

APPROFONDIMENTI

MERCATI PETROLIFERI: UNA STABILITÀ APPARENTE

Lisa Orlandi (RIE)

I primi dieci mesi del 2012 hanno visto il prezzo del benchmark europeo Brent Dated attestarsi in media a 112 doll./bbl, in linea con il valore registrato nello stesso periodo 2011, l'anno più caro di sempre per il petrolio. Tensioni geopolitiche in diversi paesi produttori da un lato e quadro macroeconomico incerto e fragile dall'altro agiscono con effetto opposto sui prezzi del greggio, conferendo loro una sostanziale stabilità su base annua. Tuttavia, date le motivazioni su cui poggia, il termine "stabilità" non può di certo ritenersi confortante, né tantomeno effettivo. Nel corso del 2012, ancor più che nell'anno precedente, le oscillazioni sono state infatti particolarmente forti - 40 dollari la differenza tra il valore minimo e il valore massimo - segno evidente di un mercato che specula sull'avvenire.

Un'attenta analisi delle dinamiche di prezzo che hanno caratterizzato l'anno in corso evidenzia come sia possibile distinguere tre periodi, differenti tra loro in termini di peso prevalente dei due menzionati driver che ormai da un biennio condizionano l'oil market, giustificando una volatilità difficilmente riconducibile alla mera lettura dei fondamentali reali.

Primo periodo: tensione crescente fino al price spike.

Nel primo trimestre 2012, i prezzi si portano in media a 119 doll./bbl, esibendo un'escalation continua sino a punte prossime ai 130 dollari nel mese di marzo, il livello più alto registrato dal record assoluto del 2008 che viene superato in euro al barile¹. In questa fase, gli spunti al rialzo più accesi hanno matrice chiaramente geopolitica e si riflettono, lato offerta, in rischi sia reali che potenziali. Sono principalmente questi ultimi a

guidare i prezzi: il mercato anticipa sin da gennaio il possibile ammanco di greggio iraniano, secondo produttore OPEC, come conseguenza delle sanzioni USA e dell'embargo petrolifero approvato dall'UE che entrerà in vigore nel successivo mese di luglio. Si tratta, quindi, di un volume ancora presente nel primo trimestre dell'anno, ma la sola percezione del suo potenziale venir meno, unitamente alla minaccia di chiusura dello Stretto di Hormuz e all'ipotesi di un intervento israeliano contro Teheran, è sufficiente ad esercitare un effetto prevalentemente bullish e viene integrata da subito nel livello dei prezzi come fear premium. Al rischio atteso si sommano poi una serie di criticità reali tali da riportare il mercato - almeno nella visione collettiva - ad una condizione di tightness. Mancano all'appello significativi volumi di greggio light libico, con la produzione ancora in ripresa dopo l'azzeramento conseguente al conflitto interno del 2011, simbolo della Primavera Araba; manca la produzione sudanese, in ragione della chiusura dei pozzi a seguito di una disputa tra Sudan del Sud e governo del Nord sulle tasse di transito; in forte calo anche le forniture dello Yemen, per via dei disordini e degli scioperi interni al paese; manca, infine, oltre la metà di crudo sour della Siria, fortemente provata dall'azione repressiva del governo nei confronti della popolazione. Complessivamente, considerando anche le difficoltà tecniche che interessano alcune aree chiave (Canada e Mare del Nord in primis), si specula sulla mancanza di un volume di greggio non troppo distante da quello che caratterizzava il mercato nel 2011 con l'azzeramento dell'offerta libica. Tuttavia, quel che significativamente differisce da allora

► continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

REPORT/OTTOBRE 2012

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 11
 Mercati energetici Europa
 pag 18
 Mercati per l'ambiente
 pag 22

APPROFONDIMENTI

Mercati petroliferi: una stabilità apparente
 Lisa Orlandi (RIE), pagina 30

NOVITA' NORMATIVE

pagina 35

APPUNTAMENTI

pagina 37

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad ottobre prosegue la fase di bassa domanda elettrica, con i volumi di energia scambiati nel Mercato del Giorno Prima, in flessione del 5,9% su base annua, ai livelli più bassi mai registrati nel mese. Le vendite da centrali elettriche nazionali, in calo tendenziale del 6,3%, registrano ancora una flessione da fonti termoelettriche tradizionali (-21% gas, -4% carbone e petrolio) da un lato, e una consistente crescita da fonti rinnovabili (+29%) dall'altro. Le importazioni di energia elettrica, in sensibile crescita rispetto a settembre, si fermano però ad un livello più basso (-4,1%) rispetto ai massimi storici di un anno fa. La liquidità del mercato cede 0,8 punti percentuali su base annua, portandosi a 57,4%. In tale scenario recessivo e con i prezzi delle principali borse europee stabili, il prezzo di

acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), dopo quella di settembre, ha segnato una nuova sensibile flessione su base annua (-16,2%) attestandosi a 65,86 €/MWh, ai minimi da maggio 2011. Lo spread con le altre borse europee (circa 20 €/MWh) si è pertanto dimezzato rispetto agli scorsi mesi estivi. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), *Novembre 2012 baseload* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 69,90 €/MWh in calo del 6,8%; in lieve crescita invece la quotazione dell'*Anno 2013 baseload* (71,14 €/MWh, +0,3%). Infine le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) hanno segnato un nuovo record storico.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Ad ottobre il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 10,91 €/MWh (-14,2%) rispetto a settembre e di 12,76 €/MWh (-16,2%) rispetto allo stesso mese del 2011, si è portato a 65,86 €/MWh, livello più basso da maggio 2011. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 14,07 €/MWh (-15,8%) nelle ore di picco e di 12,81 €/

MWh (-17,5%) nelle ore fuori picco, con il prezzo sceso rispettivamente a 75,22 €/MWh ed a 60,35 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto picco/baseload, pari a 1,14, risale dai minimi storici di agosto (1,02) riportandosi sui livelli dello scorso anno.

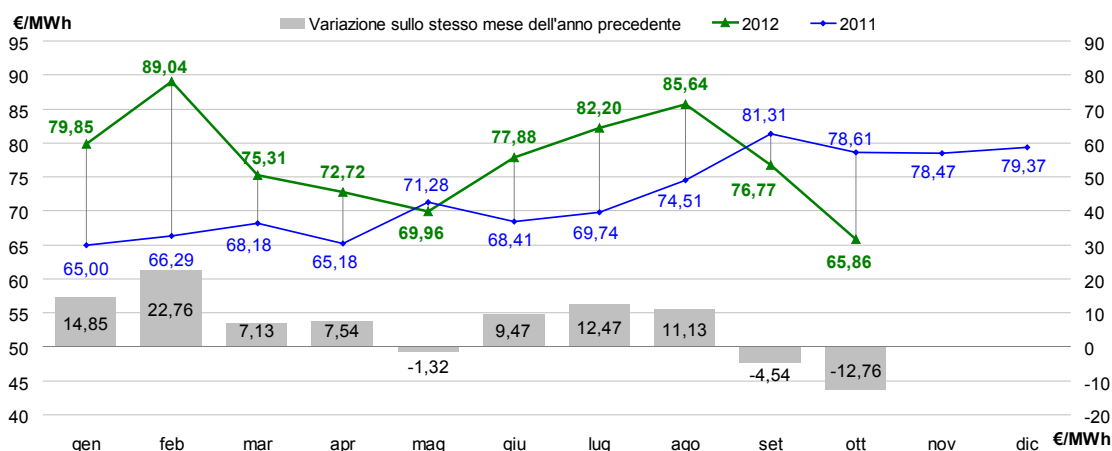
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2012	2011	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2012	2011
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	65,86	78,61	-12,76	-16,2%	18.997	-7,1%	33.078	-5,9%	57,4%	58,2%
<i>Picco</i>	75,22	89,28	-14,07	-15,8%	23.615	-4,8%	39.573	-7,1%	59,7%	58,2%
<i>Fuori picco</i>	60,35	73,16	-12,81	-17,5%	16.279	-10,7%	29.256	-6,6%	55,6%	58,2%
<i>Minimo orario</i>	26,82	23,53			10.322		22.062		44,7%	48,3%
<i>Massimo orario</i>	128,01	151,09			29.046		45.082		66,4%	66,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



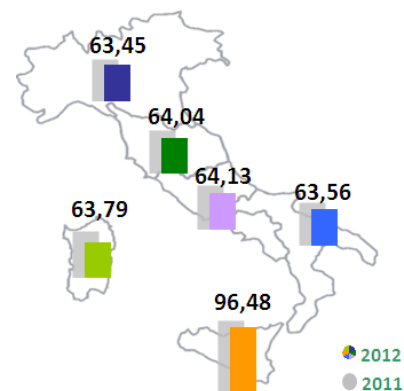
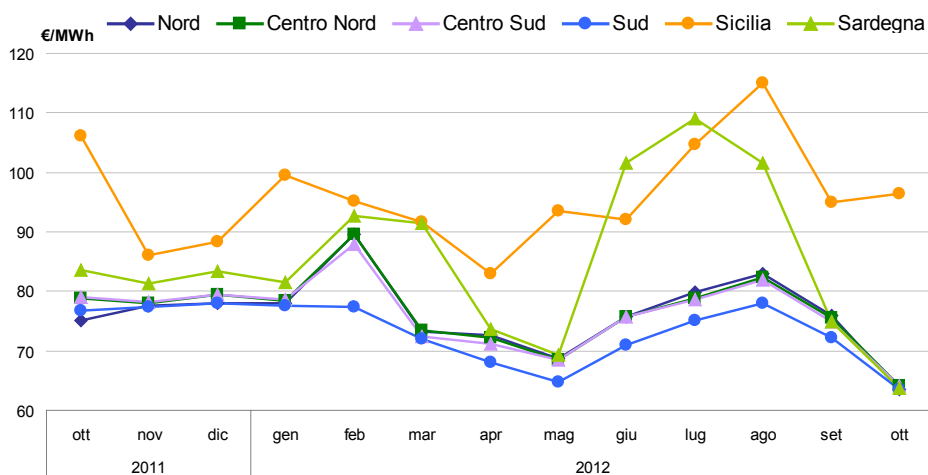
(continua)

Favoriti dalla bassa domanda e dall'assenza di importanti limitazioni sui transiti, i prezzi medi di vendita, in ribasso sia rispetto ai precedenti mesi estivi che rispetto ad ottobre 2011, si sono allineati intorno ai 64 €/MWh, con un minimo al Nord pari a 63,45 €/MWh. Unica eccezione la Sicilia il cui prezzo, sebbene

in calo su base annua (-9,1%), ha registrato un lieve incremento congiunturale (+1,6%) portandosi a 96,48 €/MWh. Il differenziale con i prezzi delle altre zone, si riporta pertanto sopra i 30 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 24,6 milioni di MWh, hanno segnato ancora una flessione (-5,9% rispetto ad un anno fa). In calo, anche ad ottobre, sia l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 14,2 milioni di MWh (-7,1%), che l'energia scambiata over the counter

e registrata sulla PCE, pari a 10,5 milioni di MWh (-4,2%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 0,8 punti percentuali su base annua e 2,7 rispetto al mese precedente, attestandosi a 57,4% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.152.907	-7,1%	57,4%
Operatori	6.993.875	-21,9%	28,4%
GSE	3.748.750	+30,7%	15,2%
Zone estere	3.410.283	+0,0%	13,8%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	10.490.164	-4,2%	42,6%
Zone estere	1.523.859	-12,3%	6,2%
Zone nazionali	8.966.306	-2,7%	36,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.643.071	-5,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	22.444.025	+19,4%	
OFFERTA TOTALE	47.087.096	+4,7%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

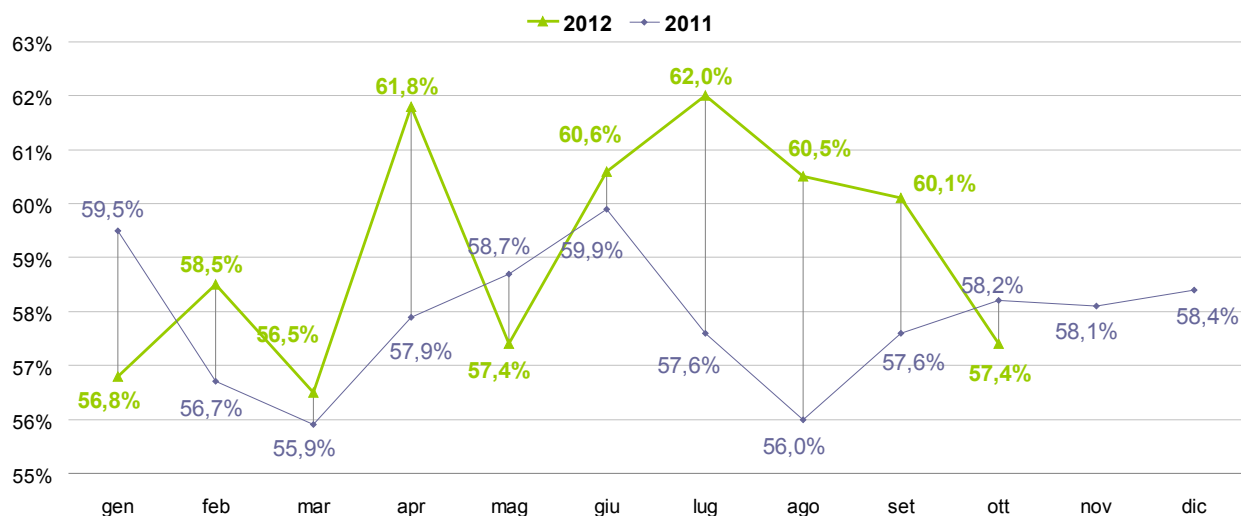
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.152.907	-7,1%	57,4%
Acquirente Unico	2.562.677	-17,2%	10,4%
Altri operatori	8.511.828	-6,7%	34,5%
Pompaggi	23.646	-73,2%	0,1%
Zone estere	205.782	-17,9%	0,8%
Saldo programmi PCE	2.848.974	+6,4%	11,6%
PCE (incluso MTE)	10.490.164	-4,2%	42,6%
Zone estere	48.450	+30,1%	0,2%
Zone nazionali AU	3.512.346	-1,7%	14,3%
Zone nazionali altri operatori	9.778.342	-2,4%	39,7%
Saldo programmi PCE	-2.848.974	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.643.071	-5,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.970.319	-9,1%	
DOMANDA TOTALE	27.613.391	-6,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 24,4 milioni di MWh, si sono ridotti del 5,8% rispetto ad un anno fa. A livello zonale, la contrazione, con l'eccezione del Sud (+2,1%) e della Sicilia (+1,1%), ha interessato tutte le zone ma più marcatamente il Centro Nord (-11,2%) e la Sardegna (-34,8%). In flessione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 254 mila MWh (-11,7%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, pari a 19,7 milioni di MWh, si sono ridotte del 6,3% su base annua. A livello zonale le vendite sono diminuite nelle zone continentali, ma sono aumentate nelle due isole: +0,4% in Sicilia e +4,8% in Sardegna. Le importazioni, in forte ripresa sul mese precedente, si sono attestate a 4,9 milioni di MWh, inferiori però ai massimi storici di un anno fa (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
				MWh					
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.189.168	28.442	+4,9%	9.636.450	12.935	-7,8%	13.341.923	17.909	-4,8%
Centro Nord	3.037.627	4.077	-7,7%	1.694.279	2.274	-1,0%	2.565.517	3.444	-11,2%
Centro Sud	6.745.244	9.054	+22,2%	2.339.031	3.140	-6,7%	3.944.510	5.295	-3,9%
Sud	6.625.246	8.893	-5,9%	3.602.702	4.836	-9,5%	2.163.317	2.904	+2,1%
Sicilia	2.644.979	3.550	+14,2%	1.501.654	2.016	+0,4%	1.599.223	2.147	+1,1%
Sardegna	1.453.526	1.951	+3,0%	934.814	1.255	+4,8%	774.350	1.039	-34,8%
Totale nazionale	41.695.790	55.968	+4,8%	19.708.930	26.455	-6,3%	24.388.839	32.737	-5,8%
Estero	5.391.306	7.237	+3,6%	4.934.142	6.623	-4,1%	254.232	341	-11,7%
Sistema Italia	47.087.096	63.204	+4,7%	24.643.071	33.078	-5,9%	24.643.071	33.078	-5,9%

Ad ottobre, al netto incremento delle vendite da impianti a fonte rinnovabile (+28,9%) - trainate ancora dalla considerevole crescita degli impianti fotovoltaici (+105,9%) ed eolici (+37,2%) - si contrappone la decisa flessione di quelle da impianti a fonte tradizionale - più marcatamente delle vendite da impianti a gas (-20,9%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a fonte

rinnovabile sale al 30,0% (era del 21,8% ad ottobre 2011), a discapito di quella da fonti tradizionali, che scende al 69,1%. La quota da impianti a gas (44,6%) perde 8,3 punti percentuali; stabili le quote delle altre fonti tradizionali. Tra le rinnovabili, in evidenza gli impianti fotovoltaici, la cui quota sale all'8,2% (+4,5 punti percentuali) (Grafico 4).

(continua)

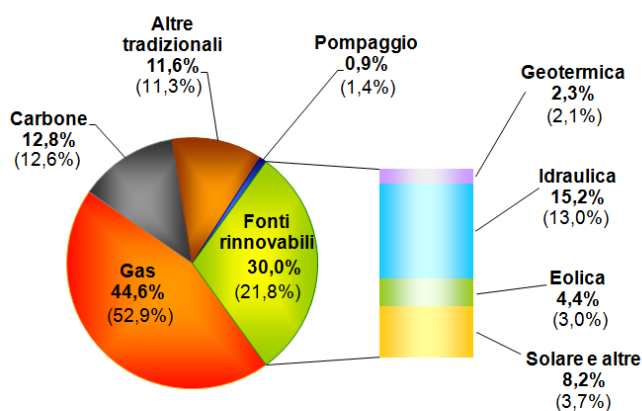
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

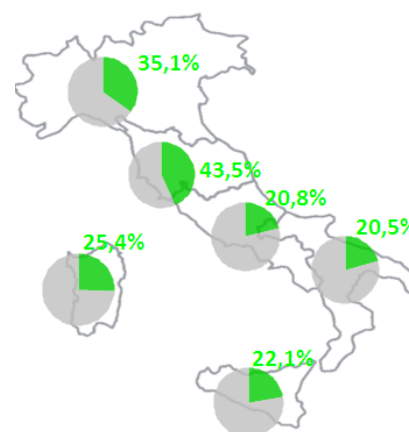
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.187	-18,2%	1.278	-9,2%	2.478	-12,4%	3.845	-17,7%	1.552	-8,1%	935	-12,3%	18.276	-15,7%
Gas	5.936	-21,7%	1.247	-2,6%	982	-22,5%	2.008	-29,8%	1.387	-10,7%	244	-35,8%	11.804	-20,9%
Carbone	1.300	-11,7%	1	-99,2%	1.311	-1,6%	112,59	-	-	-	668	-0,9%	3.393	-4,4%
Altre	951	-0,5%	31	-48,9%	185	-19,3%	1.724	-4,8%	166	+21,8%	23	+99,4%	3.079	-3,9%
Fonti rinnovabili	4.543	+22,7%	988	+11,1%	652	+28,6%	991	+47,1%	446	+61,4%	319	+193,2%	7.940	+28,9%
Idraulica	3.532	+13,5%	149	-10,2%	186	-8,9%	112	-25,6%	21	+53,0%	10	-20,8%	4.010	+9,6%
Geotermica	-	-	603	+0,9%	-	-	0	-81,9%	-	-	-	-	603	+0,6%
Eolica	14	-5,8%	4	+4,9%	183	+6,9%	437	+12,9%	282	+37,5%	249	+255,3%	1.169	+37,2%
Solare e altre	997	+73,3%	233	+90,3%	283	+115,1%	442	+227,8%	143	+149,4%	61	+127,0%	2.158	+105,9%
Pompaggio	204	-33,8%	8	-	9	-66,1%	-	-	18	-59,5%	0	-100,0%	239	-40,4%
Totale	12.935	-7,8%	2.274	-1,0%	3.140	-6,7%	4.836	-9,5%	2.016	+0,4%	1.255	+4,8%	26.455	-6,3%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche ad ottobre, nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi d'acquisto hanno registrato, come in MGP, una netta flessione sia congiunturale che tendenziale su tutte le sessioni di mercato. Il prezzo medio nelle quattro sessioni, ai minimi da oltre un anno, è variato tra 64,07 €/MWh di MI2 e 71,49 €/MWh di MI4. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore (va considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo) evidenzia un

prezzo superiore su MI1 ed inferiore nelle altre tre sessioni (Tabella 6 e Grafico 6). I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, ad ottobre, sono stati pari a 2,1 milioni di MWh, in crescita del 19,0% rispetto ad un anno fa. Di questi oltre la metà, ovvero 1,2 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 con una flessione su base annua del 5,9%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 662 mila MWh su MI2 (+79,6%); 132 mila MWh (+0,6%) su MI3; 114 mila MWh (+77,3%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 6).

(continua)

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2012	2011	variazione	2012	2011	variazione
MGP (1-24 h)	65,86	78,61	-16,2%	33.078	35.146	-5,9%
MI1 (1-24 h)	68,07 (+3,4%)	77,43 (-1,5%)	-12,1%	1.564	1.663	-5,9%
MI2 (1-24 h)	64,07 (-2,7%)	76,84 (-2,2%)	-16,6%	889	495	+79,6%
MI3 (13-24 h)	68,49 (-4,6%)	82,81 (-3,3%)	-17,3%	355	353	+0,6%
MI4 (17-24 h)	71,49 (-7,1%)	87,64 (-3,0%)	-18,4%	460	259	+77,3%

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

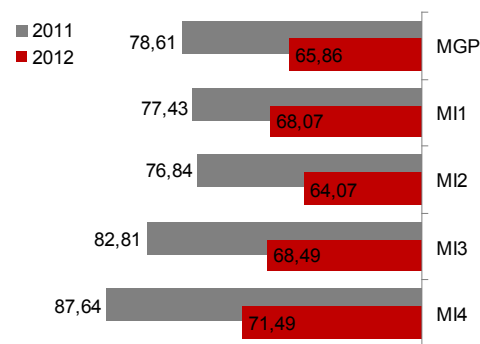
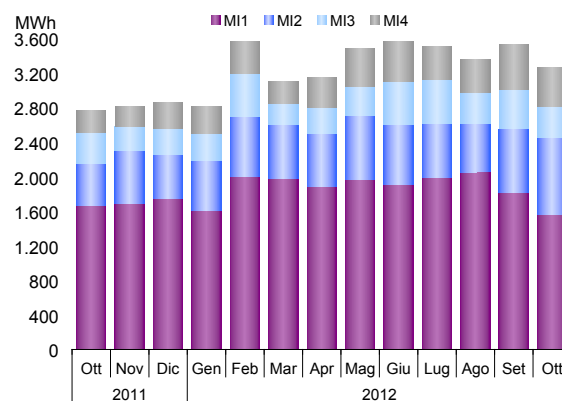
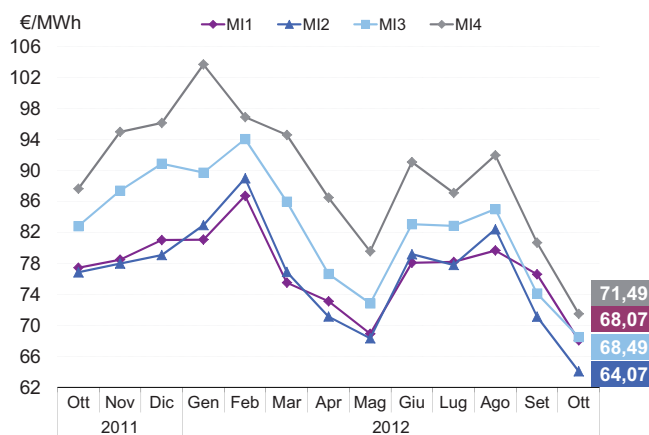


Grafico 6: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



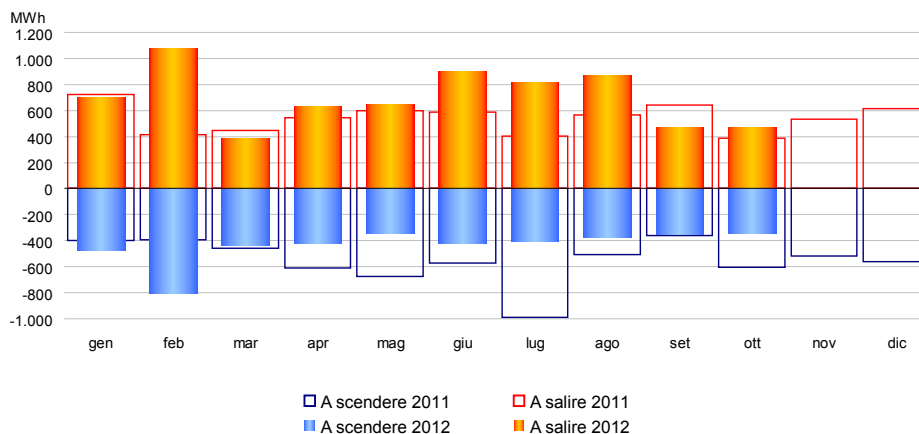
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, ad ottobre, gli acquisti di Terna sono stati pari a 350 mila MWh, in aumento del 21,6% su base annua. All'ottava flessione ten-

denziale consecutiva, invece, le vendite di Terna nel mercato a scendere risultano pari a 257 mila MWh (-42,7%) (Grafico 7).

Grafico 7: 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), ad ottobre, si sono registrate 79 negoziazioni in cui si sono scambiati 527 contratti, pari a 1,3 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 445 contratti O.T.C., pari a 791 mila MWh. I prezzi dei vari prodotti del 2013, eccetto il I Trimestre, hanno segnato un contenuto aumento rispetto alle quotazioni del mese precedente. In flessione invece i prezzi degli ultimi due mensili del 2012, sia baseload che peakload. Il totale

delle posizioni aperte (baseload e peakload) a fine mese ammontavano a 10.891 MW, per un totale di 46,2 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 8).

Il prodotto *Novembre 2012* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 69,90 €/MWh (-6,8%) sul baseload e 78,24 €/MWh (-6,8%) sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 4.195 e 974 MW, per complessivi 3,3 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2012	69,90	-6,8%	19	80	250	330	4.195	3.020.400
Dicembre 2012	70,80	-4,4%	7	90	-	90	4.240	3.154.560
Gennaio 2013	73,20	+0,1%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2013	72,10	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2013	72,00	-1,5%	8	40	-	40	330	712.470
II Trimestre 2013	68,00	+1,5%	-	-	-	-	12	26.208
III Trimestre 2013	72,25	+0,9%	7	61	-	61	251	554.208
IV Trimestre 2013	72,30	+0,5%	5	41	-	41	41	90.569
Anno 2013	71,14	+0,3%	9	42	-	42	4.545	39.814.200
Totale			55	354	250	604	9.419	44.352.215

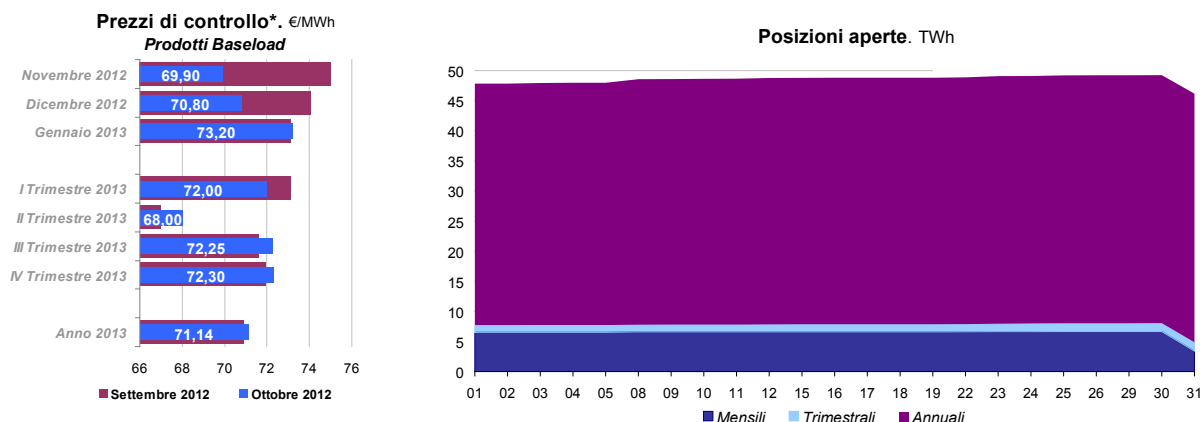
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2012	78,24	-6,8%	2	10	-	10	974	257.136
Dicembre 2012	79,50	-3,8%	-	-	-	-	969	244.188
Gennaio 2013	81,72	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2013	85,88	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2013	82,61	-1,4%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	69,81	+1,5%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	72,97	+1,0%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2013	79,92	+0,6%	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	76,30	+0,4%	22	163	195	358	503	1.575.396
Totale			24	173	195	368	1.472	1.819.584

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

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

Grafico 8: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a ottobre ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre 2012, hanno aggiornato il massimo storico a 33,9 milioni di MWh, in aumento del 14,0% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 30,8 milioni di MWh, sono cresciute del 7,0% trainate dai contratti non standard (+10,5%). Più che triplicate le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+215,9%), attestatesi a 3,1 milioni di MWh, e pari al 9,3% del totale registrato (contro il 3,4% di un anno fa).

In crescita (+2,2%) anche la posizione netta dei conti energia, pari a 17,6 milioni di MWh. Ancora in calo, invece, i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,5 milioni di MWh (-4,2%), che nei conti in prelievo, pari a 13,3 milioni di MWh (-2,1%) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, al terzo rialzo congiunturale consecutivo, ha aggiornato, per la quarta volta nel 2012, il proprio record a 1,93 (era a 1,73 dodici mesi fa) (Grafico 9).

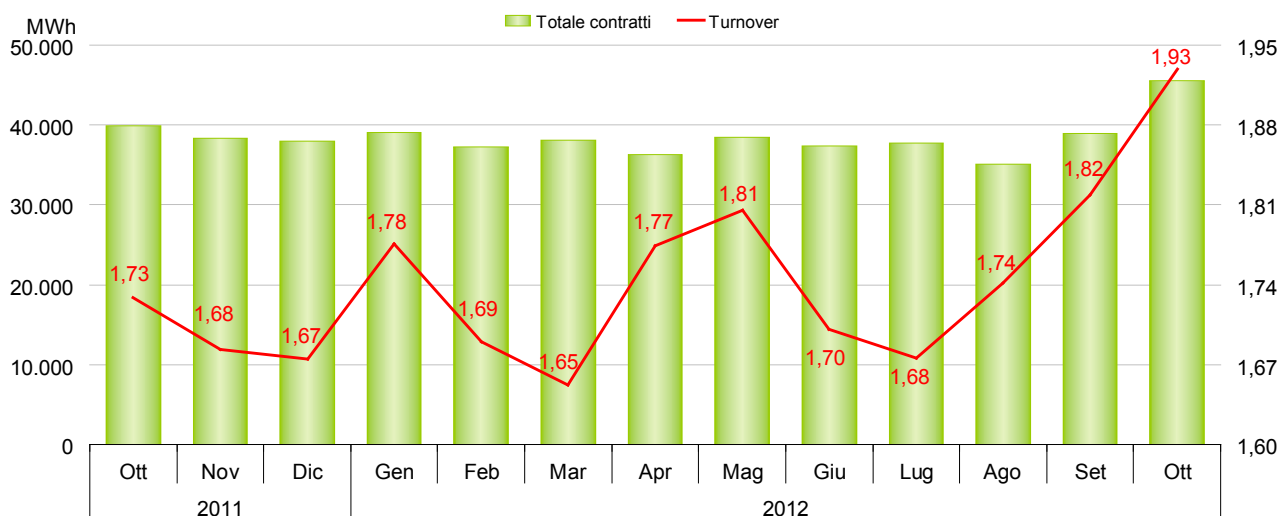
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	8.070.342	- 2,3%	23,8%	Richiesti	11.764.940	+5,4%	100,0%	13.339.138	-2,1%	100,0%
Off Peak	1.053.343	+30,4%	3,1%	di cui con indicazione di prezzo	4.359.309	+40,0%	37,1%	-	-	-
Peak	1.176.948	+0,4%	3,5%	Registrati	10.490.164	-4,2%	89,2%	13.339.138	-2,1%	100,0%
Week-end	8.400	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	3.090.000	+6,2%	26,3%	-	-	-
Totale Standard	10.309.033	+0,7%	30,4%	Rifiutati	1.274.776	+512,2%	10,8%	-	-	-
Totale Non standard	20.464.652	+10,5%	60,3%	di cui con indicazione di prezzo	1.269.309	+522,7%	10,8%	-	-	-
PCE bilaterali	30.773.684	+7,0%	90,7%	Saldo programmi	-	-	-	2.848.974	+6,4%	-
MTE	3.149.214	+215,9%	9,3%							
TOTALE PCE	33.922.898	+14,0%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	17.587.410	+2,2%	51,8%							

Grafico 9: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di ottobre si registra un calo tendenziale del prezzo sia sulla zona nord di IPEX, scesa a 63,45 €/MWh (-15,6%), sia sulla borsa BSP, attestatasi a 47,64 €/MWh (-16,6%). Tale andamento ha determinato il ribasso del differenziale di prezzo tra il sistema italiano e quello sloveno a 15,8 €/MWh (-2,3 €/MWh), valore minimo da marzo scorso. Ciò nonostante, il prezzo italiano è risultato sempre superiore (94% delle ore) o

uguale (6%) a quello della borsa BSP.

In tale contesto, il market coupling ha allocato 550 MW di capacità, valore massimo storico dal suo avvio e pari al 95% della capacità transfrontaliera, determinando in tutte le ore un flusso efficiente verso l'Italia. L'allocazione con asta esplicita si conferma residuale, totalizzando 30 MW di capacità installata, peraltro, in maniera inefficiente nello 0,7% delle ore.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)					N° di ore (%)			Capacità (MW) Capacità allocata dal Market Coupling	
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP		Pz Nord < Pz BSP
Baseload	63,45	-16,5%	-15,6%	47,64	-4,1%	-16,6%	94%	6%	0%	550
Picco	72,45	-15,2%	-13,8%	61,11	-1,4%	-14,8%	32%	5%	0%	593
Fuori Picco	58,12	-19,4%	-13,9%	41,06	-8,8%	-19,8%	36%	1%	0%	524
Festivo	58,18	-17,5%	-21,4%	37,80	-10,3%	-21,2%	25%	1%	0%	526

Grafico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

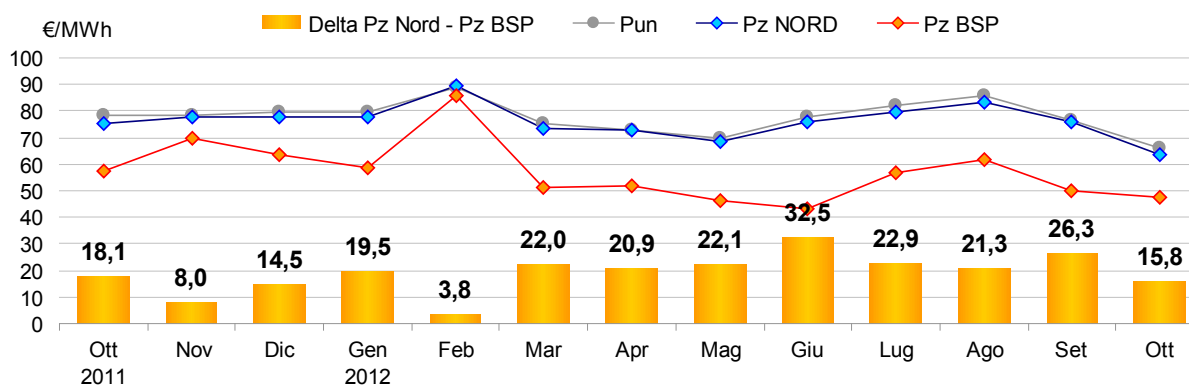
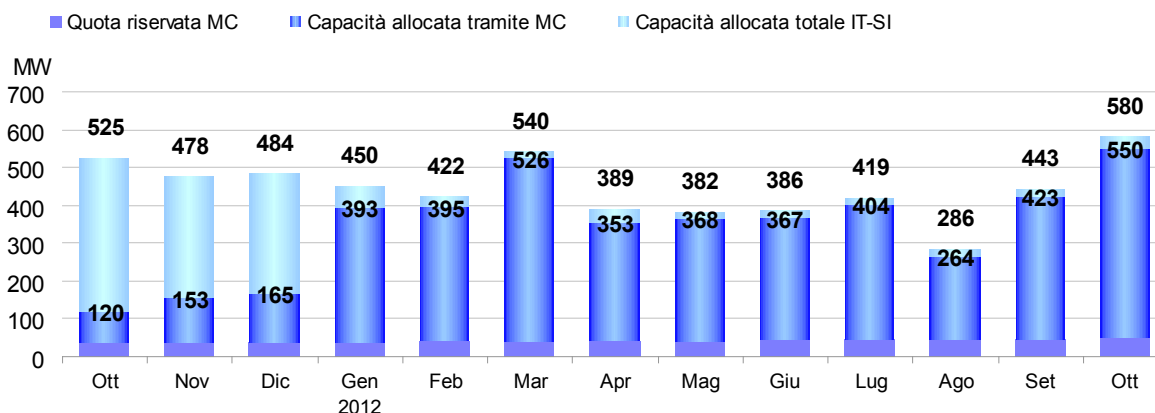


Grafico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore di utilizzo (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
Import	550	30	100,0%	98,8%	100,0%	98,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Export	0	65	0,0%	1,2%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%
Totale	550	30	100,0%	100,0%	100,0%	99,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%

Grafico 3: Relazione tra delta Pz Nord- Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

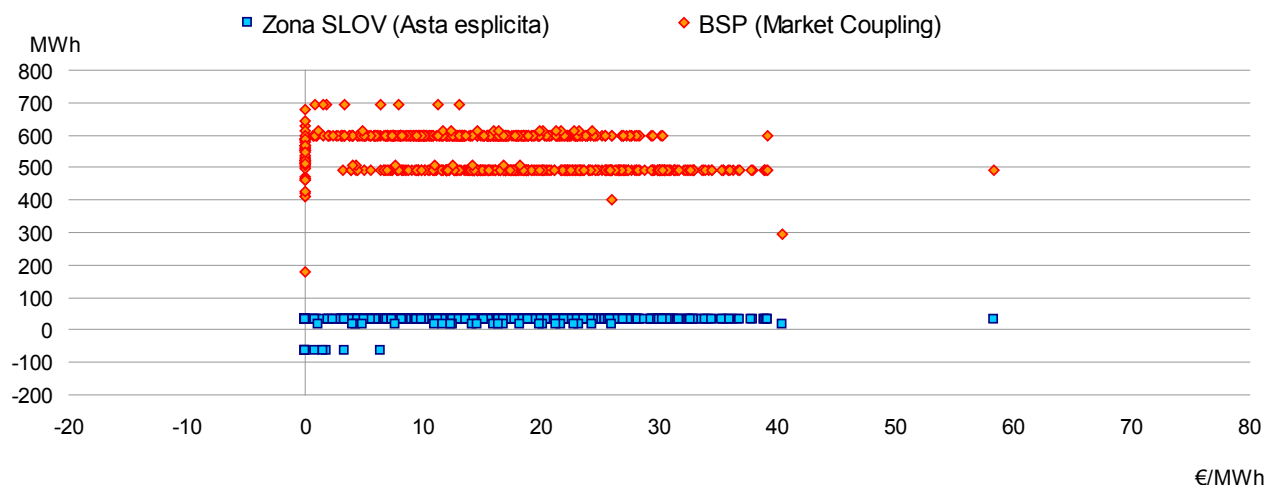
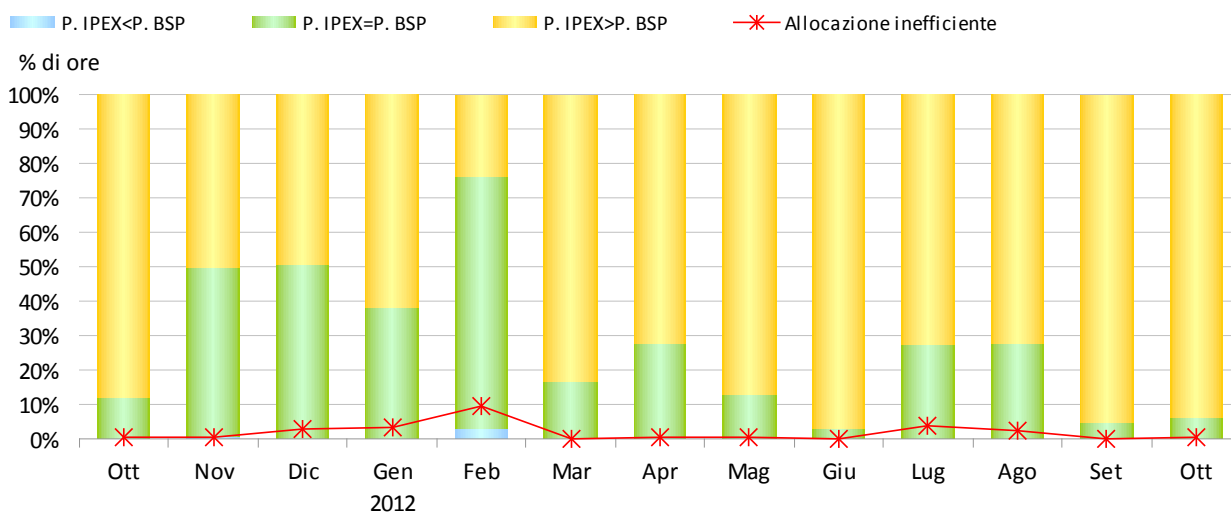


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ I consumi di ottobre, in fisiologico aumento rispetto a settembre, continuano a risultare in ribasso tendenziale (-10%) da sei mesi a questa parte a causa della contrazione dei prelievi civili e termoelettrici. Gli stoccaggi risultano prossimi al livello di massima capacità (96%), rimanendo in

iniezione per gran parte del mese e invertendo il flusso solo in alcuni giorni. Le principali quotazioni dei mercati spot italiani indicano prezzi medi stabili (27,50 €/MWh su PB-Gas e 27,69 €/MWh al PSV), in linea con le quotazioni degli altri hub europei, riportando un differenziale ai minimi storici (+82 c€/MWh).

La domanda aggregata (4.927 mcm) risulta in fisiologico aumento rispetto a settembre (+11%) ma in calo rispetto al mese di ottobre dell'anno precedente (-10%), confermando così il calo tendenziale mediamente registrato nei primi 10 mesi dell'anno (-3,3%). Tale calo si riflette in tutte e tre le categorie di prelievo ed in particolare nel settore termoelettrico, principale elemento di domanda (1.942 mcm) caratterizzato

da una flessione, perdurata per tutti i mesi dell'anno termico appena terminato. I consumi civili (1.669 mcm) sono aumentati gradualmente durante il mese, riflettendo il trend stagionale d'inizio inverno, seppur scontando un calo tendenziale (-14%). Si nota un picco della domanda giornaliera negli ultimi 3 giorni del mese, causati da maggiori prelievi civili (+78% rispetto alla media dei 7 giorni precedenti).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	4.927	-10%
Impianti di Distribuzione	1.669	-14%
Consumi Termoelettrici	1.942	-11%
Consumi Industriali	1.133	-6%
Rete terzi e consumi di sistema	183	+9%
Offerta	4.927	-10%
Import	4.622	-9%
Produzione Nazionale	709	+2%
Sistemi di stoccaggio	-405	+35%

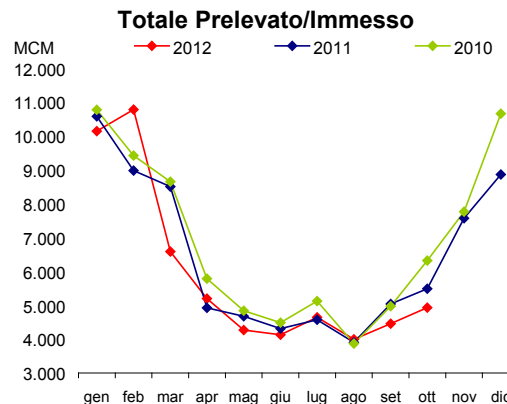
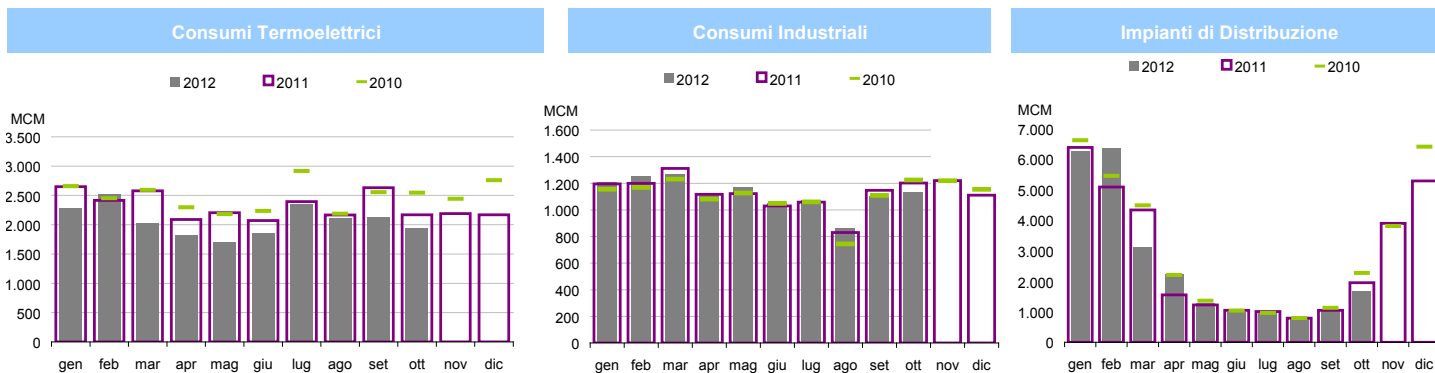


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



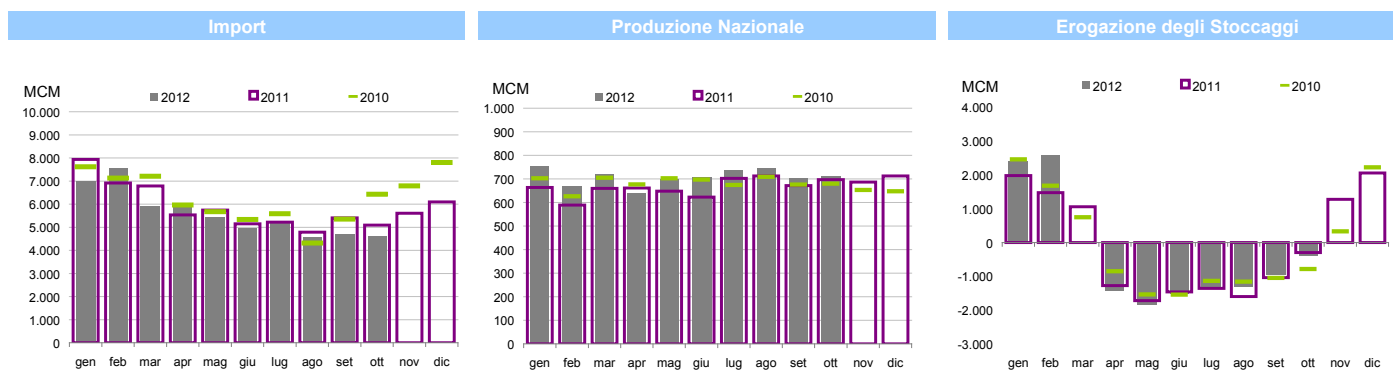
(continua)

L'aumento della domanda aggregata è assorbita dalla diminuzione dei flussi destinati a stoccaggio, in quanto le importazioni risultano sostanzialmente stabili rispetto a settembre (-2%) sebbene in calo tendenziale rispetto all'anno scorso (-9%). In particolare, in diminuzione tendenziale risultano i flussi dalla Russia (-22%) e dal Nord Europa (-35%). La produzione nazionale risulta stabile rispetto a settembre ed in lieve aumento su base tendenziale (+2%). Gli stoccaggi, che raggiungono uno stock complessivo di

10,5 miliardi di metri cubi (96% dello spazio disponibile) mostrano flussi in iniezione per quasi tutto il mese, ad eccezione di alcuni giorni di erogazione, coincidenti con l'inattività (causa manutenzione) dell'infrastruttura di P. Gries e con il picco di domanda civile registrato negli ultimi 3 giorni del mese. Rappresentando ottobre il mese di massimo livello di stoccaggio complessivo, si nota che quest'anno tale livello risulta superiore ad entrambi i due anni precedenti (+4% rispetto al 2011).

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



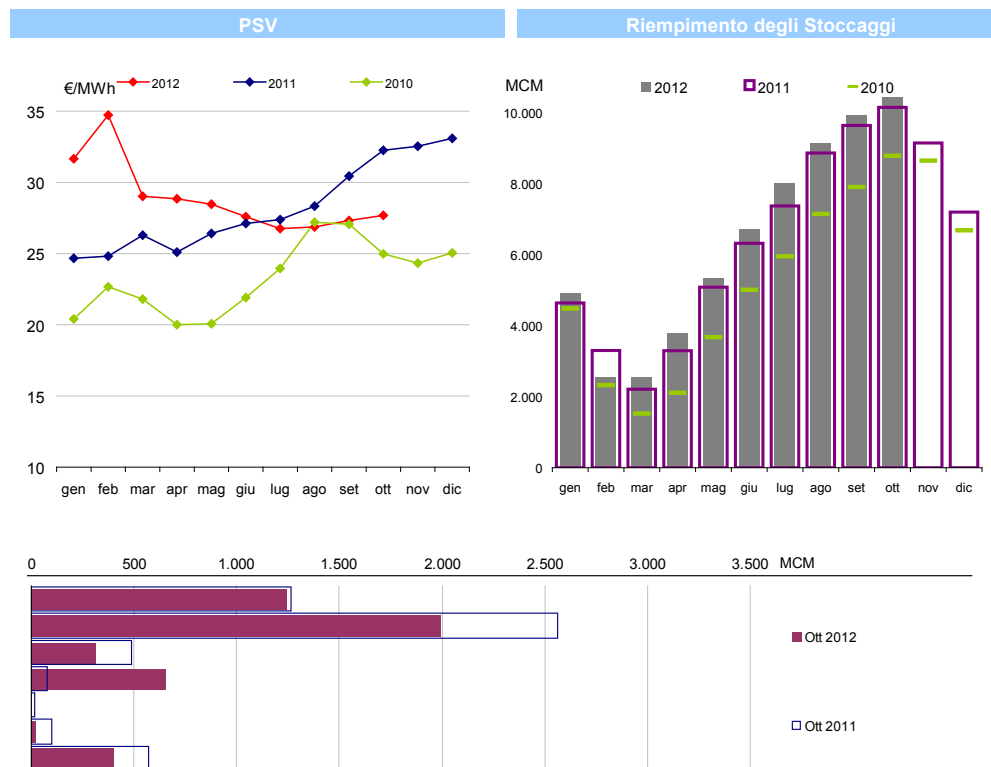
La quotazione mensile al PSV risulta in leggero ma costante aumento da agosto, attestandosi a 27,69 €/MWh, sebbene in netto calo tendenziale (-14%). Il netto e costante aumento registrato sulle altre piazze europee (+4%) all'avvicinarsi

dell'inverno sembra non aver influenzato la quotazione PSV, portando il differenziale di prezzo dell'Italia a meno di 1 €/MWh rispetto al resto dell'Europa.

Figura 2: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

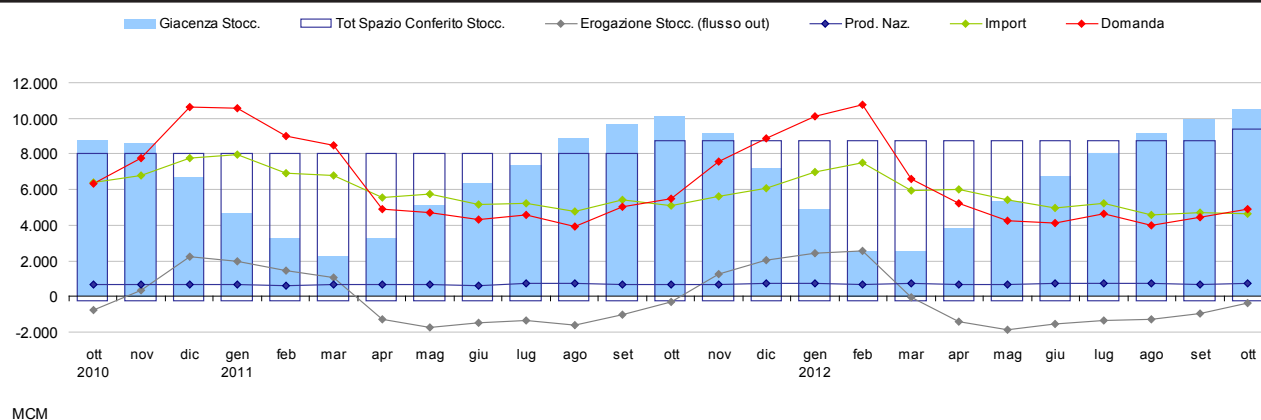
PSV	€/MWh	Δ% Tend
Prezzo medio	27,69	-14%
min	26,40	-11%
max	30,00	-17%
Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
Stoccaggio (stock level)	10.510	+4%
Erogazione (flusso out)	109	+11%
Iniezione (flusso in)	513	+29%
Flusso netto	-405	-35%
Totale Spazio Conferito	11.002	+7%
Quota su spazio conferito (%)	96%	-3 p.p.
Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	329	-1%
Import medio giornaliero	144	-12%
Quota di utilizzo (%)	44%	-6 p.p.
Punti di Entrata	MCM	Δ% Tend
Totale Import	4.622	-9%
Mazara del Vallo	1.241	-2%
Tarvisio	1.990	-22%
Passo Gries	315	-35%
Gela	654	+716%
Gorizia	1	-94%
Panigaglia (GNL)	22	-78%
Cavarzere (GNL)	399	-30%



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



I mercati del gas gestiti dal GME registrano transazioni sulle piattaforme di bilanciamento e royalties. Sul mercato di bilanciamento sono stati scambiati 278 mcm ad un prezzo medio di 27,50 €/MWh, stabile rispetto a settembre (-0,3%) e coerente con le quotazione al PSV (27,69 €/MWh). Questo mese non si registra nessun

abbinamento sul M-Gas, mentre nel comparto aliquote della P-Gas vengono scambiati ad inizio mese un totale di 37 mcm ad un prezzo medio a termine per dicembre di 28,59 €/MWh, in diminuzione rispetto alle aspettative per novembre di 30,05 €/MWh.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Sessioni con abbinamenti	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Winter	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	27,43	-	-	-	30,05	28,59	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10 (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	27,50	31	-0,3%	3,6%	-	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	27,69	-	1,4%	3,2%	-	-	-	-

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

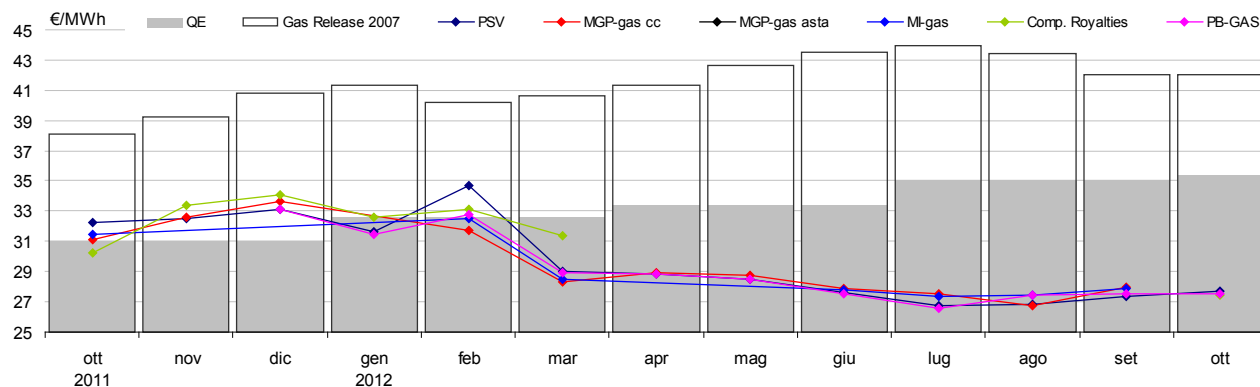


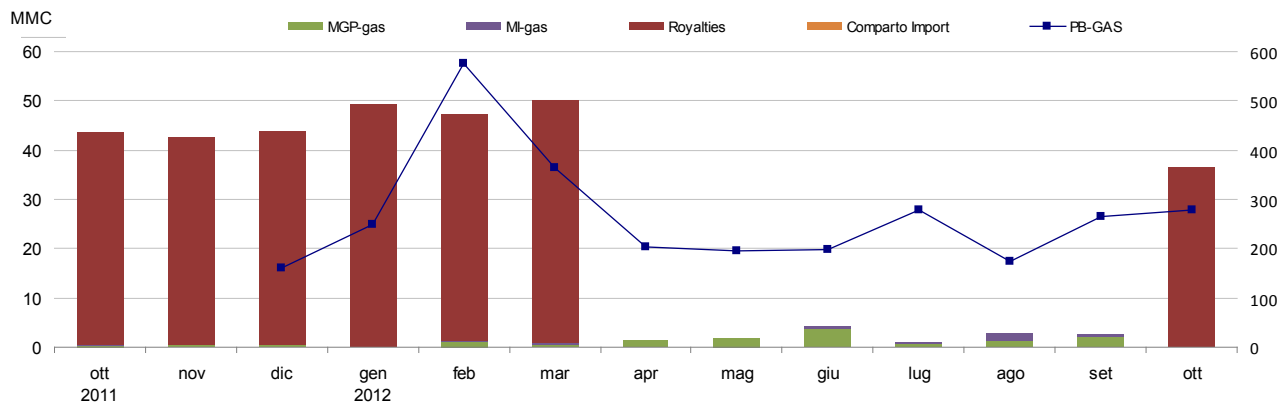
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Winter	Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
								lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	-	-100%	-	-	-	-	-	-	-
MI-gas	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties	MCM	37	-	37	-	-	-	-	-	-
Comp. Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	278	1,3%	-	-	-	278	29	39	-

Grafico 5: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME, SRG



II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Sulla PB-Gas nel mese di ottobre sono stati scambiati 2,9 TWh, di cui 2,8 TWh (97%) richiesti da Snam per il bilanciamento del sistema e 0,088 TWh (3%) scambiati tra gli operatori. Lo sbilanciamento complessivo di sistema (SCS) questo mese è risultato mediamente pari al 5% della domanda aggregata, in lieve calo rispetto al mese scorso (-1%), diviso in 9 giorni in cui il sistema è risultato corto e 22 giorni in cui è risultato lungo.

Durante il mese, il prezzo del mercato di bilanciamento ha seguito un trend leggermente in rialzo, registrando un prezzo medio di 27,50 €/MWh, in linea con un trend analogo della quotazione PSV, che registra un prezzo medio sostanzialmente allineato (27,69 €/MWh). Aumenta la volatilità dei prezzi di 1 p.p. (3,6%), a causa del maggior numero di passaggi di lato dell' offerta di Snam. Si nota in particolare che la media dei prezzi nelle sessioni in cui Snam acquista risulta di 1,78 €/MWh più alta rispetto alla media nelle

sessioni in cui Snam vende. Al contrario di quanto riscontrato nei mesi precedenti, non si registrano sostanziali differenze di prezzo tra giorni feriali e festivi.

Risulta stabile il numero di operatori che ha concluso scambi sulla piattaforma rispetto a settembre, con 31 operatori su 61 soggetti all'obbligo di offerta. Risulta stabile anche l'indice di concentrazione di mercato rispetto al mese scorso (HHI¹ 2.452), e si annulla sostanzialmente la differenza nella concentrazione tra i giorni in cui SNAM vende (2.488) e acquista (2.365). Ugualmente diminuisce la differenza del CR3² per le quote in vendita (70%) ed in acquisto (65%). Si riduce l'indice di marginalità (IOMq³) che risulta ai minimi storici (21%). Gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta evidenziano un numero stabile di operatori al margine e curve di domanda e offerta sostanzialmente anelastiche.

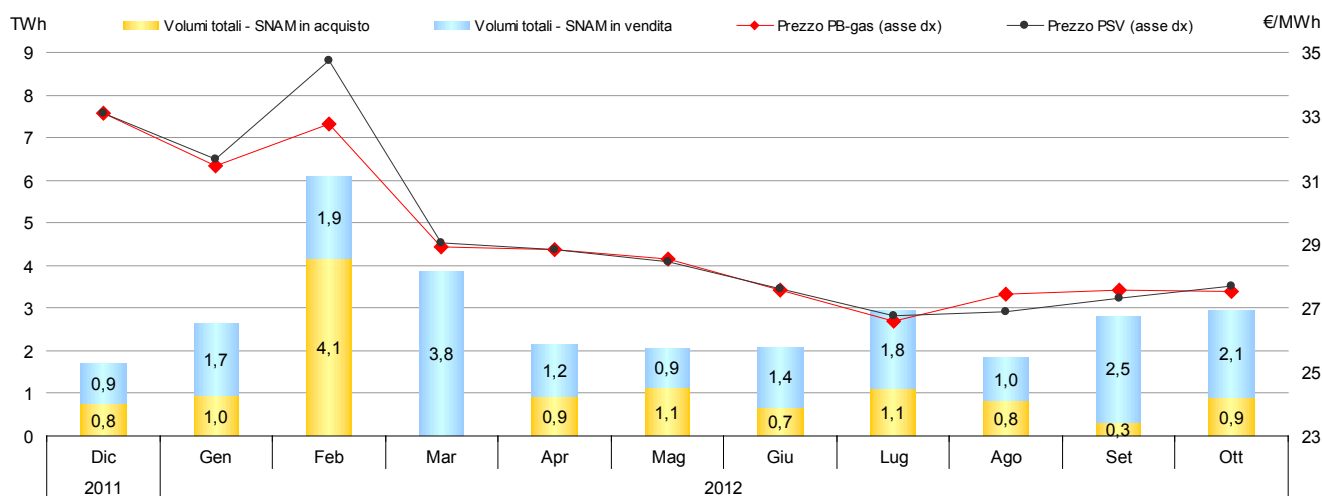
Tabella 1: Esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters

SNAM	Frequenza sessioni		Prezzo €/MWh			Volatilità (%)		Volumi medi (MWh)	
	M	M-1	M	Δ% M-1	Δ PSV	M	M-1	M	Δ% M-1
Acquisto	9	5	28,76	1,1%	0,54	2,7%	0,4%	96.983	49%
Vendita	22	25	26,99	-1,5%	-0,36	1,6%	2,4%	94.172	-5%
Totale	31	30	27,50	-0,2%	-0,19	3,6%	2,6%	94.988	1%

Grafico 1: Andamento mensile degli esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters



1. Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI). Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo.

2. Per Concentration Ratio 3 (CR3) si intende la quota di mercato cumulata dei primi tre operatori.

3. Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo. Per ciascun operatore, in ciascun giorno, è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. L'indicatore relativo al primo operatore marginale misura la massima quota di volumi su cui lo stesso operatore ha fissato il prezzo.

Grafico 2: Andamento giornaliero esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

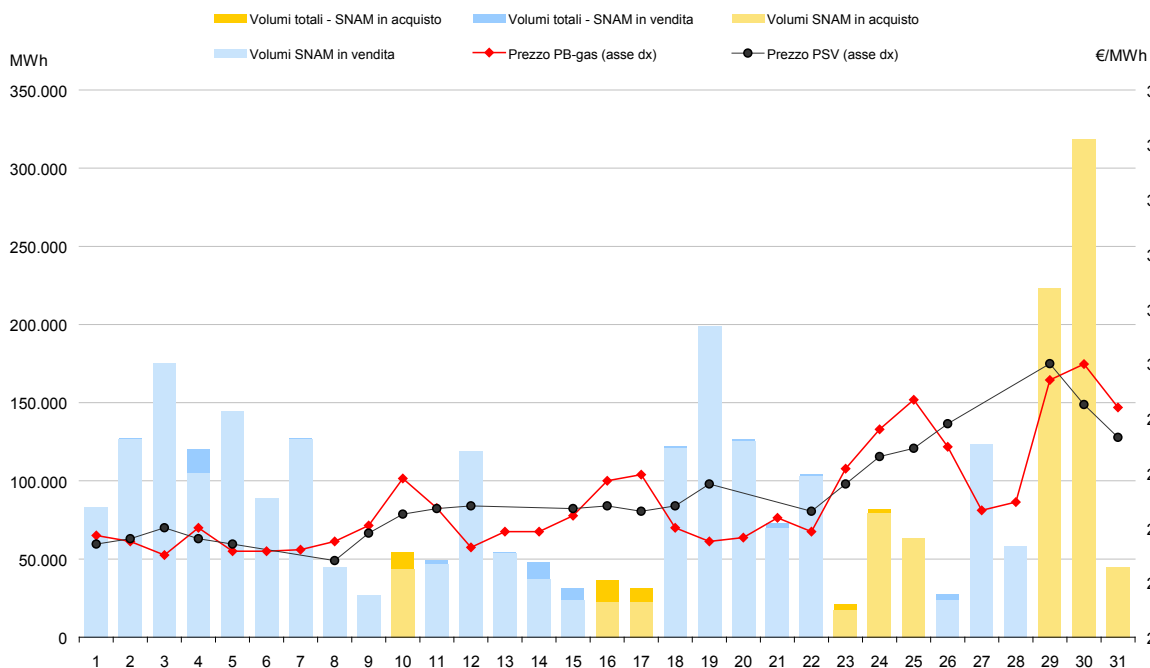


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME

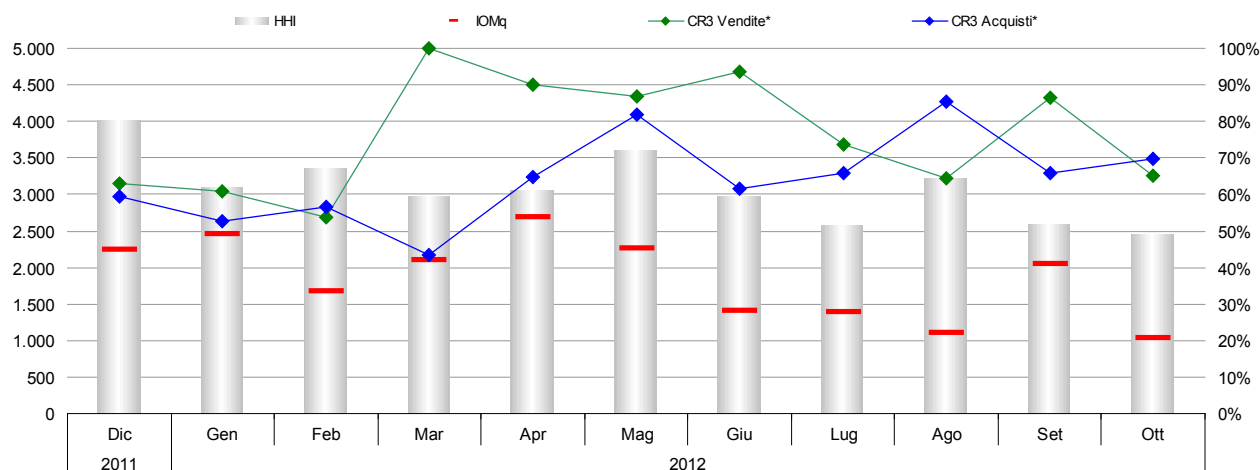
SNAM	N° operatori attivi		HHI		IOMq		N° operatori nell'intorno (1)				Elasticità di prezzo nell'intorno (2)			
	M	M-1	M	M-1	M	M-1	Sinistro		Destro		Sinistro		Destro	
							M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1
Acquisto	34	26	2.365	5.504	26%	47%	9	5	9	18	-0,2%	-0,4%	0,1%	0,1%
Vendita	40	37	2.488	2.008	38%	51%	22	25	22	25	0,1%	0,1%	-0,1%	-0,1%
Totale	43	40	2.452	2.591	21%	41%	31	30	31	24	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

1) Intorno pari a ±5% del prezzo riconosciuto in ciascuna sessione

2) Intorno pari a ±5% dei volumi scambiati in ciascuna sessione

Grafico 3: Andamento mensile indici di concentrazione

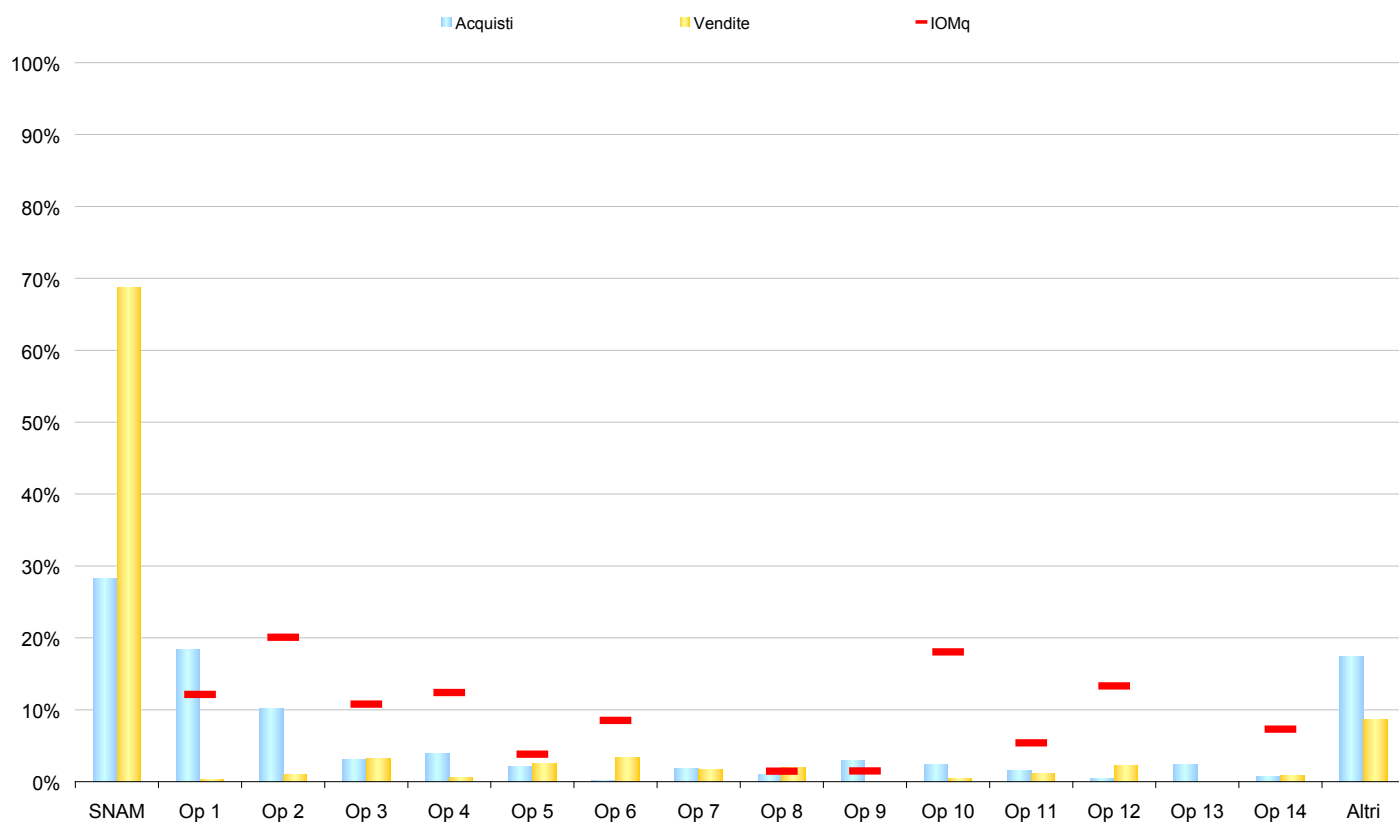
Fonte: dati GME



* i valori del CR3 sono calcolati sul lato opposto a quello dell'offerta di SNAM

Grafico 4: Quote di mercato e IOMq

Fonte: dati GME



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre sui mercati petroliferi si rilevano prezzi del Brent in ulteriore modesta diminuzione, a rafforzare una dinamica lievemente ribassista che non trova immediato riscontro sulle quotazioni dell'olio combustibile, in calo più deciso, e del gasolio, al quarto rialzo consecutivo. Prosegue, d'altro canto, la fase rialzista del prezzo del gas, in crescita su tutti gli hub centro-europei e ormai allineato

alle quotazioni del PSV italiano, storicamente più elevate. Sulle borse elettriche, ancora in significativo calo rispetto al 2011, variazioni congiunturali di rilievo si evidenziano sul prezzo italiano, sceso al livello minimo da aprile 2011, e su quello di riferimento dell'area scandinava, caratterizzato da un brusco aumento sui valori più alti dell'ultimo semestre.

A ottobre il prezzo del Brent scende attorno a 112 \$/bbl, confermando il rallentamento della dinamica fortemente rialzista osservata nei mesi estivi (-1,1% rispetto a settembre), analogamente a quanto osservato sui principali riferimenti extra-europei. A fronte di questo debole trend ribassista, che peraltro sembra consolidarsi nelle aspettative espresse dai mercati per il breve-medio periodo, su base annua il livello del greggio continentale si mantiene ancora più elevato del 2011, segnando un incremento tendenziale pari al 2%.

Al pari del mese scorso, le quotazioni dei prodotti derivati del petrolio mostrano ad ottobre variazioni congiunturali diverse dalla loro materia prima, registrando una decisa contrazione nel caso dell'olio combustibile, attestatosi a ridosso dei minimi annui (647,3 \$/MT, -7,6%), e addirittura un controtendenziale aumento nel caso del gasolio, salito al valore massimo dell'ultimo semestre (988,8 \$/MT, +1,6%). Più omogenei, invece, gli andamenti rilevati rispetto allo

scorso anno che mostrano un incremento di entrambe le commodities, più deciso per il gasolio (+5,8%) che per l'olio combustibile (+0,7%).

D'altro canto, sui mercati del carbone non perde forza la dinamica ribassista, ormai in atto da circa un anno, che ha portato il prezzo dell'API2 europeo sugli 87 \$/MT, valore tra i più bassi da maggio 2010 (-3,2% su base congiunturale, -26,4% in termini tendenziali). In chiave futura, prospettive moderatamente rialziste si rilevano a partire dal prossimo gennaio, trovando ulteriore consolidamento nel corso del 2013.

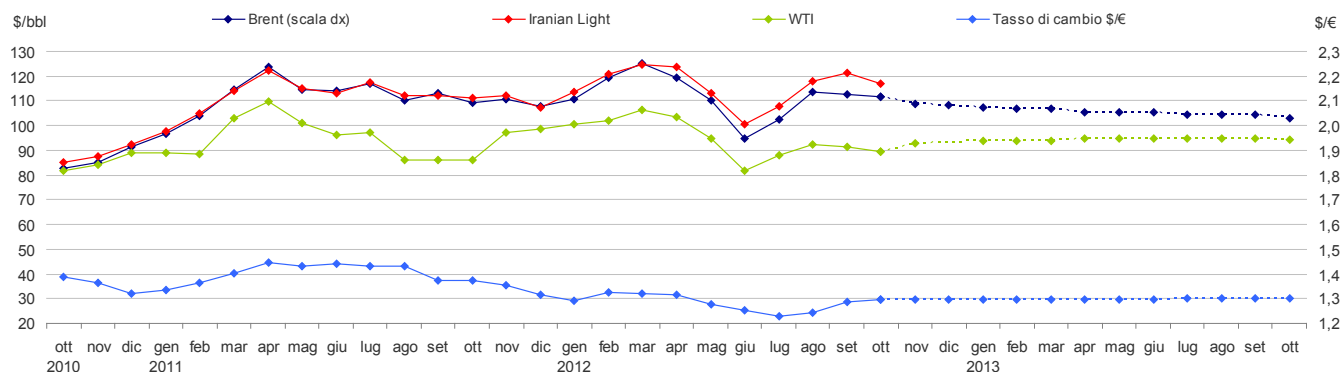
Nella conversione in euro, l'andamento osservato sul tasso di cambio - in lieve ripresa, ma ancora molto inferiore ai livelli del 2011 (1,30 \$/€, +0,7% su base mensile, -5,5% rispetto allo scorso anno) - non produce variazioni di rilievo nei movimenti congiunturali osservati sui combustibili, favorendo invece un inasprimento degli aumenti annui rilevati sul Brent e sui suoi derivati (+6/+12%).

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

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Ott 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 12	Dic 12	Gen 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,30	+0,7%	-5,5%	1,29	1,30 ▲	1,30 ▲	1,30 -	1,30 ▲
Brent	\$/bbl	111,6	-1,1%	+2,0%	109,6	109,0 ▲	108,1 ▼	107,4 -	104,9 ▲
FOB	€/bbl	86,1	-1,8%	+7,9%	85,2	84,1 ▼	83,4 ▼	82,8 -	80,5 ▼
Fuel Oil	\$/MT	647,3	-7,6%	+0,7%	662,8	637,5 ▼	637,8 ▼	641,0 -	632,8 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	499,2	-8,3%	+6,6%	515,3	491,8 ▼	491,9 ▼	494,2 -	485,9 ▼
Gasolio	\$/MT	988,8	+1,6%	+5,8%	986,2	987,0 ▲	975,3 ▼	968,5 -	946,1 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	762,5	+0,8%	+11,9%	766,8	761,4 ▲	752,2 ▼	746,7 -	726,5 ▼
Coal	\$/MT	86,5	-3,2%	-26,4%	87,0	85,5 ▼	86,2 ▼	87,4 -	98,0 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	66,7	-3,9%	-22,1%	67,6	66,0 ▼	66,4 ▼	67,3 -	75,2 ▼

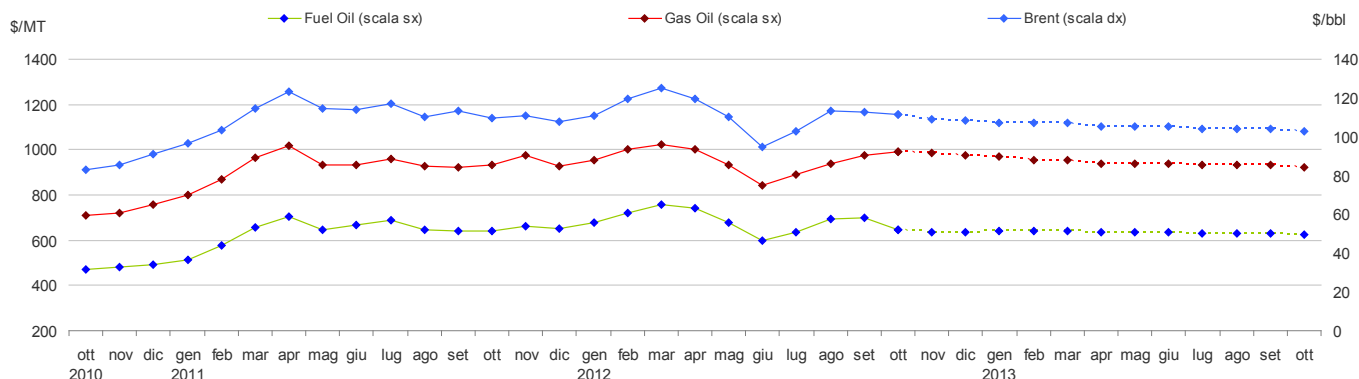
(continua)

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



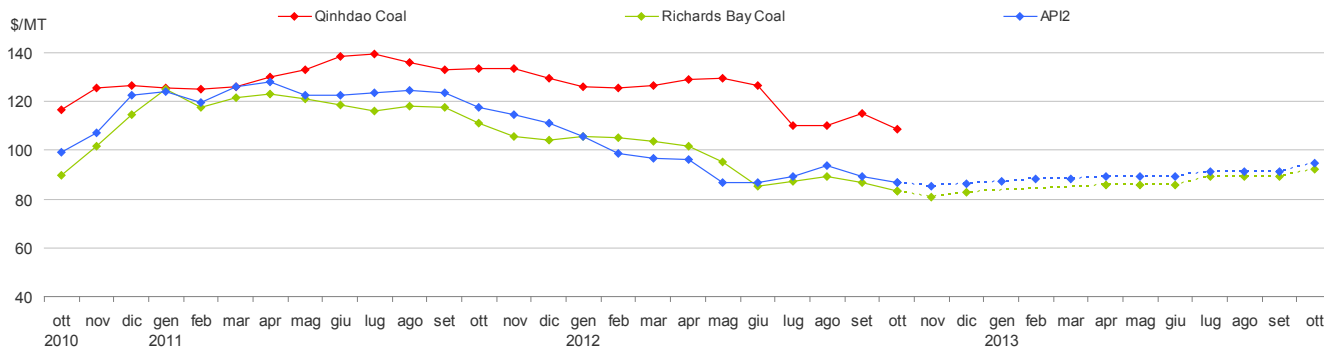
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

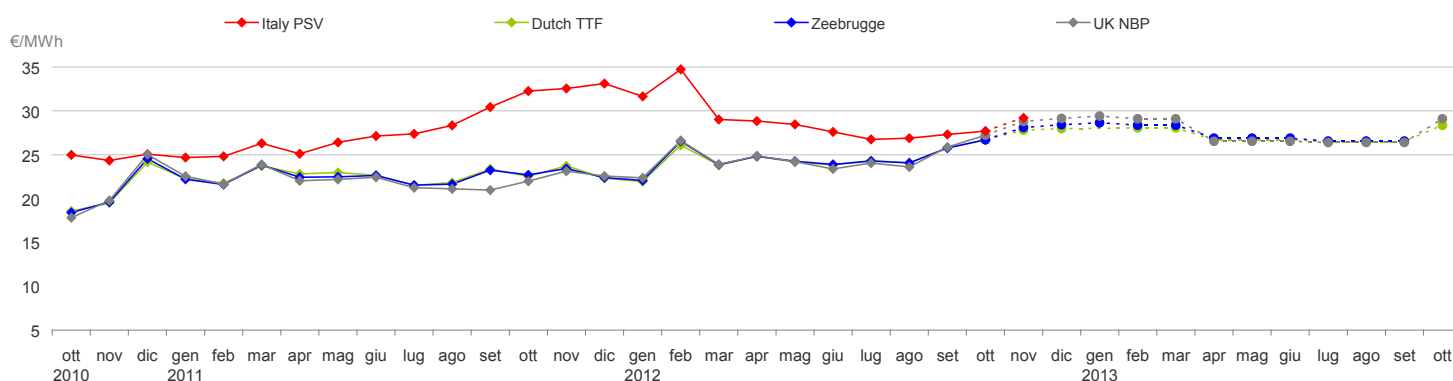
A fronte di ciò, il mercato del gas nel mese di ottobre registra il completamento del graduale processo di convergenza tra i prezzi agli hub centro-europei, in netta crescita (+3/5% sul mese scorso), e quelli al PSV italiano, storicamente più elevati, esprimendo al livello continentale una quotazione sostanzialmente unica, prossima ai 27-28 €/MWh. L'allineamento riflette quanto

osservato nel corso dell'ultimo anno, durante il quale il riferimento italiano ha evidenziato una decisa diminuzione (-14,2% circa), controtendenziale rispetto alla sensibile ripresa manifestatasi sulle borse di tutta Europa (+17/+24%). In proiezione, i mercati a termine mostrano sui prezzi attese ulteriormente rialziste, profilate secondo il tipico andamento stagionale dei consumi.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
GAS	Area	Ott 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 12	Dic 12	Gen 13	Gas Year 13
PSV DA	Italia	27,69	+1,4%	-14,2%	27,00	29,20	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,69	+3,5%	+18,5%	25,50	27,80	▲	27,95	-
Zeebrugge	Belgio	26,71	+3,7%	+17,7%	25,39	28,10	▲	28,42	▲
UK NBP	Regno Unito	27,22	+5,3%	+23,8%	25,32	28,80	▲	29,14	▲



Sulle borse elettriche, infine, variazioni congiunturali di rilievo interessano esclusivamente il prezzo italiano, sceso a 65,86 €/MWh, livello minimo da aprile 2011 (-14,2%), e la quotazione scandinava, arrivata a 34,72 €/MWh (+36,8%), valore comunque tra i più bassi dell'ultimo biennio. In Centro Europa risultano rilevanti sia lo scollamento tra il riferimento francese, salito a 49,22 €/MWh e al quinto rialzo consecutivo (+6,3%), e quello tedesco, invece in diminuzione a 43,92 €/MWh (-1,7%), sia la stagionale crescita del prezzo svizzero, progressivamente convergente alla quotazione italiana.

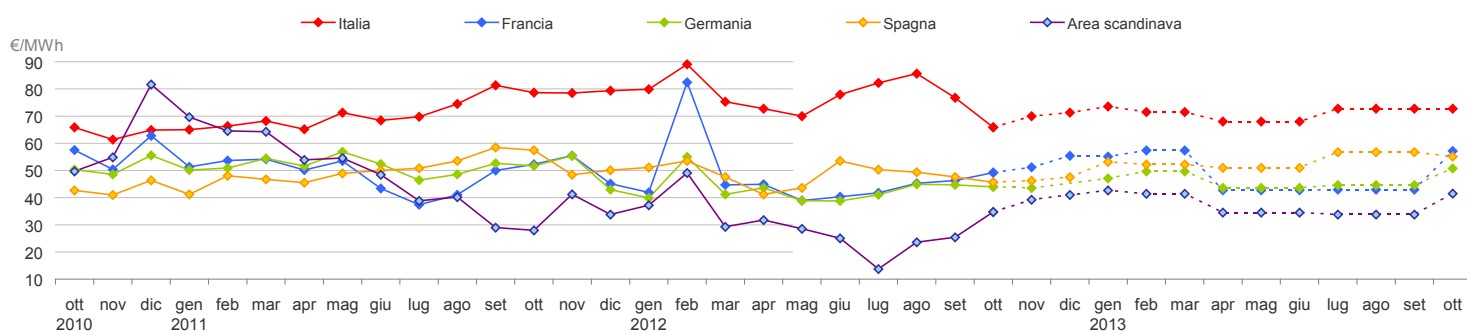
Cali generalizzati si osservano, invece, su base tendenziale, con quotazioni per ottobre complessivamente inferiori al 2011 (dal -5,8% della Francia al -20,6% della Spagna). Unica eccezione nell'area scandinava, dove il prezzo segna un rincaro annuo del 24,2%.

Il dato più significativo espresso dai mercati a termine appare, con l'approssimarsi dell'inverno, la graduale crescita fino a marzo del prezzo francese, previsto - in linea con le dinamiche attuali - decisamente più elevato del limitrofo riferimento tedesco.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)			
	Ott 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 12	Dic 12	Gen 13	Calendar
Italia	65,86	-14,2%	-16,2%	73,78	70,00 ▼	71,25 ▼	73,50 -	71,25 ▲
Francia	49,22	+6,3%	-5,8%	47,42	51,20 ▲	55,38 ▲	55,13 -	50,00 ▲
Germania	43,92	-1,7%	-15,0%	45,14	43,53 -	- -	47,07 -	47,14 ▼
Svizzera	53,43	+12,6%	-3,8%	-	- -	- -	- -	- -
Austria	44,75	-2,2%	-14,1%	-	- -	- -	- -	- -
Spagna	45,65	-4,1%	-20,6%	48,35	46,20 ▼	47,55 ▼	53,12 -	53,75 ▼
Area scandinava	34,72	+36,8%	+24,2%	33,20	39,25 ▲	41,00 ▲	42,65 -	37,70 ▲



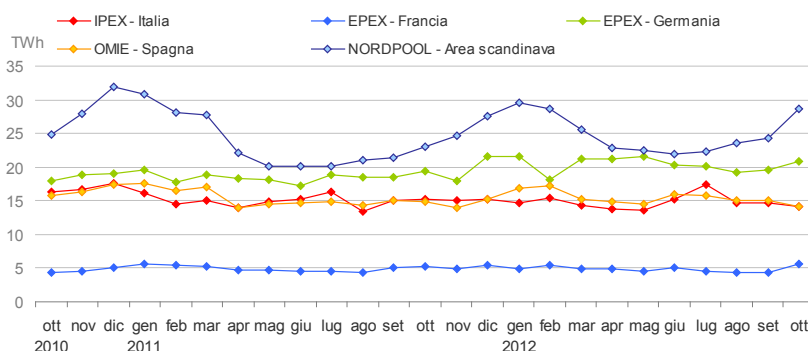
In merito ai volumi scambiati sui principali mercati spot, si osserva la crescita delle contrattazioni su Nordpool attorno ai 29 TWh (+24,7% rispetto al 2011), secondo il tipico andamento

stagionale, e sull'exchange franco-tedesco (EpeX: 26,3 TWh, +7,2%). In calo, invece, i listini mediterranei allineati attorno a 14 TWh (-5/-7%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Volumi spot (TWh)	
	Ott 12	Diff M-12(%)
Italia	14,2	-7,1%
Francia	5,5	+6,8%
Germania	20,8	+7,3%
Svizzera	1,4	+31,4%
Austria	0,8	+24,3%
Spagna	14,1	-5,6%
Area scandinava	28,7	+24,7%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 128.911 TEE, in aumento rispetto ai 44.275 TEE scambiati a settembre.

Dei 128.911 TEE, sono stati scambiati 65.142 TEE di Tipo I, 46.187 TEE di Tipo II e 17.582 TEE di Tipo III.

Nel mese di ottobre si registra, rispetto al mese precedente, un aumento consistente dei volumi e un andamento del prezzo medio in leggera diminuzione.

Nel dettaglio, la diminuzione dei prezzi medi, in percentuale, è stata pari a 0,17% per la Tipologia I, 0,33% per la Tipologia II e

0,42% per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 99,55 € (99,72 € a settembre), i titoli di Tipo II ad una media di 99,42 € (€ 99,75 il mese scorso) e i titoli di Tipo III ad una media di 99,39 € (99,81 € nel mese precedente).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 4.774.296 (1.812.592 di Tipo I, 1.563.603 di Tipo II e 1.398.101 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 16.199.114.

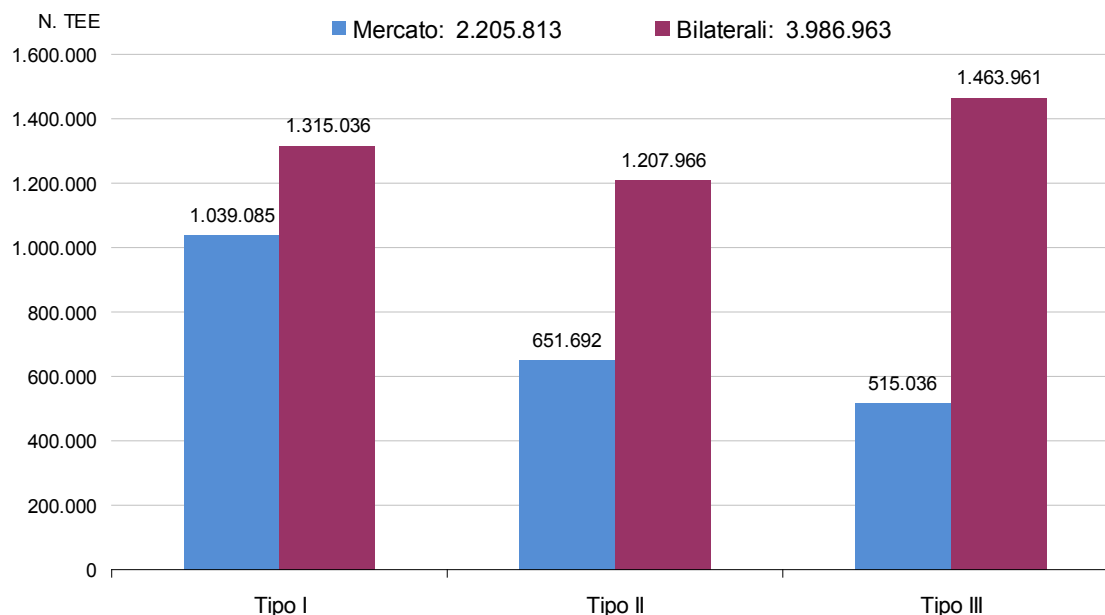
TEE, risultati del mercato del GME - ottobre 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	65.142	46.187	17.582
Valore Totale (€)	6.485.168,30	4.592.125,92	1.747.471,48
Prezzo minimo (€/TEE)	98,00	98,00	95,00
Prezzo massimo (€/TEE)	100,20	100,20	100,00
Prezzo medio (€/TEE)	99,55	99,42	99,39

TEE scambiati dal 1 gennaio 2012

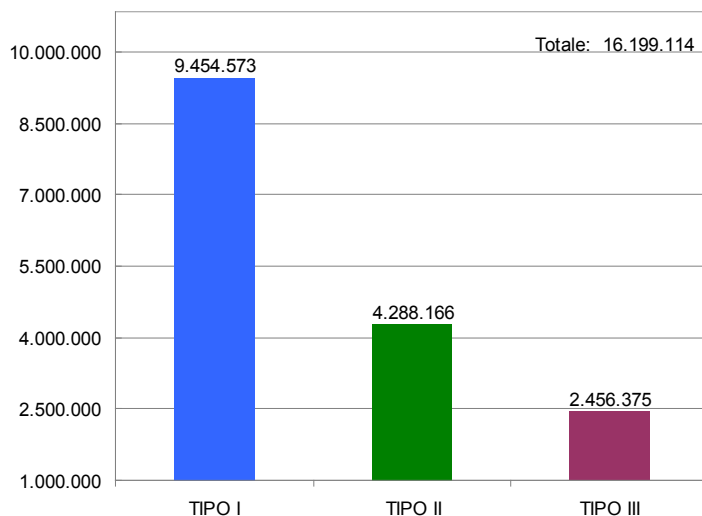
Fonte: GME



(continua)

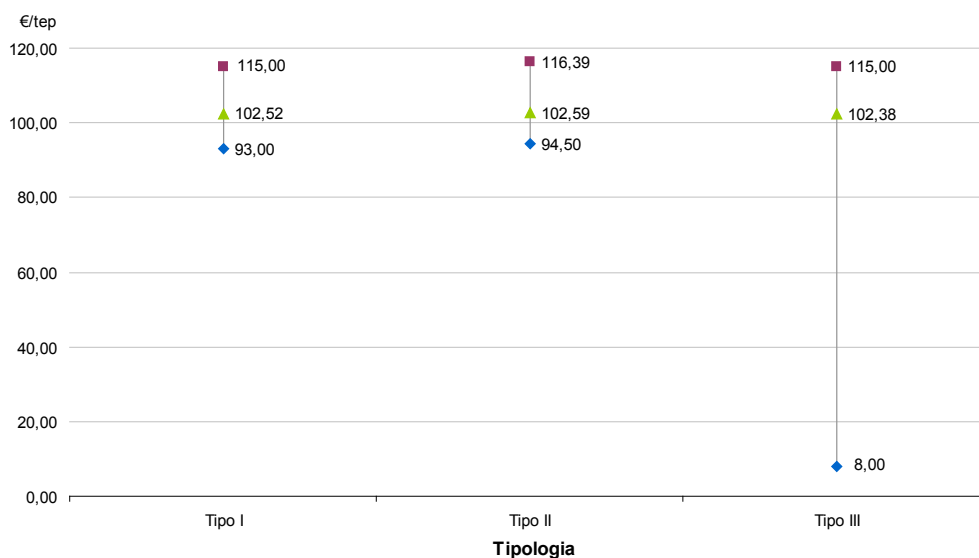
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine ottobre 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



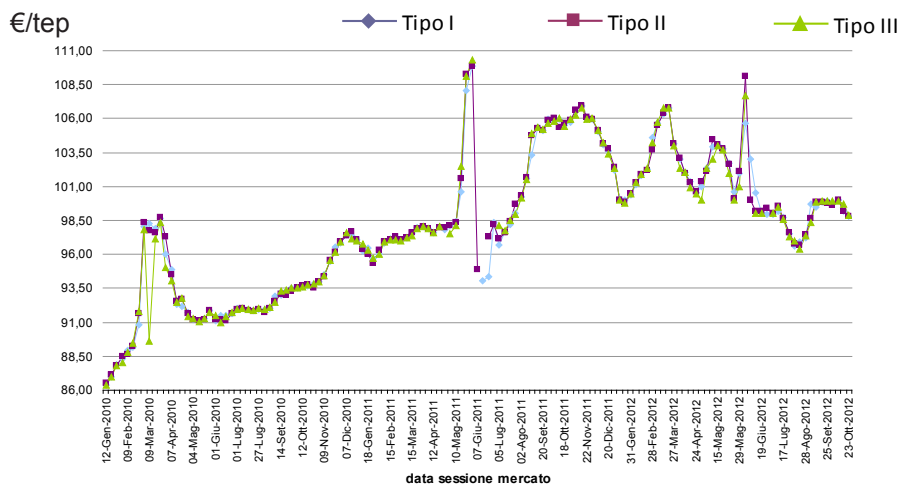
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni al 31 ottobre 2012)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a ottobre 2012)

Fonte: GME

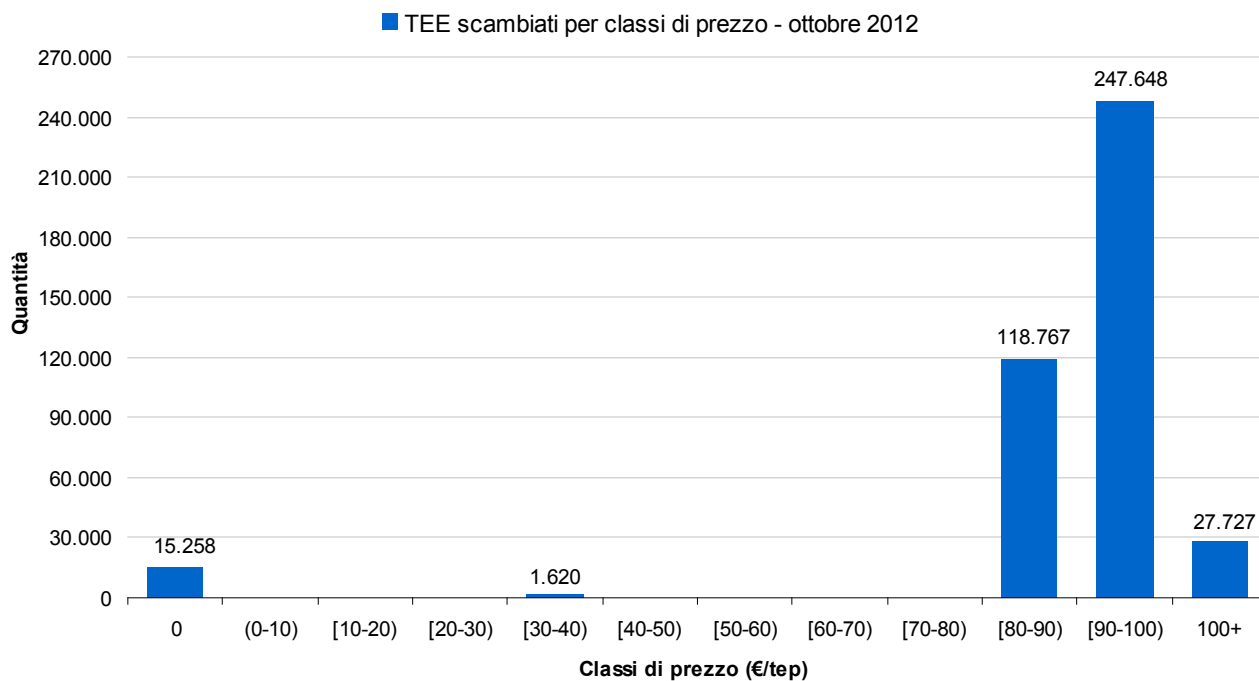


Nel corso del mese di ottobre 2012 sono stati scambiati 411.020 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 91,09 €/tep, minore di 8,4 €/tep rispetto alla media

registrata sul mercato organizzato di 99,49 €/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - ottobre 2012

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di ottobre 2012 sono stati scambiati 395.390 CV, in aumento rispetto ai 354.322 CV negoziati nel mese di settembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV¹ con anno di riferimento 2012 con un numero di certificati pari a 377.193 (315.070 CV_2012 a settembre) e dei CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2010 con un volume pari a 11.861 (3.668 CV_TRL_2010 il mese scorso).

Seguono la tipologia di Certificati Verdi con anno di riferimento 2011, con una quantità di certificati negoziati sul mercato pari a 2.996 (26.958 CV_11 a settembre), i CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2011, con un volume pari a 1.766 (4.236 CV_TRL_2011) e i CV con anno di riferimento 2010, con una quantità di titoli presenti sulla piattaforma pari a 1.574 (4.390 CV_2010

scambiati il mese scorso).

Incremento dei prezzi medi per tutte e cinque le tipologie di certificato presenti sul mercato, rispetto al mese di settembre. Infatti, i CV_2012 hanno registrato un aumento pari a 2,20 €/MWh, mentre per i CV_2010, lo scarto positivo, rispetto al mese scorso è stato di 1,25 €/MWh.

I CV_2011_TRL e i CV_2011 segnano una variazione mensile positiva, rispettivamente pari a 0,88 €/MWh e a 0,61 €/MWh. Infine, i CV_2010_TRL riportano, nel confronto con il mese di settembre, un aumento del prezzo medio pari a 0,31 €/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

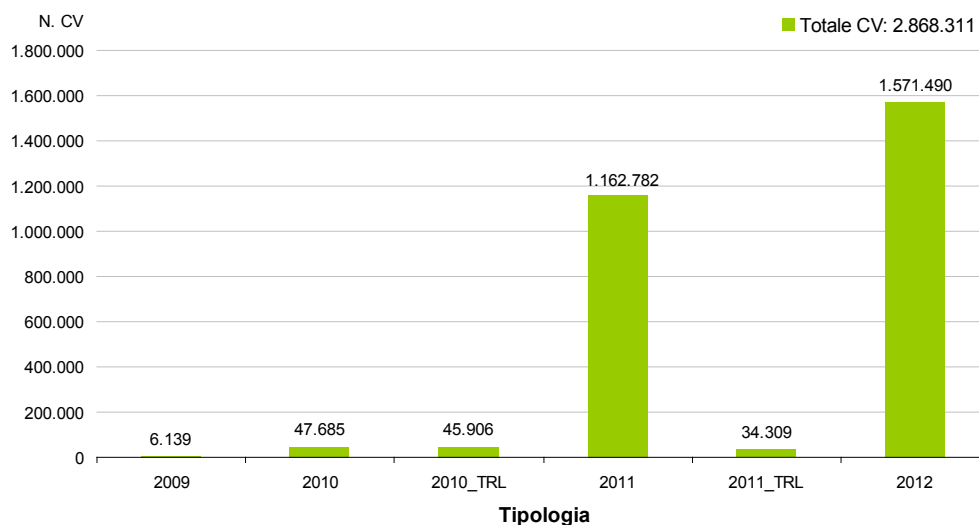
CV, risultati del mercato GME. Ottobre 2012

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2010	2010_TRL	2011	2011_TRL	2012
Volumi scambiati (n.CV)	1.574	11.861	2.996	1.766	377.193
Valore Totale (€)	113.399,00	840.318,30	240.454,90	140.397,00	27.810.990,11
Prezzo minimo (€/CV)	71,00	70,50	80,00	79,50	71,86
Prezzo massimo (€/CV)	75,00	72,45	80,70	79,50	76,00
Prezzo medio (€/CV)	72,05	70,85	80,26	79,50	73,73

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

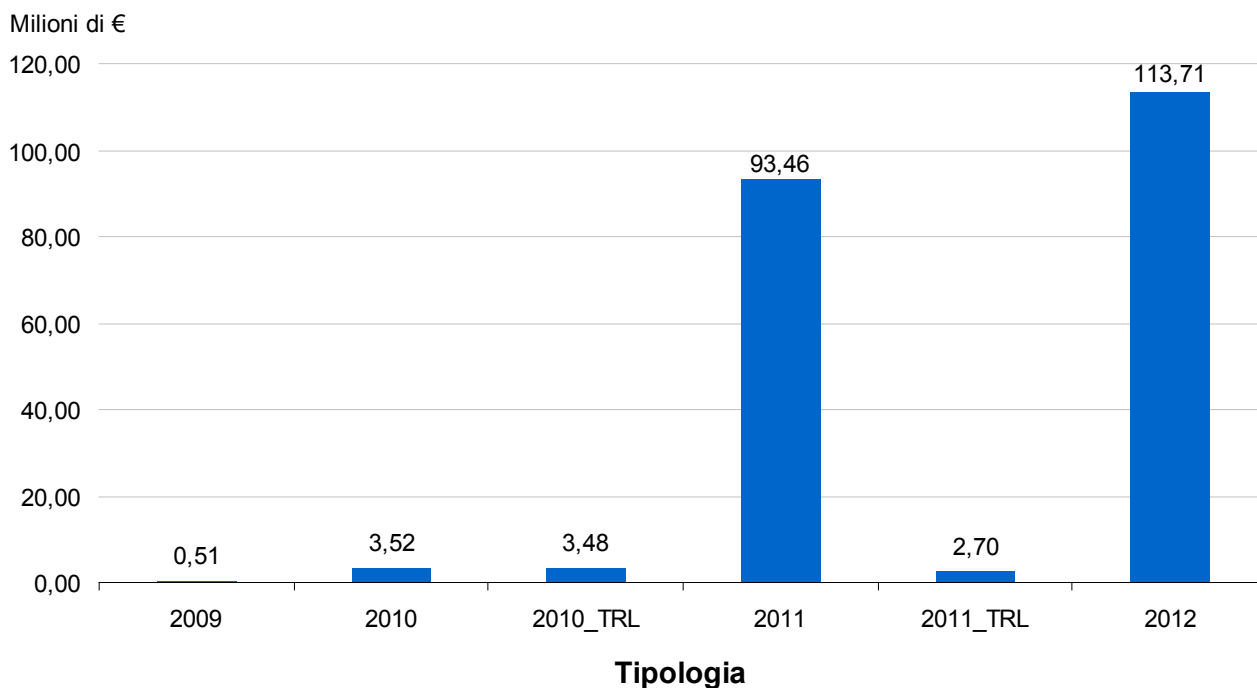
Fonte: GME



(continua)

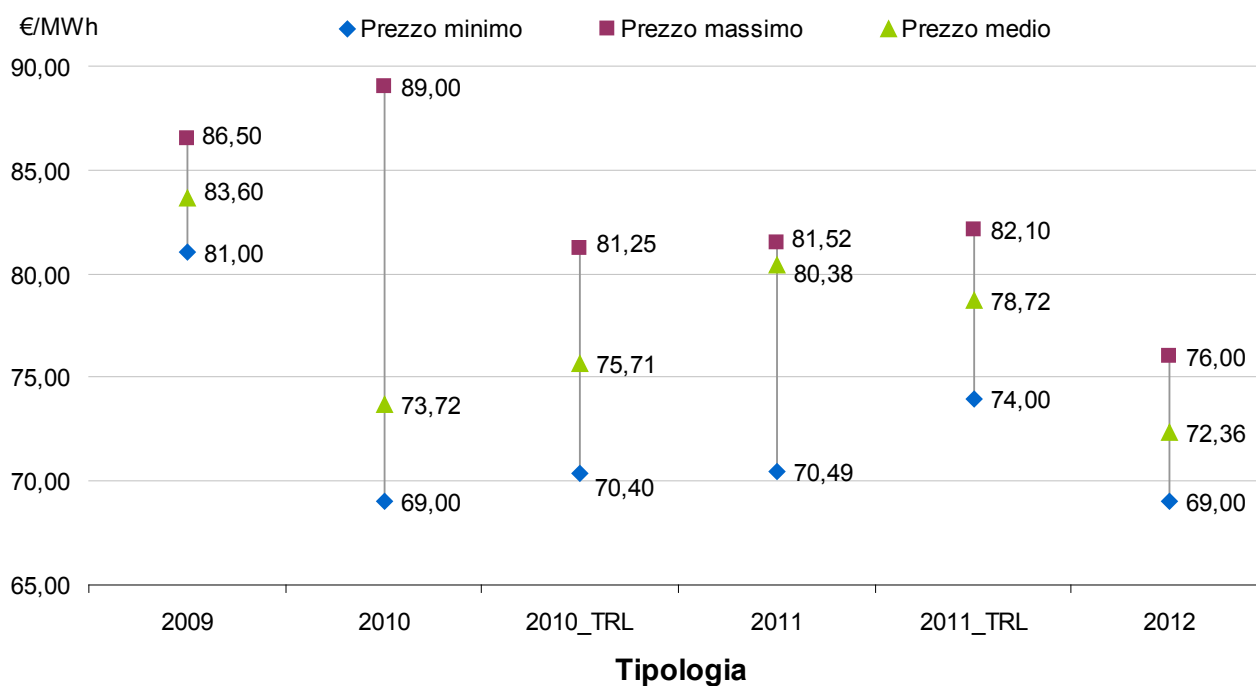
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME

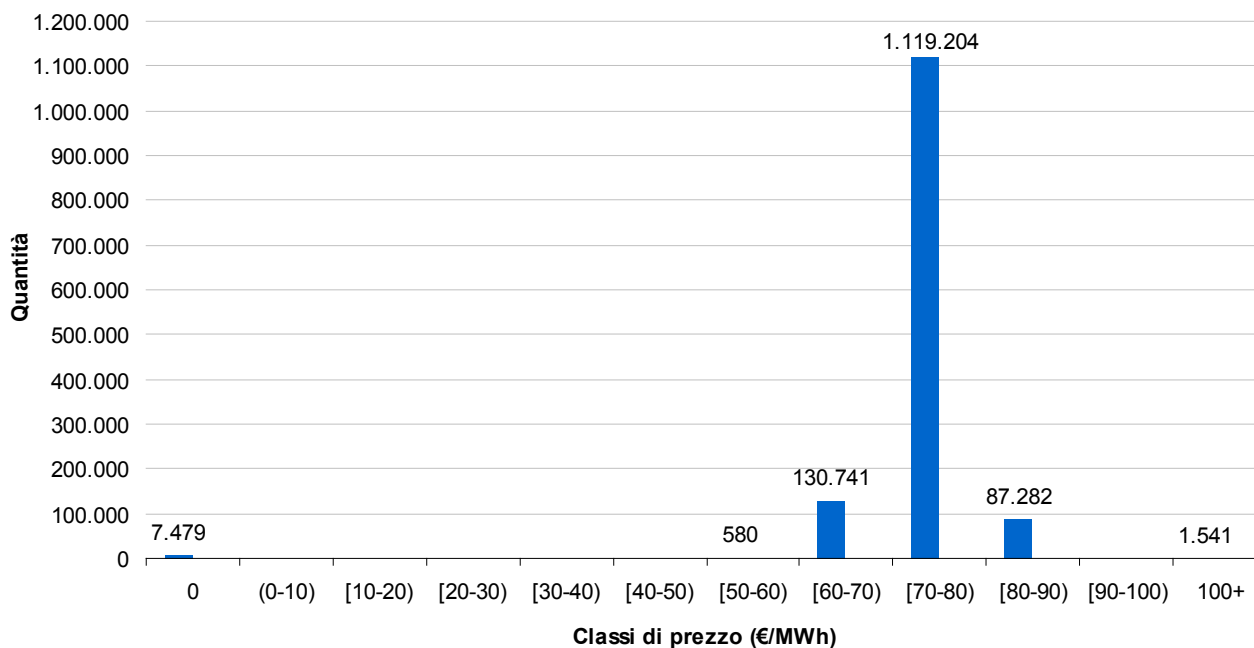


(continua)

Nel corso del mese di ottobre 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 1.346.827 CV delle varie tipologie. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo 2012. Ottobre 2012

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di ottobre, è stata pari a 72,48 €/MWh, minore di 1,23 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (73,71 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre sono state scambiate sulle piattaforme europee 710 milioni di EUAs, in aumento del 20,63 % rispetto al mese precedente (588,6 milioni di EUA a settembre - fonte Point Carbon).

Il ritiro delle quote di emissione ai fini del riequilibrio del mercato in vista dell'inizio della III Fase del Sistema ET (2013-20) appare sempre più un affare fra la Commissione UE e i Paesi dell'Est Europa (la Polonia per esempio) che hanno collezionato un'eccedenza consistente di quote, nel periodo di riconversione industriale, successivamente alla dissoluzione dell'Unione Sovietica.

Anche la Repubblica Ceca e l'Ungheria, inoltre, rivendicano 95 milioni di quote fase II del Sistema Europeo cap-and-

trade, a causa della contestazione, che si protrae dal 2007, sulle valutazioni della Commissione UE dei rispettivi Piani Nazionali di Assegnazione.

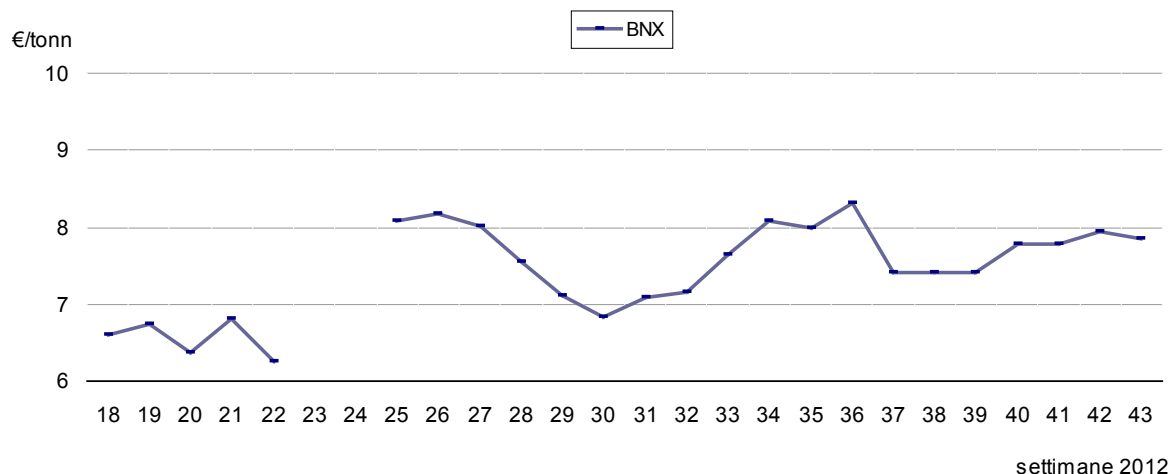
L'organo esecutivo dell'UE dovrà valutare, quindi, se il ritiro delle quote di emissione costituisce un danno ai diritti acquisiti dai paesi aderenti al sistema ET.

Tuttavia, nonostante le persistenti incertezze e l'avvio del calendario delle aste per le offerte dei permessi di emissione Fase III, sui principali mercati sia a pronti sia a termine, le quotazioni risultano stabili, intorno agli 8,00 €/tonn.

L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011- 2012)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



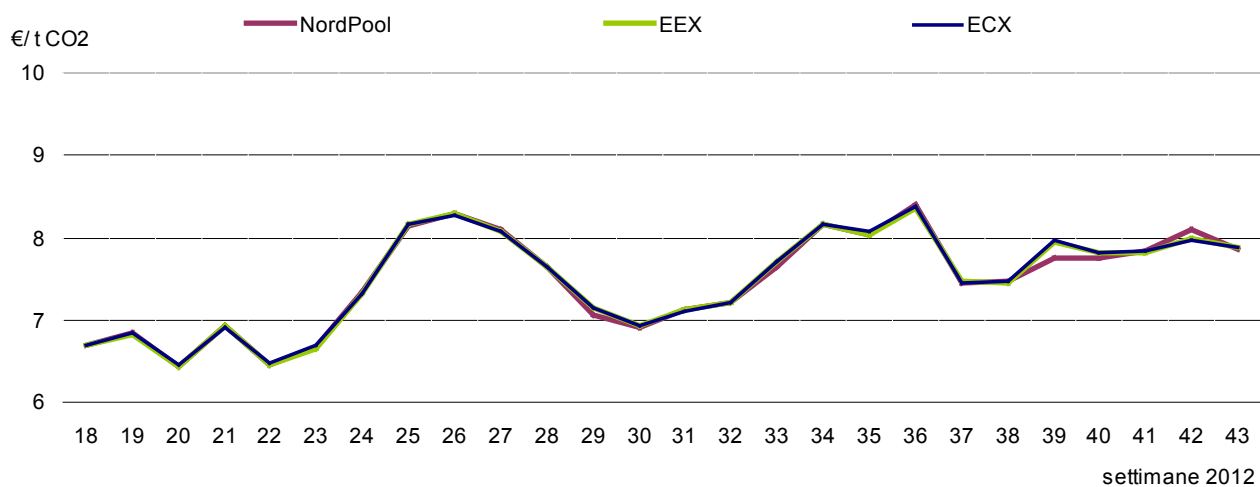
(continua)

Per quanto riguarda il mercato a termine, l'andamento dei prezzi medi settimanali del contratto di riferimento ICE_ECX, con consegna *Dicembre 2012*, ha registrato un andamento in rialzo da 7,81 €/tonn di inizio mese fino al 21 ottobre, chiudendo

appena al di sotto degli 8,00 €/tonn, a fine mese (7,97 €/tonn). Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



MERCATI PETROLIFERI: UNA STABILITÀ APPARENTE

Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

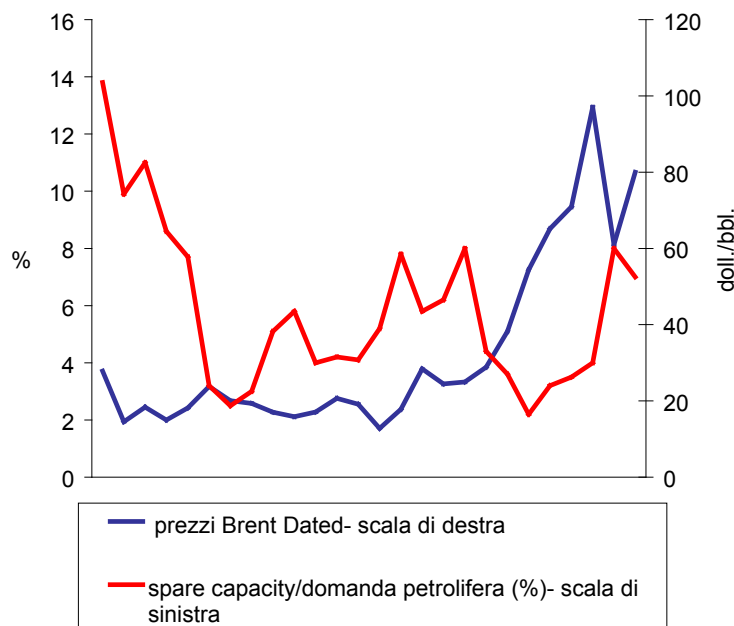
è la disponibilità complessiva, volta a rimpiazzare presunte o effettive interruzioni delle forniture. Per tutto lo scorso anno, si sono susseguiti messaggi rassicuranti circa l'adeguatezza degli approvvigionamenti, suffragati da un confortante livello di spare capacity, da intendersi come la capacità produttiva non utilizzata e disponibile nell'immediato (massimo 3 mesi); ma già verso la fine del 2011 si è cominciato ad intravedere il pericoloso assottigliamento del cuscino OPEC, aggravatosi nel primo trimestre 2012. Una capacità inutilizzata pari ad appena il 3% della domanda mondiale evidenzia una condizione di mercato "tirato" analoga a quella del 2005 (quando l'offerta risentiva pesantemente dell'effetto dei due devastanti uragani che hanno colpito il Golfo del Messico) e peggiore di quella

del 2008.

Lo scenario dei primi tre mesi del 2012 si inserisce, tuttavia, in un contesto di rallentamento del quadro economico mondiale, di crescita della domanda inferiore alle attese, di forte aumento della produzione OPEC, specie di origine saudita e irachena. Elementi questi ultimi tali da indurre a ritenere dominante una componente speculativa che accentua il premio per il rischio geopolitico, anticipando il possibile effetto dell'ammancio iraniano. Un livello di prezzo prossimo a 130 doll./bbl era quindi prevedibilmente qualificabile come price spike determinato dal caso Iran cui verosimilmente avrebbe fatto seguito un calo, pur essendo chiaro che i 100 dollari al barile rappresentano la nuova normalità.

Spare capacity e prezzi del petrolio

Fonte: elaborazioni RIE su dati AIE e Platts



Secondo periodo: l'inversione di marcia. Il secondo trimestre 2012 è caratterizzato da un andamento segnatamente ribassista, con il Brent che in media trimestrale perde circa 10 dollari portandosi a 108 doll./bbl. L'atteso ribasso si avvia già ad aprile ma si manifesta appieno nel mese di giugno quando i prezzi abbandonano la tripla cifra per la prima volta da gennaio 2011. La differenza tra il picco massimo di marzo (128 doll./bbl) e il minimo di giugno (88 doll./bbl) è piuttosto marcata, quasi 40 dollari in poco più di due mesi: un simile crollo verticale, che non accadeva dal 2008, non è certamente imputabile ad un mutamento delle

dinamiche di domanda e offerta, che normalmente richiedono un lasso temporale più esteso per dispiegare i loro effetti ed influenzare le quotazioni.

Risulta pertanto evidente la natura instabile e fragile del mercato, il suo essere in balia del quotidiano e, in questa fase storica, estremamente vulnerabile a due soli driver il cui peso si alterna con una certa frequenza. Maggiori sono le incertezze e le incognite, maggiori risultano le oscillazioni dei prezzi. In quello che abbiamo definito "secondo periodo" ha, quindi, predominato il deterioramento degli scenari dell'area euro, con la crisi del settore bancario spagnolo e l'inatteso

MERCATI PETROLIFERI: UNA STABILITÀ APPARENTE

(continua)

rallentamento della locomotiva cinese, principale driver della domanda petrolifera. Al contempo, e nonostante l'avvicinarsi della data di entrata in vigore dell'embargo UE verso l'Iran, si assiste anche all'attenuarsi delle preoccupazioni circa i relativi effetti di mercato, ampiamente scontati nei prezzi di inizio anno. Ad una percezione di deficit di offerta si sostituisce, in sintesi, una visione di potenziale oversupply, determinata dal peggioramento delle condizioni economiche mondiali e dalla constatazione di un mercato sufficientemente fornito.

In breve, chi pensava ad una replica del 2008, con quotazioni in calo di 100 dollari rispetto al picco di luglio, è rimasto deluso. Anche se la prevedibile discesa denota un maggior riavvicinamento dei prezzi allo stato dei fondamentali, il permanere di evidenti criticità sullo sfondo ne ha impedito il crollo verticale: il rischio geopolitico non è mai scomparso e la spare capacity effettivamente disponibile continua ad attestarsi su livelli indicativi di una scarsa flessibilità. Il mercato petrolifero presenta quindi un equilibrio instabile e fragile, con i movimenti di prezzo che dipendono dai fattori prevalenti in un dato momento più che da tendenze nette.

Terzo periodo: di nuovo tensione ma con tendenza al ridimensionamento. Nei mesi estivi, l'acuirsi della crisi in Siria e l'inasprirsi delle tensioni tra Occidente e Iran, con l'approvazione di ulteriori pesanti sanzioni da parte del Congresso statunitense, hanno nuovamente decretato il prevalere del fear premium, con quotazioni che riprendono a salire fino a riportarsi sui 112-113 doll./bbl, recuperando ben 25 dollari rispetto al minimo di giugno. I rischi lato offerta, ora di tipo reale, continuano ad essere significativi: con l'avvio ufficiale dell'embargo UE, la produzione iraniana scende ai minimi dal 1988 e i disordini in diversi altri Stati produttori, per quanto di minor peso, minano la ripresa a regime delle forniture. Tuttavia, l'offerta OPEC rimane elevata - guidata dalla solita Arabia Saudita e da un ritrovato Iraq, il cui livello produttivo ha superato quello dello storico rivale del Golfo portandosi al di sopra dei 3 mil. bbl./g - e la domanda mondiale evidenzia una crescita moderata. Di fatto, un mercato complessivamente sotto controllo e il perpetuarsi di uno scenario macroeconomico critico, dove alle preoccupazioni per le sorti dell'economia OCSE si aggiunge la conferma della poco brillante performance delle grandi economie asiatiche, stemperano gli spunti al rialzo più accesi. Escludendo fattori congiunturali che agiscono sulle oscillazioni giornaliere dei prezzi, quali il recente passaggio dell'uragano Sandy, nell'ultimo periodo esaminato, in cui si può ragionevolmente inserire anche il mese di ottobre, i prezzi viaggiano su valori assoluti ancora molto elevati ma che lasciano intravedere un tendenziale ridimensionamento.

Questa analisi sembra potersi estendere anche agli ultimi due mesi dell'anno, con prezzi attesi tra i 108-109 doll./bbl, significativamente inferiori ai valori del primo periodo ma pur sempre sostenuti. In media annua, si arriverebbe ad un

valore prossimo a 112 dollari, in linea con il dato 2011: questa apparente stabilità anno su anno testimonia di fatto un equilibrio instabile che evolve in funzione delle variabili geopolitiche ed economico-finanziarie e del loro peso prevalente.

Qualche punto fermo nell'incertezza

Il peso delle variabili esogene ai fondamentali reali che incidono sui prezzi del petrolio complica il già arduo esercizio previsivo. Si scommette su quel che è ancora lontano, se non lontanissimo, dal realizzarsi; l'incertezza domina le transazioni e il mercato è in balia del quotidiano. Un ruolo determinante viene quindi svolto dalle aspettative: siano esse riferite a variazioni delle dinamiche di domanda e offerta, all'evoluzione degli scenari economici, al possibile epilogo di tensioni geopolitiche in atto. E' su queste che la finanza basa le sue mosse: le percezioni del mercato di carta circa situazioni di surplus o di deficit nel mercato fisico guidano comportamenti tali da incidere sulle variazioni di prezzo, non sul livello assoluto. Percezioni di deficit, reali o incombenti, determineranno una spinta al rialzo e viceversa. Tuttavia, in più occasioni, il paper market ha male interpretato i segnali del mercato fisico e non appena questo risultava evidente, ha corretto il tiro agendo in senso opposto e determinando un brusco aggiustamento dei prezzi, segno di una significativa mancanza di connessione tra i due mercati. E' quello che è accaduto tra il primo e il secondo periodo del 2012, così come precedentemente identificati. Nel primo trimestre 2012, i money managers, operatori con fini prevalentemente speculativi, ritenevano che le sanzioni e l'embargo UE verso l'Iran, unitamente alle tensioni in diverse aree di produzione, avrebbero determinato un deficit di offerta: da qui, un'ondata di acquisti sul mercato di carta che ha sostenuto le quotazioni fino al price spike di marzo. Man mano che si faceva strada la percezione di un mercato adeguatamente fornito (secondo periodo), i money managers hanno invece messo a segno operazioni di vendita tali da accelerare l'inversione di marcia, con un crollo dei prezzi di circa 40 dollari in poco più di due mesi.

Tuttavia, nonostante le molteplici ed incerte variabili che incidono sui prezzi del greggio, è possibile ravvisare qualche punto fermo, funzionale all'esercizio previsivo, non già dei valori puntuali delle quotazioni petrolifere, quanto della loro probabile direzione. Nel tentativo di giustificare la nostra previsione circa il prezzo medio che caratterizzerà il mercato oil nel 2013, indichiamo alcune evidenze che difficilmente verranno meno nel breve termine e che impattano tanto al rialzo quanto al ribasso.

Le recenti esperienze dimostrano che, dopo un decennio dominato dall'irrefrenabile crescita della domanda petrolifera, sono ora i rischi lato offerta a dominare la scena. Le tensioni geopolitiche - talvolta sfociate in veri e propri conflitti - che hanno caratterizzato il 2011 e l'anno in corso evidenziano i pericoli associati al concomitante verificarsi di ammanchi di

MERCATI PETROLIFERI: UNA STABILITÀ APPARENTE

(continua)

greggio in diverse ed importanti province petrolifere. Questa coincidenza di situazioni non ha precedenti storici in termini di estensione geografica. L'ultimo biennio ha quindi messo in luce come il rischio geopolitico dell'area MENA² non rappresenti solo una minaccia astratta che incombe sul mercato bensì una possibilità preoccupante e concreta che difficilmente verrà meno nel breve termine e che agisce al rialzo sui prezzi.

In un simile contesto, il livello effettivo di spare capacity disponibile è divenuto elemento critico, specie in considerazione dell'annosa questione del nucleare iraniano. Storicamente, bassi livelli di capacità inutilizzata implicano un mercato poco flessibile e sono associati a tensioni di prezzo; tuttavia, vale la pena sottolineare come, diversamente dal passato, anche un livello confortante di spare capacity, di norma associato a ribassi, può oggi coesistere con quotazioni elevate.

Da ultimo, una considerazione lato domanda: nell'anno in corso si è spesso posto l'accento sulla sua crescita moderata, le cui stime sono costantemente state riviste al ribasso dall'Agenzia Internazionale per l'Energia, sino all'ultimo dato di ottobre che ipotizza un aumento di 700.000 bbl./g sul 2011. Tuttavia occorre considerare che, anche in un anno di grave crisi economica come quello corrente, la domanda petrolifera sta continuando ad esibire un trend di crescita, differenza sostanziale rispetto al 2009 quando segnò una variazione annua negativa. Inoltre, la doppia velocità dei consumi di petrolio mondiali, con le economie OCSE in frenata e quelle emergenti in tenuta, è ormai diventata una caratteristica strutturale del mercato petrolifero; la riduzione della domanda nei paesi industrializzati ha pertanto un impatto limitato sui prezzi, in quanto nota al mercato e più che compensata dalla crescita non-OCSE. A far notizia è semmai un rallentamento di quest'ultima, che di fatto si sta verificando.





Questi primi tre elementi (tensioni geopolitiche gravi e irrisolte, spare capacity limitata e domanda comunque in crescita nonostante il contesto di crisi) sono da ritenersi fattori bullish

che con buone probabilità caratterizzeranno anche il 2013. Se ne possono tuttavia rilevare altrettanti di natura bearish e quindi con effetto prezzo opposto.

Nel corso del 2012, nonostante i molteplici rischi supply-side evidenziati, non vi è mai stata una reale carenza di offerta. La produzione OPEC si è mantenuta su livelli elevati nonostante l'Iran e, al di fuori del cartello, la produzione di petrolio non convenzionale del Nord America ha compensato gli ammanchi rilevati in diverse aree chiave per ragioni sia tecniche che geopolitiche. Il mercato è di fatto rimasto sotto controllo e, a meno di eventi drastici, non ci sono ragioni per credere che questa condizione possa mutare nel prossimo futuro, anche in relazione all'atteso aumento di capacità produttiva in alcune aree, tra cui spicca l'Iraq che mira ad assumere un ruolo pivotale nella copertura della domanda.

La crescita della domanda si mostra contenuta rispetto al periodo pre-2009 - con l'unica eccezione del 2010 quando evidenziò un effetto rebounding dopo un anno di drastico calo. Quel che rileva di questa dinamica non è, come detto, l'andamento dell'area OCSE, quanto il sensibile rallentamento delle economie dei Paesi asiatici emergenti, Cina su tutte. La domanda petrolifera cinese è attesa aumentare di appena 200.000 nell'anno in corso e di 300.000 bbl./g nel 2013, incrementi inferiori a quelli registrati nell'ultimo decennio.

Sullo sfondo, rimane infine un quadro economico mondiale critico: alle gravi difficoltà dell'Eurozona, e più in generale dell'area OCSE, si somma la poco brillante performance delle economie asiatiche, sinora motore della crescita mondiale. Il rallentamento della Cina risulta evidente sia nel calo dell'attività manifatturiera, sintetizzato dall'indice Pmi, sia nelle minori importazioni di greggio degli ultimi mesi. Se si considera il peso che Cina e India rivestono sul PIL mondiale (un quinto del totale nel 2010 contro meno di un decimo nel 1990), si comprende come le relative dinamiche economiche non possano essere prive di effetti.

 Fattori Bullish 	 Fattori Bearish 
<ul style="list-style-type: none"> • Tensioni Geopolitiche • <u>Spare capacity</u> limitata • Domanda limitata, ma pur sempre in crescita 	<ul style="list-style-type: none"> • Mercato complessivamente sotto controllo • Sensibile rallentamento domanda cinese • Quadro economico globale critico con tigris asiatiche in rallentamento

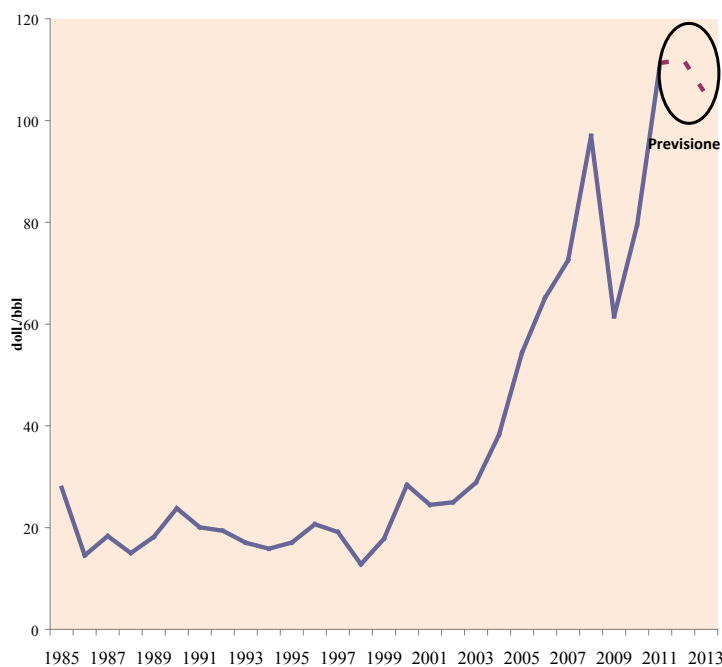
MERCATI PETROLIFERI: UNA STABILITÀ APPARENTE

(continua)

Anche per il prossimo anno permangono quindi elementi che agiscono in senso opposto sui prezzi, guidati dal perdurare del premio per il rischio geopolitico sul fronte bullish e da una situazione critica dell'economia mondiale su quello bearish. Rispettivamente, queste due forze incidono lato offerta – anticipando o semplicemente ipotizzando una situazione di deficit - e lato domanda, con il rallentamento della richiesta asiatica in grado di stemperare gli spunti al rialzo più accesi. In breve, trascurando i due scenari estremi – fallimento

dell'Eurozona da un lato e attacco di Israele all'Iran dall'altro - la nostra previsione per l'anno entrante si colloca sui 104 doll./bbl: le critiche condizioni dell'area euro, il rallentamento della locomotiva cinese e un mercato complessivamente sotto controllo inducono a prevedere un leggero ridimensionamento rispetto al livello rilevato nel 2011 e a quello atteso per il 2012. Tuttavia, il fear premium e una domanda in crescita, seppur contenuta, rendono poco probabile un calo consistente del barile.

Prezzi annui del Brent Dated 1985-2013 (doll./bbl)



Fonte: 1985-2011 elaborazioni RIE su dati Platts; 2012,2013 previsioni RIE

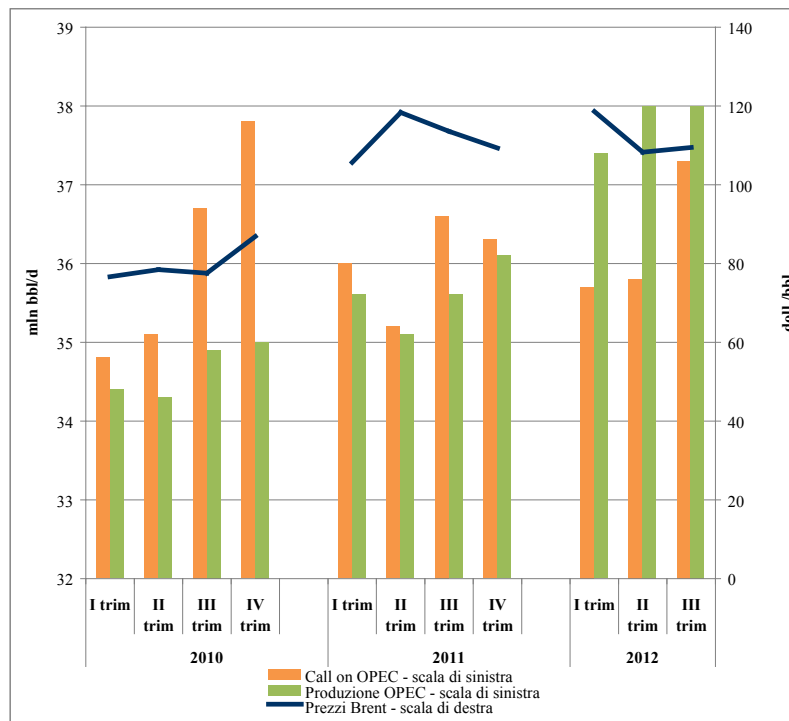
La strategia e il dilemma dell'OPEC

In un contesto come quello descritto, come si colloca l'OPEC? Se si mettono in relazione Call on OPEC³, produzione del cartello e andamento dei prezzi negli anni 2010, 2011 e 2012 si possono formulare interessanti considerazioni. Nel 2010 la domanda mondiale cresce sensibilmente dopo il pesante collasso del 2009 e con essa il Call on OPEC. Tuttavia l'Organizzazione dei paesi esportatori decide di non aumentare il suo livello produttivo in considerazione dell'altissimo volume di scorte disponibili; ne deriva, a fine anno, una situazione di mercato tirato con prezzi in evidente accelerata. Nel 2011, si apre un nuovo scenario: la Primavera Araba genera un significativo fear premium cui il mercato di carta reagisce immediatamente temendo il possibile estendersi delle rivolte - prima circoscritte alla sola Tunisia - al resto dell'area MENA.

Il parziale avverarsi di questa previsione (in Egitto, Yemen, Sudan Libia) sottrae al mercato significativi volumi di greggio. La produzione OPEC inizia allora ad aumentare, sostenuta dall'Arabia Saudita, contribuendo a contenere il rialzo dei prezzi. A fine 2011 sale la tensione tra Occidente e Iran e nuovamente il cartello opta per un aumento dell'offerta. Nell'anno in corso, infatti, la produzione OPEC tocca il massimo degli ultimi tre anni e l'Arabia Saudita supera i 10 mil. bbl./g. Tuttavia, i recenti segnali di rallentamento della domanda petrolifera asiatica e la debolezza del quadro economico mondiale inducono a ritenere il mercato adeguatamente fornito, con il rischio che ulteriori aumenti possano causare una condizione di eccesso di offerta e un evidente calo dei prezzi. E' a questo punto che emerge appieno l'OPEC dilemma.

MERCATI PETROLIFERI: UNA STABILITÀ APPARENTE

Call on OPEC, produzione OPEC, prezzi del Brent



Fonte: elaborazioni RIE su dati AIE, Platts e Chatham House
(Energy Investment, Political Stability in the Exporting Countries and OPEC's Dilemma, di Paul Stevens e Matthew Hulbert, ottobre 2012)

Il comportamento del cartello nel prossimo futuro non può trascurare una nuova importante dimensione del mercato petrolifero mondiale: l'impatto sull'offerta generato dall'implementazione di nuove e avanzate tecnologie upstream. Le tecniche di fratturazione idraulica e di perforazione orizzontale – alla base della shale gas revolution degli Stati Uniti – trovano crescente applicazione anche nel campo dello shale oil, cui si deve la rinascita della produzione petrolifera americana. Significativi sviluppi sono poi stati conseguiti nello sfruttamento di altre risorse di petrolio non convenzionale, quali le sabbie bituminose in Canada, ed è altresì emerso un nuovo aggregato di province petrolifere che, grazie a tecniche di perforazione in acque profonde sempre più sofisticate possono sfruttare il loro vasto potenziale⁴. In sostanza, esiste un

elevatissimo potenziale di aumento della produzione petrolifera al di fuori delle tradizionali aree OPEC. Tuttavia, tutti gli sviluppi elencati necessitano di prezzi del petrolio elevati per poter essere economicamente fattibili.

Da qui il dilemma dell'OPEC. I paesi membri necessitano di quotazioni elevate per conseguire il pareggio fiscale, tipico di economie poco diversificate e strettamente dipendenti dalle entrate petrolifere. Ma, al contempo, alti prezzi significano erosione della domanda e stimolo all'aumento delle forniture non-OPEC, fattori che a termine possono comportare un trend di ribassi. L'OPEC si trova quindi tra l'incudine e il martello e la sua scelta produttiva nel 2013 sembra essere più che mai delicata.

¹ Il prezzo del Brent si porta a marzo 2012 a 95 euro al barile, record assoluto.
² Medio Oriente e Nord Africa.
³ Si intende il livello di produzione OPEC necessario per mantenere il mercato bilanciato.
⁴ Si fa riferimento, ad esempio ai bacini pre-salt del Brasile.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 04 ottobre 2012 400/2012/R/eel** | “**Determinazioni in materia di impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento, di cui alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 111/06**” | pubblicata il 5 ottobre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/400-12.htm>

Nell’ambito del quadro regolatorio di riferimento disciplinante la gestione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, gli art. 63, 64 e 65 della deliberazione AEEG 111/06 del 9 giugno 2006 definiscono la disciplina standard cui si attiene l’utente del dispacciamento titolare di uno o più impianti essenziali. Tale disciplina standard – improntata essenzialmente ad una gestione amministrata delle unità essenziali - prevede la facoltà per gli utenti del dispacciamento titolari di unità essenziali di scegliere, per quanto riguarda il meccanismo di remunerazione, se essere ammessi o meno al regime di reintegrazione dei costi.

In parallelo, l’art. 65 bis della medesima deliberazione prevede e disciplina in via alternativa l’utilizzo, secondo modalità non amministrate, delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, al fine di permettere a Terna di accedere in maniera più sistematica e flessibile alla negoziazione di risorse di fornitura di energia elettrica a termine per far fronte alle complessive necessità poste dal bilanciamento della rete. Detto art. 65.bis stabilisce in dettaglio la disciplina alternativa a quella standard/amministrata di cui sopra, ed i relativi diritti ed obblighi ai quali deve adempiere l’utente del dispacciamento di uno o più impianti essenziali che opti volontariamente per quest’ultimo sistema.

Nell’ambito della disciplina alternativa, ai sensi del comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, l’AEEG determina annualmente i valori assunti, con riferimento all’anno solare successivo, da:

- le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 del richiamato articolo;
- la quantità di copertura in energia afferente all’impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1;
- il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2, incluse le eventuali indicizzazioni;
- il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2.

Con la deliberazione in oggetto il Regolatore determina - con riferimento all’elenco degli impianti essenziali comunicati da TERNA che risultano ricompresi nel perimetro della disciplina alternativa per il prossimo anno - i valori assunti per il 2013 dalle quantità e dai corrispettivi oggetto delle comunicazioni di

cui al comma 65.bis.3 della deliberazione 111/06, sulla base del dettaglio indicato negli Allegati A ed A1, B e B1, C e C1, D e D1, E ed E1, F e F1, G e G1, H e H1, I e I1 al presente provvedimento.

Con riferimento alle norme che regolano invece la disciplina standard, con la delibera de qua il Regolatore aggiorna e modifica alcune disposizioni contenute nell’ambito della deliberazione 111/06 al fine di definire il quadro regolatorio generale per l’anno 2013 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali, estendendo in particolare al 2013 alcune disposizioni la cui validità è attualmente limitata all’anno in corso.

In tale ambito, in particolare, l’AEEG:

- conferma per l’anno 2013 il valore del tasso di remunerazione del capitale fissato per l’anno 2012;
- estende all’anno 2013 la validità dell’elenco dei prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili applicato per l’anno 2012;
- semplifica, ai fini della presentazione delle offerte, la metodologia di calcolo della componente del costo variabile riconosciuto - di cui al comma 64.11, lettera b) - a copertura del corrispettivo di sbilanciamento.

■ **Delibera 04 ottobre 2012 401/2012/R/eel** | “**Istruttoria conoscitiva sulle criticità di gestione del sistema elettrico in Sardegna**” | pubblicata il 5 ottobre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/401-12.htm>

Facendo seguito alla segnalazione espressa nel Rapporto di monitoraggio 112/2012/I/EEL - nell’ambito del quale la stessa Autorità evidenziava la limitata concorrenzialità nel mercato per il servizio della riserva secondaria in Sardegna - con la Delibera in oggetto, il Regolatore avvia un’istruttoria conoscitiva finalizzata ad individuare le cause tecniche alla base delle criticità che caratterizzano il sistema elettrico sardo e le ripercussioni che tali vincoli tecnici hanno sia sull’esercizio in condizioni di sicurezza del sistema elettrico isolano, sia sul corretto svolgimento dei mercati dell’energia.

Tale procedura istruttoria, che secondo quanto deliberato dovrà concludersi entro il 31 marzo 2013, sarà in particolare volta ad accertare le motivazioni che hanno portato nel corso del 2012 a registrare, nella zona Sardegna, una pressoché sistematica e consistente differenza positiva fra l’energia programmata in prelievo in esito al mercato del giorno prima dall’insieme degli utenti di dispacciamento in prelievo e l’effettiva energia misurata in prelievo dalla rete con riferimento ai medesimi utenti.

Nei considerando dell’Autorità, tale differenza rappresenta un sistematico sbilanciamento effettivo positivo dell’insieme delle unità di consumo localizzate in Sardegna nella disponibilità dei predetti utenti, che, in ragione della sua consistenza, costanza e frequenza, risulta difficilmente riconducibile a continui ed inevitabili errori nella programmazione dei consumi/prelievi.

Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera 11 ottobre 2012 408/2012/R/efr** | “Disposizioni essenziali ai fini della ripartizione degli obiettivi nazionali da conseguirsi nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l’anno 2013” | pubblicata il 16 ottobre 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/408-12.htm>

Con il provvedimento de quo l’AEEG - nelle more della definizione, con i previsti decreti ministeriali, degli obiettivi nazionali di risparmio energetico da conseguirsi nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per gli anni successivi al 2012 e dell’eventuale estensione degli obblighi di risparmio energetico anche ad ulteriori soggetti rispetto a quelli ad oggi obbligati - al fine di addivenire ad una prima ripartizione, tra i soggetti obbligati, degli obiettivi in via di definizione, ritiene da subito necessario avviare la raccolta dei dati funzionali ad effettuare tale ripartizione, censendo i distributori di energia elettrica e di gas naturale che “avevano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2011” e rimandando l’eventuale integrazione di tale processo di raccolta dati a valle della pubblicazione dei succitati decreti ministeriali.

Allo scopo, con il comunicato agli operatori pubblicato contestualmente alla delibera de qua e recante “Trasmissione dati per la successiva determinazione degli obiettivi di risparmio energetico 2013 nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE)”, l’AEEG informa che, a partire dalla data del 16 ottobre 2012 ed entro il 30 novembre 2012, i distributori di energia elettrica o di gas naturale che alla data del 31 dicembre 2011 avevano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali, sono tenuti a trasmettere i seguenti dati:

1. numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2011;
2. quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nell’anno 2011.

Per adempiere a quanto indicato, con il comunicato in commento, il Regolatore indica inoltre che la trasmissione deve avvenire a cura del legale rappresentante della società di distribuzione soggetta agli obblighi, esclusivamente attraverso il sistema informatico di comunicazione on-line introdotto

con deliberazione AEEG del 23 giugno 2008, GOP 35/08, compilando all’uopo il modulo “Comunicazione dei dati per la determinazione degli obiettivi di risparmio energetico - settore elettrico / gas - anno di riferimento 2011”.

Ad integrazione di quanto rappresentato, da ultimo l’AEEG, attraverso l’Allegato A al provvedimento in oggetto, rende noti i “Criteri guida per la fissazione degli obiettivi nazionali di risparmio energetico per il meccanismo dei titoli di efficienza energetica nel periodo 2013-2020” presentando i criteri generali che la stessa Autorità ritiene debbano guidare la definizione degli emanandi obiettivi di risparmio energetico da conseguirsi nell’ambito del meccanismo dei TEE per gli anni successivi al 2012. Criteri guida, quest’ultimi, già in larga parte anticipati dall’AEEG nell’ambito del Quinto e del Sesto Rapporto Annuale sul meccanismo dei TEE.

GAS

■ **Delibera 04 ottobre 2012 402/2012/R/gas** | “Approvazione di una proposta di modifica al codice di rete, predisposto dalla società Edison Stoccaggio S.p.A., ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09” | pubblicata il 05 ottobre 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/402-12.htm>

Con la Delibera in oggetto l’AEEG approva la proposta di aggiornamento del codice di rete redatta dalla società Edison Stoccaggio Spa e da quest’ultima inviata all’AEEG nelle date del 24 giugno 2012 e del 10 luglio 2012.

La versione aggiornata del codice di rete in commento contiene le modifiche proposte da Edison Stoccaggio Spa in recepimento delle disposizioni dettate dal Regolatore con la deliberazione 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09, contenente il “Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (TUTG): approvazione della Parte I “Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RQTG)”.

La nuova versione aggiornata del codice di rete in commento viene contestualmente pubblicata dall’Autorità ai sensi dell’art. 2 della delibera AEEG, 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09.

Gli appuntamenti

■ 22 novembre

Emart energy

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Emart

www.emart-energy.com

■ 27 novembre

La nuova sfida del gas in Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Turan

www.turansrl.it

Gli appuntamenti

15-16 novembre

Energy and Economic Summit 2012

Istanbul, Turkey

Organizzatore: Atlantic council

www.atlanticcouncilsummit.org

19 novembre

Revisione degli incentivi alle rinnovabili: il quadro dal 2013

Milano, Italia

Organizzatore: Edizioni Ambiente -Nextville.it

www.nextville.it

20 novembre

Incentivi: istruzioni d'uso

Milano, Italia

Organizzato: APER

www.aper.it

19 -20 novembre

Nuvolaverde

Monza, Italia

Organizzatore: Nuvolaverde - MinAmbiente - Expo 2015

www.nuvolaverde.org

19-21 novembre

European Gas and Power Convergence Forum

Cologne, Germania

Organizzatore: EAGC

www.theeagc.com

21-22 novembre

Efficienza è ricchezza - Quarta Conferenza nazionale sull'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzatore: Amici della Terra

www.amicidellaterra.it

21 novembre

Osservatorio Energy Management

Milano, Italia

Organizzatore: Info Buildenergia

www.infobuildenergia.it

21-23 novembre

Forum Eurafric – water and energy in Africa

Lione, Francia

Organizzatore: ADEA - Agence de Développement des

Entreprises en Afrique

www.rinnovabili.it

26 novembre

Verso un nuovo modello di mercato elettrico

Milano, Italia

Organizzatore: Elemens

www.lmns.it

28-29 novembre

L'ENEA e la Ricerca di Sistema Elettrico - Risultati delle attività svolte nell'ambito dell'Accordo di Programma MSE/ENEA "Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico"

Roma, Italia

Organizzatore: Enea

www.enea.it

29-30 novembre

Green City Energy On the Sea

Genova, Italia

Organizzatore: ClickUtility

www.clickutility.it

30 novembre

Master Universitario 2° livello, XI Edizione. Management dell'energia e dell'ambiente

Roma, Italia

Organizzatore: MEA Academy

www.mastermea.it

4-5 dicembre

Aspetti fiscali relativi agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Mip Politecnico di Milano

www.mip.polimi.it

6 dicembre

Seminario riduzione dei costi dell'energia e valorizzazione dei prodotti green

Bari, Italia

Organizzatore: Cermet

www.cermet.it

10 dicembre

Una strategia energetica per l'Italia

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE - Associazione Italiana Economisti dell'Energia

www.aiee.it

12 dicembre

Iraq Energy Forum

Baghdad, Iraq

Organizzatore: IEF

www.iraqenergy.net



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.