti errori entro il medesimo giorno della sessione della PB-GAS annullata.
- Come espressamente indicato nel DCO, i soggetti interessati potranno far pervenire al GME le proprie osservazioni entro il termine del 5 luglio 2013.

OIL

- **Circolare dell'1 luglio 2013 del Ministero dello Sviluppo Economico "Decreto Legislativo 31 dicembre 2012 – articolo 21, comma 2. Circolare di rilevazione annuale delle strutture di logistica petrolifera"** | **Download** <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/downloads/logistica/circolarelogistica2012.pdf>

Facendo seguito al decreto direttoriale n. 17371 del 30 maggio 2013, mediante il quale è stato approvato il modello di rilevazione annuale dei dati inerenti alla capacità di stoccaggio di oli minerali, Il Ministero dello Sviluppo Economico, con il provvedimento in oggetto, 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 predetto modello annuale. Segnatamente, nell'ambito della predetta circolare sono stati oggetto di ulteriore specificazione i seguenti principali gli aspetti:

- l'obbligo, per il soggetto titolare dell'impianto, ovvero, in caso di locazione dell'impianto stesso, per il solo soggetto locatario, di effettuare la comunicazione dei dati inerenti alla capacità di stoccaggio di oli minerali;
- la tipologia di deposito oggetto di rilevazione, attesa la soglia minima di capacità pari a 3000 mc come indicato dal d.lgs. 249/2012;
- l'esclusione dall'ambito di rilevazione indicato dal d.lgs. 249/2012 dei titolari di depositi industriali ed dei titolari di depositi di solo GPL ad uso combustione;
- i prodotti petroliferi oggetto di rilevazione;
- la struttura logistica oggetto di rilevazione comprende sia il deposito di stoccaggio (capacità autorizzata, capacità in esercizio e capacità tecnica utilizzabile) che le infrastrutture ordinarie per la ricezione e la consegna del prodotto movimentato.

I soggetti tenuti all'obbligo di comunicazione dovranno a partire dal 4 luglio, effettuare la procedura di iscrizione al sistema informatico istituito presso il GME, denominato PDC-oil (vedi news successiva) accessibile tramite portale web. Per quanto concerne il caricamento dei dati di capacità, tale funzionalità sarà resa disponibile a partire dal 18 luglio p.v. fino all'8 agosto 2013.

- **Comunicato del GME "Il GME predispone la Piattaforma di Rilevazione della Capacità di Stoccaggio di Oli Minerali (PDC-oil)"** | **pubblicato il 1 luglio 2013** **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=140>

Novità normative di settore (continua)

Nell'ambito degli interventi pro-concorrenziali promossi dal d.lgs. 249/2012, al GME è stato affidato il compito di sviluppare una piattaforma di mercato della logistica petrolifera di oli minerali (art. 21, comma 1, del d.lgs. 249/2012), finalizzata a facilitare la negoziazione di capacità logistiche di breve, medio e lungo termine, nonché di costituire una piattaforma di mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi (art. 22, comma 1, del d.lgs. 249/2012) finalizzata a favorire la negoziazione di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione.

Ai fini della costituzione della piattaforma logistica di oli minerali ed in particolare del set informativo funzionale all'avvio della stessa, l'art. 21, comma 2 del suddetto decreto prevede che i soggetti che a qualunque titolo detengono, sul territorio nazionale, capacità di stoccaggio di oli minerali, anche non utilizzata, relativa a depositi la cui capacità sia superiore a 3000 metri cubi, comunichino annualmente al GME i dati relativi alle capacità nella propria disponibilità secondo il modello di rilevazione approvato con decreto direttoriale 17371/2013.

Per ottemperare a tale disposizione, il GME ha predisposto una Piattaforma di Rilevazione della Capacità di Stoccaggio di Oli Minerali (PDC-oil) per l'acquisizione e la gestione dei dati anagrafici dei soggetti obbligati, oltreché delle informazioni e dei dati afferenti la capacità logistica nella titolarità degli stessi, da presentarsi secondo il modello di rilevazione approvato con decreto direttoriale 17371/2013 del Ministero dello Sviluppo Economico, che gli stessi soggetti dovranno trasmettere al GME con cadenza annuale.

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso noto agli operatori l'avvio operativo della piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio di oli minerali (PDC-oil).

I soggetti obbligati possono procedere all'iscrizione alla PDC-oil a partire dal 4 luglio 2013, nel rispetto di quanto previsto nel Regolamento della piattaforma di rilevazione dei dati della capacità di stoccaggio di oli minerali (PDC-oil) in vigore dal 4 luglio 2013 e seguendo la procedura descritta nella Guida per l'operatore della PDC-oil, in vigore, anch'essa, dal 4 luglio 2013. La piattaforma informatica della PDC-oil, ai fini della comunicazione dei dati inerenti la capacità di stoccaggio al 31 dicembre 2012, sarà disponibile dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30, a partire dal 18 luglio 2013 fino al 8 agosto 2013.

Gli appuntamenti

15-17 luglio

ICEPR'13: 3rd International Conference on Environmental Pollution and Remediation

Toronto, Ontario, Canada

Organizzatore: International ASET Inc.

www.icepr2013.international-aset.com

18 luglio

Dall'adolescenza alla maturità: le rinnovabili sono diventate grandi

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

www.safeonline.it

18 luglio

Biomasse e Biogas. Sono davvero il futuro delle rinnovabili?

Milano, Italia

Organizzatore: Nextville

www.nextville.it

17-18 luglio

UK Shale 2013: Making It Happen

Londra, Regno Unito

Organizzatore: London Business Conferences

www.shale-uk-2013.com

21-27 Luglio

Sviluppi dei Sistemi Metallo –Idrogeno per applicazioni Energetiche

Columbia, Missouri

Organizzatore: ENEA

www.enea.it

29 luglio

Avant EE: Innovations Reshaping the Energy Efficiency Market

San Francisco, CA, Usa

Organizzatore: Green Tech Media

www.greentechmedia.com

13-14 agosto

Renewable Energy Storage Symposium

Boston, MA, Usa

Organizzatore: Northeastern University & Sandia National Laboratory

www.knowledgefoundation.com

22-25 agosto

Climate Change, Sustainability and an Ethics of an Open Future

Utrecht, Olanda

Organizzatore: Societas Ethica

www.societasethica.com

7-8 settembre

2013 3rd International Conference on Energy and Environmental Science

Shanghai, Cina

Organizzatore: IACSIT

www.icees.org

10-11 settembre

Chilean Renewable Energy Conference 2013

Santiago, Cile

Organizzatore: Green Power Conferences

www.greenpowerconferences.com

12 settembre

NextWave Greentech Investing

Menlo Park, CA, Usa

Organizzato da Greentech Investing

www.greentechmedia.com

13 settembre

IEA-IETA-EPRI Workshop annuale sul Greenhouse Gas Emission Trading

Parigi, Francia

Organizzatore: Agenzia internazionale dell'energia

www.iea.org

16-17 settembre

6th Renewable Energy Finance Forum - West

San Francisco, USA

Organizzatore: Euro Money Energy

www.euromoneyenergy.com

18-19 settembre

15th Renewable Energy Finance Forum – Europe

London, United Kingdom

Organizzatore: Euro Money energy

www.euromoneyenergy.com

25-26 settembre

Energy from Waste 2013

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

www.smi-online.co.uk

26-27 settembre

Le giornate dell'energia

Ancona, Italia

Organizzatore: Confindustria Ancona

www.legiornatedellenergia.it

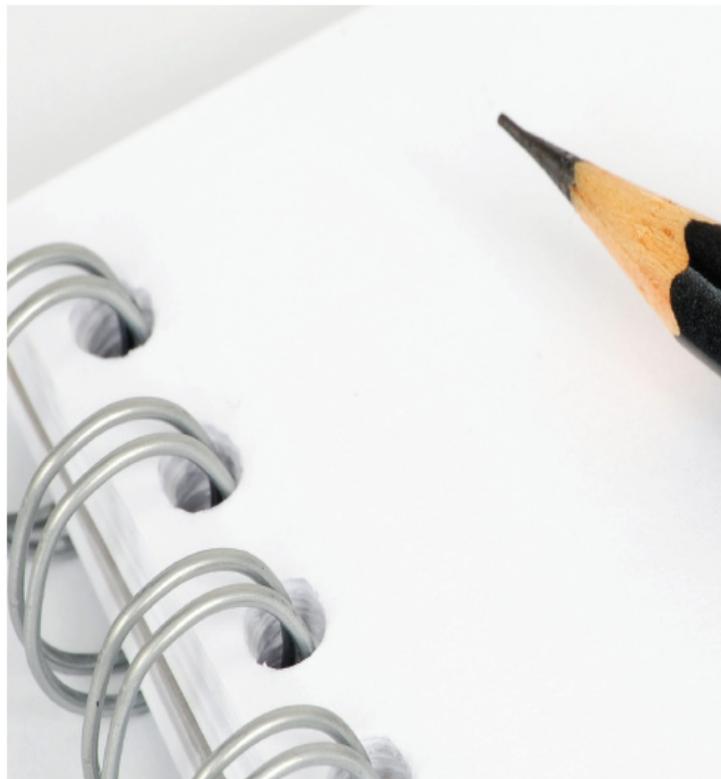
30-1 ottobre

Italian Energy Summit

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore Formazione ed Eventi

www.formazione.ilsole24ore.com



Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.