

APPROFONDIMENTI

Shale gas e offerta di gas nel medio periodo

Claudia Checchi, Riccardo Galletta - ref.

Introduzione

E' un dato di fatto che la produzione di shale gas a livello mondiale stia procedendo a ritmi sostenuti e nemmeno ipotizzabili fino a solo 3-4 anni fa. Ciò è in special modo visibile negli Stati Uniti. I potenziali giacimenti di shale gas abbondano in tutto il pianeta. In Europa essi si trovano disseminati in diverse aree: la Polonia e i paesi baltici ne abbondano, ma anche Germania, Francia e Olanda hanno la possibilità di sviluppare potenziali interessanti. Secondo una recente stima di Advanced Resources International, le riserve europee raggiungono circa i 30 Tmc, di cui oltre 4 Tmc recuperabili, principalmente in Polonia, Austria e Svezia (Tabella 1). Altri giacimenti minori sono presenti in Germania, Inghilterra Nord Occidentale, Sud Ovest francese e in Spagna, a sud dei Pirenei. Le stime sulle riserve esistenti sono in continua evoluzione e tuttora ne mancano di esaurienti. La precedente stima esistente per l'Europa, fatta da Rogner¹ nel 1997, parlava di circa 15 Gmc di shale gas esistente, senza però azzardare stime su quanto di esso fosse effettivamente recuperabile. Abbondanza o meno della risorsa, il futuro dello shale gas si gioca sul costo di estrazione e sul prezzo di mercato del gas: mercati depressi poco potranno anche a fronte di ulteriori migliorie tecnologiche che abbasseranno il costo di produzione.

1. H.H. Rogner, An assessment of World Hydrocarbon Resources, Annu. Rev. Energy Environ. (1997)

Tabella 1. Riserve mondiali di Shale Gas (Tmc)

Zona geografica	Riserve	Recuperabili
Europa	29	4
di cui: Svezia	1,7	0,3
Polonia	20,0	3,0
Austria	7,0	1,0
Nord America	109	16-28
America Latina	60	-
Ex Unione Sovietica	18	-
China e India	100	-
Australasia	66	-
MENA	72	-
Altri	17	-
Totale mondo	457	180

Fonte: elaborazioni REF su dati Advanced Resources International (2009), International Energy Agency e Rogner (1997)

► a pagina 19

GME NEWS

Mercato gas: modalità operative del mercato a pronti

► a pagina 22

IN QUESTO NUMERO

REPORT/NOVEMBRE 2010

Mercato elettrico Italia
pag. 2 - 6
Mercato gas Italia
pag. 7 - 9
Mercati energetici Europa
pag. 10 - 13
Mercati per l'ambiente
pag. 14 - 18

APPROFONDIMENTI

Shale gas e offerta di gas nel medio periodo
Di Claudia Checchi,
Riccardo Galletta - ref.
pag 19 - 20 - 21

NOVITA' NORMATIVE

pagina 23 - 24 - 25

APPUNTAMENTI

pagina 26 - 27

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre gli scambi di energia elettrica nel Sistema Italia sono tornati a crescere (anche se con un modesto +0,8% su base annua), dopo il rallentamento dei mesi precedenti. La maggiore domanda elettrica, sostenuta dagli acquisti nazionali (+1,6%), è stata coperta dalle importazioni (+4,3%), con le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionali ferme sul livello del 2009. La liquidità del mercato elettrico, in

crescita rispetto ai mesi precedenti, ha però ceduto 5,6 punti percentuali su base annua attestandosi a 62,5%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), pari a 61,38 €/MWh, ha segnato una flessione di 4,40 €/MWh su ottobre ed un aumento di 7,46 €/MWh su base annua (+13,8%), riducendo però il differenziale con i prezzi delle altre borse eu-

ropée a circa 12 €/MWh, livello minimo da inizio anno. Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 7,46 €/MWh rispetto a novembre 2009, si è portato a 61,38 €/MWh (+13,8%). Deciso il rialzo nelle ore fuori picco in cui il prezzo, con un aumento di 9,42 €/MWh, è salito a 54,58 €/MWh (+20,9%); più modesto, invece, l'incremento registrato nelle ore di picco (+3,81 €/MWh; +5,4%), con il prezzo attestatosi a 74,02 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). I prezzi di vendita delle zone continentali hanno registrato un

aumento tendenziale in doppia cifra compreso tra +15,1% del Sud e +17,2% del Centro Sud. Più contenuto il rialzo in Sardegna (+7,9%), in controtendenza la Sicilia il cui prezzo di vendita, con una flessione del 13,8%, è sceso a 71,28 €/MWh, livello minimo da giugno 2007, ma ancora più alto rispetto alle altre zone. Il Sud si conferma il più basso con 54,86 €/MWh, attorno ai 61 €/MWh le altre zone continentali, a 63,97 €/MWh la Sardegna (Grafico 2).

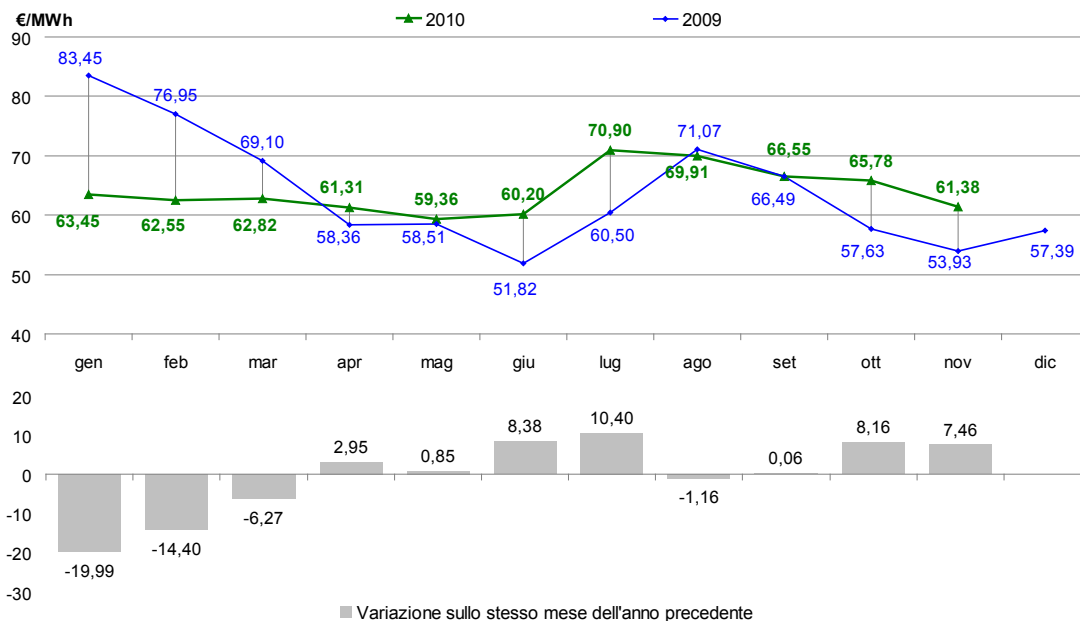
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2010	2009	Var vs 2009		Borsa		Sistema Italia		2010	2009
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	61,38	53,93	7,46	13,8%	23.155	-7,4%	37.025	0,8%	62,5%	68,1%
<i>Picco</i>	74,02	70,20	3,81	5,4%	28.070	-8,7%	45.414	-0,2%	61,8%	67,6%
<i>Fuori picco</i>	54,58	45,16	9,42	20,9%	20.509	-6,4%	32.507	1,5%	63,1%	68,5%
<i>Minimo orario</i>	22,67	13,49			13.565		23.800		55,0%	63,0%
<i>Massimo orario</i>	162,98	136,01			32.257		51.556		69,9%	74,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

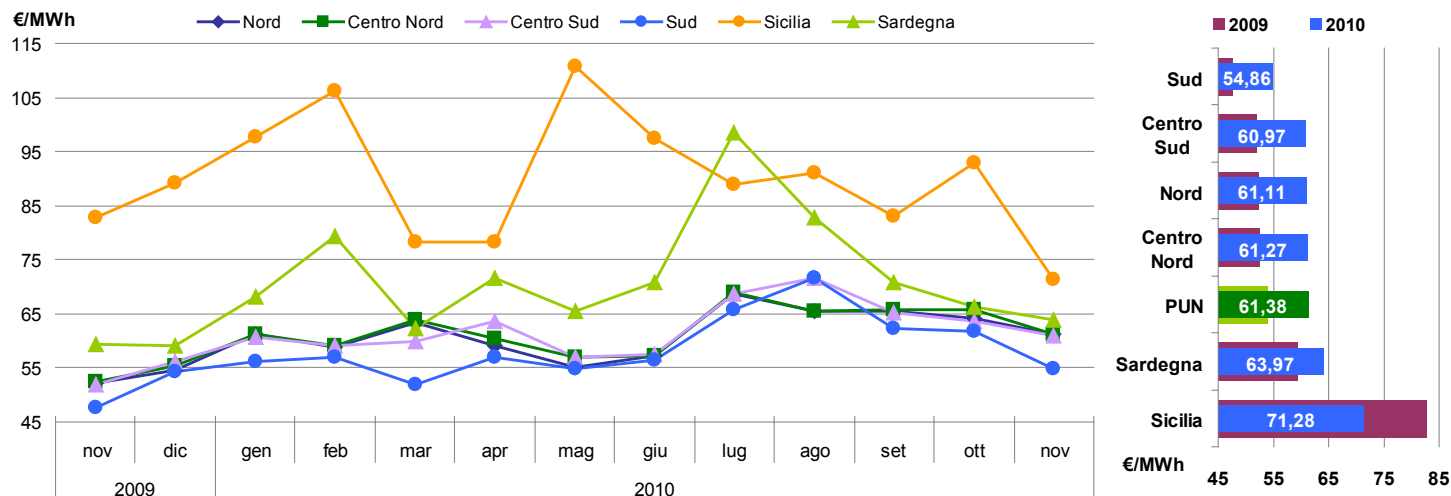
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,7 milioni di MWh, dopo due ribassi tendenziali consecutivi, hanno registrato un incremento dello 0,8%. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 16,7 milioni di MWh, ha segnato una flessione del

7,4%, quella scambiata con contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,0 milioni di MWh, è invece cresciuta del 18,3% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 5,6 punti percentuali su base annua, attestandosi al 62,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.671.752	-7,4%	62,5%
Operatori	10.004.207	-4,8%	37,5%
GSE	3.738.253	-10,7%	14,0%
Zone estere	2.922.669	+7,8%	11,0%
Saldo programmi PCE	6.622	-98,9%	0,0%
PCE (incluso MTE)	9.986.021	+18,3%	37,5%
Zone estere	1.539.102	-1,6%	5,8%
Zone nazionali	8.453.541	+13,1%	31,7%
Saldo programmi PCE	-6.622		
VOLUMI VENDUTI	26.657.773	+0,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.561.882	-0,5%	
OFFERTA TOTALE	43.219.654	+0,3%	

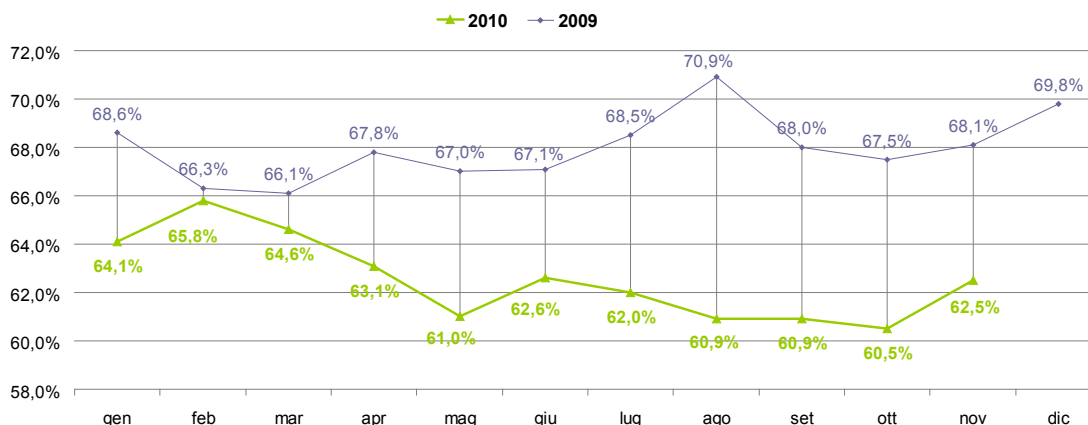
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.671.752	-7,4%	62,5%
Acquirente Unico	3.514.706	-36,8%	13,2%
Altri operatori	11.334.741	-1,3%	42,5%
Pompaggi	157.696	-49,8%	0,6%
Zone estere	418.468	-31,6%	1,6%
Saldo programmi PCE	1.246.141	+3819,3%	4,7%
PCE (incluso MTE)	9.986.021	+18,3%	37,5%
Zone estere	35.898	-19,7%	0,1%
Zone nazionali AU	3.900.425	+97,0%	14,6%
Zone nazionali altri operatori	7.295.839	+13,1%	27,4%
Saldo programmi PCE	-1.246.141		
VOLUMI ACQUISTATI	26.657.773	+0,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.399.401	+4,3%	
DOMANDA TOTALE	29.057.173	+1,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 26,2 milioni di MWh, hanno registrato un incremento tendenziale dell'1,6%, trainati dalla crescita del Nord (+2,3%) e delle isole (+4,6% la Sicilia; +7,4% la Sardegna). In calo gli acquisti sulle zone estere, pari a 454 mila MWh (-30,8%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionale, pari a 22,2 milioni di MWh, appaiono in linea con quelle registrate un anno fa (+0,1%); in crescita, invece, le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,5 milioni di MWh (+4,3%) (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela, anche questo

mese, consistenti aumenti tendenziali delle vendite di energia elettrica dagli impianti idroelettrici (+75,8% ad apporto naturale, +53,9% pompaggi). In aumento anche le vendite da geotermici (+2,0%). In flessione le vendite da tutti gli altri impianti, in evidenza quelli a carbone con una riduzione del 42,2%. Pertanto la quota delle vendite da questi ultimi impianti è scesa al 5,9% (-4,4 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella dagli impianti a ciclo combinato al 56,6% (-2,2 p.p.), mentre è salita al 16,0% quella dagli impianti idroelettrici ad apporto naturale (+6,9 p.p.); pressoché invariate le quote dagli altri impianti (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.964.488	26.340	+0,7%	11.650.919	16.182	+3,8%	14.611.919	20.294	+2,3%
Centro Nord	3.202.901	4.448	-4,8%	1.848.449	2.567	-7,4%	2.830.537	3.931	-0,6%
Centro Sud	4.599.198	6.388	-22,3%	1.889.658	2.625	-24,7%	4.118.856	5.721	+0,8%
Sud	6.884.667	9.562	+18,8%	4.355.324	6.049	+7,9%	2.062.073	2.864	-3,2%
Sicilia	3.043.237	4.227	+23,9%	1.539.984	2.139	+4,8%	1.581.115	2.196	+4,6%
Sardegna	1.529.715	2.125	-0,7%	911.667	1.266	-2,5%	998.908	1.387	+7,4%
Totale nazionale	38.224.206	53.089	+0,8%	22.196.002	30.828	+0,1%	26.203.407	36.394	+1,6%
Estero	4.995.448	6.938	-3,6%	4.461.771	6.197	+4,3%	454.365	631	-30,8%
Sistema Italia	43.219.654	60.027	+0,3%	26.657.773	37.025	+0,8%	26.657.773	37.025	+0,8%

(continua)

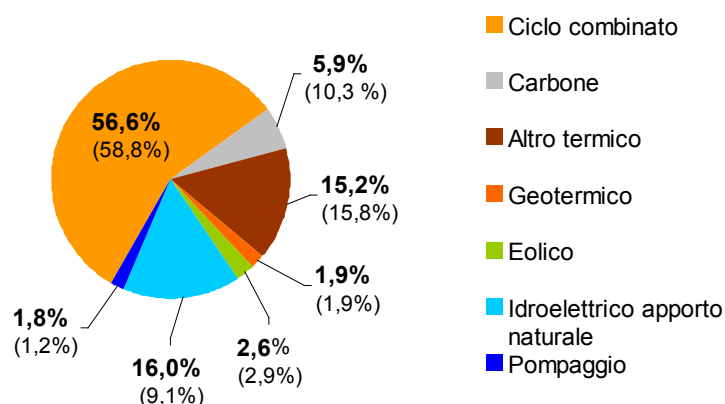
Tabella 5: MGP, vendite per tipologia d'impianto

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	11.847	-10,0%	2.103	-17,9%	2.098	-30,2%	5.503	+9,0%	1.872	+4,6%	1.111	-4,4%	24.535	-8,2%
Ciclo combinato	9.479	-2,7%	1.383	-19,5%	1.179	-37,2%	3.087	+8,2%	1.757	+24,9%	551	+4,5%	17.436	-3,8%
Carbone	839	-37,5%	24	-79,8%	94	-88,6%	348	+21,4%	-	-	520	-11,8%	1.826	-42,2%
Geotermico	0	-	595	+2,7%	-	-	2	-69,2%	-	-	-	-	596	+2,0%
Altro termico	1.528	-26,7%	102	-30,7%	824	+169,9%	2.067	+8,4%	115	-69,9%	40	-12,2%	4.676	-4,0%
Idroelettrico	4.331	+79,4%	457	+121,3%	402	+46,7%	225	+25,8%	47	-35,6%	29	+28,9%	5.490	+73,3%
Apporto naturale	3.873	+77,1%	417	+137,8%	364	+51,6%	225	+25,8%	25	+128,9%	23	+123,9%	4.927	+75,8%
Pompaggio	458	+101,5%	40	+27,7%	38	+12,1%	0	-	22	-64,5%	6	-51,9%	564	+53,9%
Eolico	4	-15,3%	7	-103,0%	124	-39,1%	320	-15,3%	220	+22,7%	126	+11,4%	802	-9,3%
Totale Impianti	16.182	+3,8%	2.567	-7,4%	2.625	-24,7%	6.049	+7,9%	2.139	+4,8%	1.266	-2,5%	30.828	+0,1%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente.

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a novembre sono stati negoziati 237 contratti (5 baseload e 232 peakload), pari a complessivi 730 mila MWh; l'annuale 2011 peakload è stato di gran lunga il prodotto più scambiato (230 contratti). Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 789 MW, per un totale di 4,9

milioni di MWh. Tutti i prodotti in contrattazione hanno evidenziato un prezzo di controllo stabile o in calo rispetto ad ottobre (in evidenza *Dicembre 2010 peakload*, con -9,5%). Il prodotto *Dicembre 2010* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 129 MW sul baseload e di 86 MW sul peakload.

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

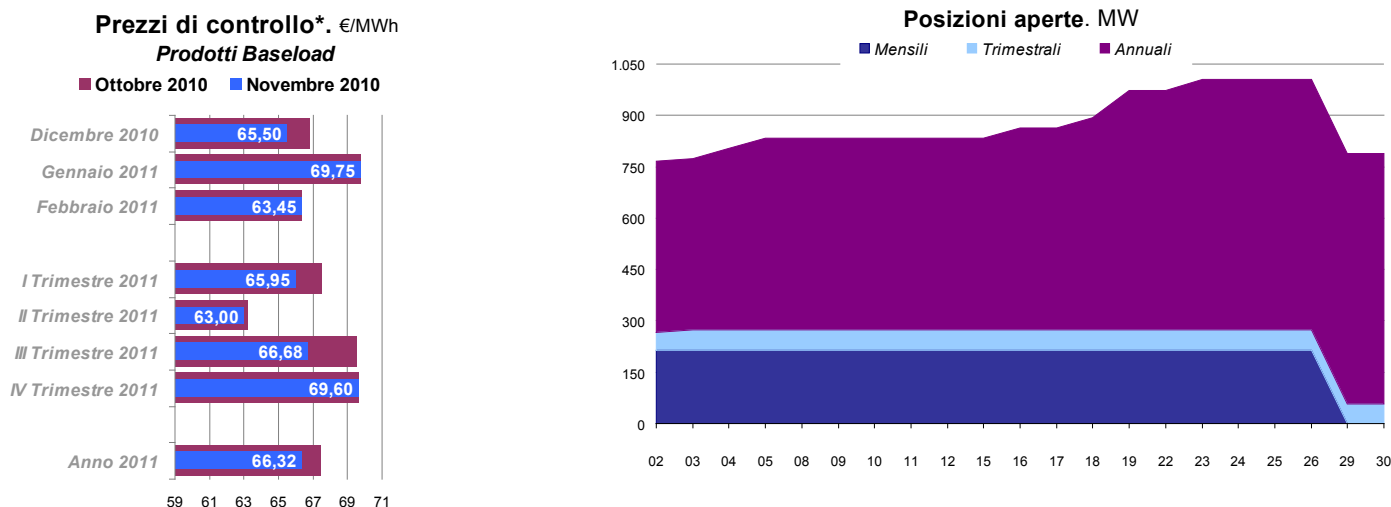
	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAK LOAD				
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW
<i>Dicembre 2010</i>	65,50	-1,9%	-	-	-	76,00	-9,5%	-	-	-
<i>Gennaio 2011</i>	69,75	0,0%	-	-	-	80,91	0,0%	-	-	-
<i>Febbraio 2011</i>	66,32	0,0%	-	-	-	76,93	0,0%	-	-	-
<i>Marzo 2011</i>	61,81	-	-	-	-	78,22	-	-	-	-
<i>I Trimestre 2011</i>	65,95	-2,3%	-	-	50	78,70	-1,4%	1	2	2
<i>II Trimestre 2011</i>	63,00	-0,3%	-	-	-	73,00	-2,1%	-	-	1
<i>III Trimestre 2011</i>	66,68	-4,1%	1	5	5	81,00	-1,8%	-	-	-
<i>IV Trimestre 2011</i>	69,60	0,0%	-	-	-	81,61	0,0%	-	-	-
<i>Anno 2011</i>	66,32	-1,7%	-	-	451	78,59	-1,3%	9	230	280
Totale			1	5	506			10	232	283

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

(continua)

Grafico 5: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a novembre ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese.

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a novembre 2010, sono state pari a 22 milioni di MWh, in aumento del 43,3% rispetto allo stesso mese del 2009. Si conferma la forte crescita dei contratti standard (+69,6%) e, tra questi, quella dei Base-

load (+87,7%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 13,4 milioni di MWh (+16,4%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,0 milioni di MWh (+10,6%), che nei conti in prelievo, pari a 11,2 milioni di MWh (+32,5%) (Tabella 7).

Tabella 7: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	5.582.232	+87,7%	25,4%	Richiesti	10.226.005	+9,7%	100,0%	11.232.380	+32,5%	100,0%
Off Peak	1.346.472	+52,4%	6,1%	di cui con indicazione di prezzo	2.338.837	+61,2%	22,9%	-	-	-
Peak	1.541.424	+36,1%	7,0%	Registrati	9.992.643	+10,6%	97,7%	11.232.162	+32,5%	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.181.728	+86,9%	21,3%	-	-	-
Totale Standard	8.470.128	+69,6%	38,5%							
Totale Non standard	13.407.258	+29,5%	61,0%	Rifiutati	233.362	-18,3%	2,3%	218	+229,0%	0,0%
PCE bilaterali	21.877.386	42,5%	99,5%	di cui con indicazione di prezzo	157.108	-44,6%	1,5%	-	-	-
MTE	115.584	100%	0,5%	Saldo programmi	6.622,26	-98,9%		1.246.141	+3819,3%	
TOTALE PCE	21.992.970	+43,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.382.032	+16,4%	60,8%							

Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di novembre conferma per il quarto mese consecutivo consumi stabili di gas rispetto ad un anno fa, evidenziando ancora

la netta contrapposizione tra l'aumento dei consumi industriali e la contrazione dei consumi termoelettrici. Il PSV mostra ancora prezzi in modesta flessione rispetto al mese precedente, confermandosi peraltro al di sopra dei livelli registrati lo scorso anno.

A novembre sono state registrate offerte sul comparto Royalties della P-GAS per un totale di 1.843.409 GJ, abbinare nel corso dei primi due giorni di negoziazione ad un prezzo medio pon-

derato ancora in calo rispetto al mese precedente (-2%) e pari a 682,335 c€/GJ (24,6 €/MWh), a fronte di un prezzo offerto in vendita pari a 648,166 c€/GJ (23,3 €/MWh).

Tabella 1: Operatori su P-Gas

Fonte: dati GME

Comparto	Tipologia	Prezzo	Operatori			Abbinamenti				
			Iscritti	Attivi in Vendita	Attivi in Acquisto	Prezzo (Po)			Contratti	Volumi
						Minimo	Massimo	Medio		
N.	N.	N.	c€/GJ			N.	GJ			
Royalties	Mensili	Fisso	-	3	13	650	686	682	16.518	1.843.409
Comparto Import	Mensili	Fisso	-	6	-	-	-	-	-	-
		Indicizzato	-	-	-	-	-	-	-	-
	Annuali	Fisso	-	2	-	-	-	-	-	-
		Indicizzato	-	2	-	-	-	-	-	-
TOTALE			52	10	13	650	686	682	16.518	1.843.409

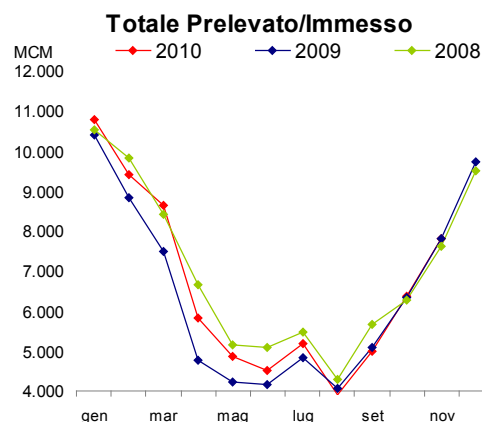
A novembre si confermano per il quarto mese consecutivo consumi stabili, evidenziando livelli di domanda perfettamente in linea con quanto osservato lo scorso anno, con un livello pari a 7.800 MCM. Le dinamiche interne mostrano, come rilevato già dal mese di agosto, la netta contrapposizione tra il continuo incremento dei consumi industriali, saliti a 1.224 MCM (+3%), e la riduzione dei consumi termoelettrici, ancora in ribasso tendenziale a 2.472 MCM (-9%). Quest'ultima situazione, in un contesto

di domanda elettrica pressoché stabile (+1%), riflette ancora un moderato calo di produzione da ciclo combinato (-4%), favorito da un sensibile aumento tendenziale dei flussi elettrici in import netto (+11%). Positivo infine il contributo del comparto domestico, che nel mese di novembre evidenzia consumi in salita a 3.805 MCM (+4%), favorito dal crollo delle temperature registrato su tutto il territorio nazionale negli ultimi 10 giorni del mese.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

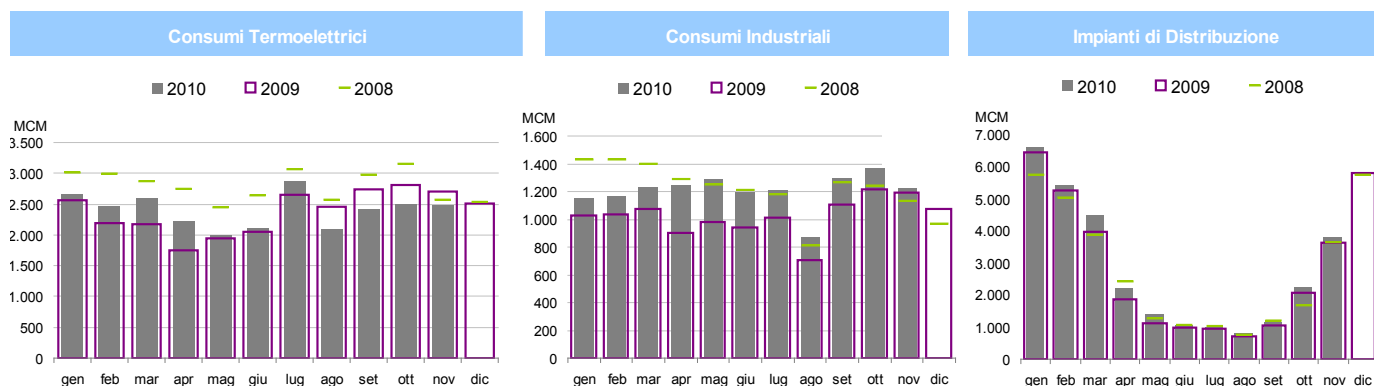
Domanda	MCM	Δ% Tend
Totale Prelevato	7.800	+0%
Impianti di Distribuzione	3.805	+4%
Consumi Termoelettrici	2.472	-9%
Consumi Industriali	1.224	+3%
Rete terzi e consumi di sistema	302	+20%
Offerta	MCM	Δ% Tend
Import	6.791	+5%
Produzione Nazionale	691	+4%
Sistemi di stoccaggio	320	-50%



(continua)

Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

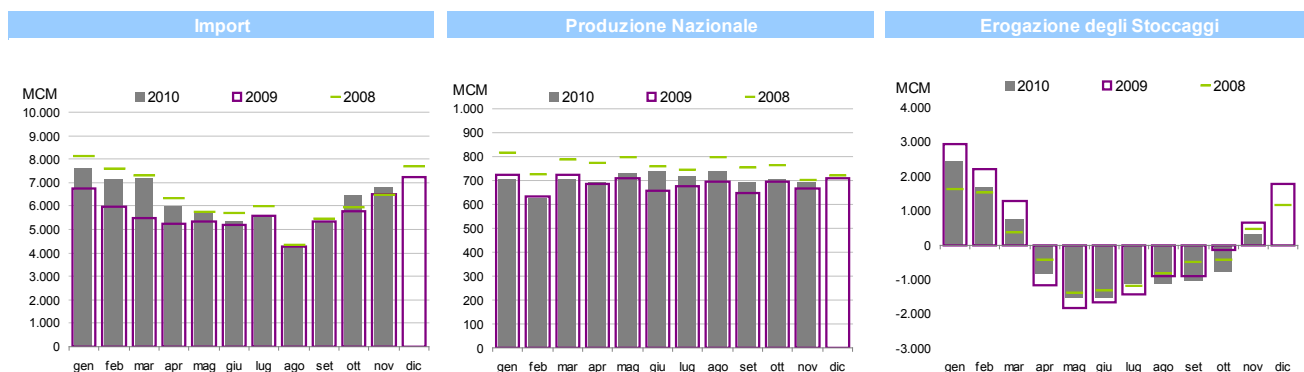


Nel contesto di domanda stabile, l'aumento sia dell'import che della produzione nazionale – saliti rispettivamente a 6.791 MCM (+5%) e a 691 MCM (+4%) – è stato assorbito da un marcato utilizzo in iniezione dello stoccaggio. Tale fenomeno, insolito per il mese di novembre, si accompagna ovviamente ad una

sensibile flessione in erogazione dei siti di stoccaggio (-13%), con volumi netti erogati pari a 320 MCM (-50%). Ne consegue quindi un deciso aumento tendenziale del livello di riempimento dei siti di stoccaggio, arrivato a toccare 8.643 MCM (+11%), pari al 94% dello spazio conferito (+4% rispetto al 2009).

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



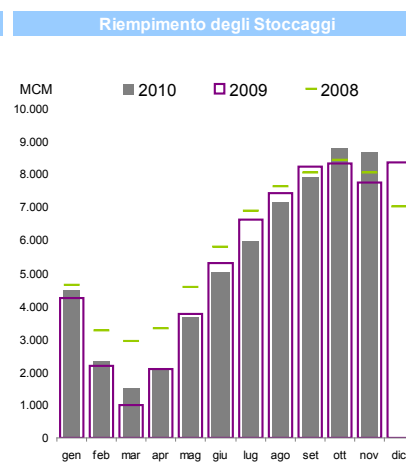
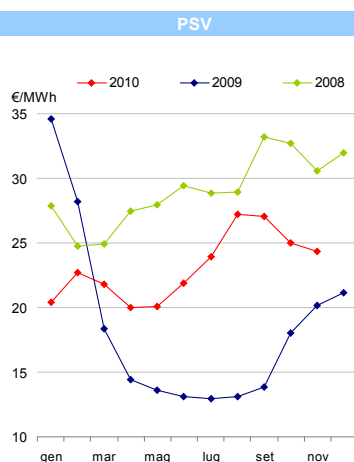
I prezzi registrati sul Punto di Scambio Virtuale, per il secondo mese consecutivo, evidenziano un calo, portandosi ad un liv-

ello pari a 24,33 €/MWh (-3%), peraltro confermandosi ancora al di sopra dei valori osservati lo scorso anno (+21%).

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

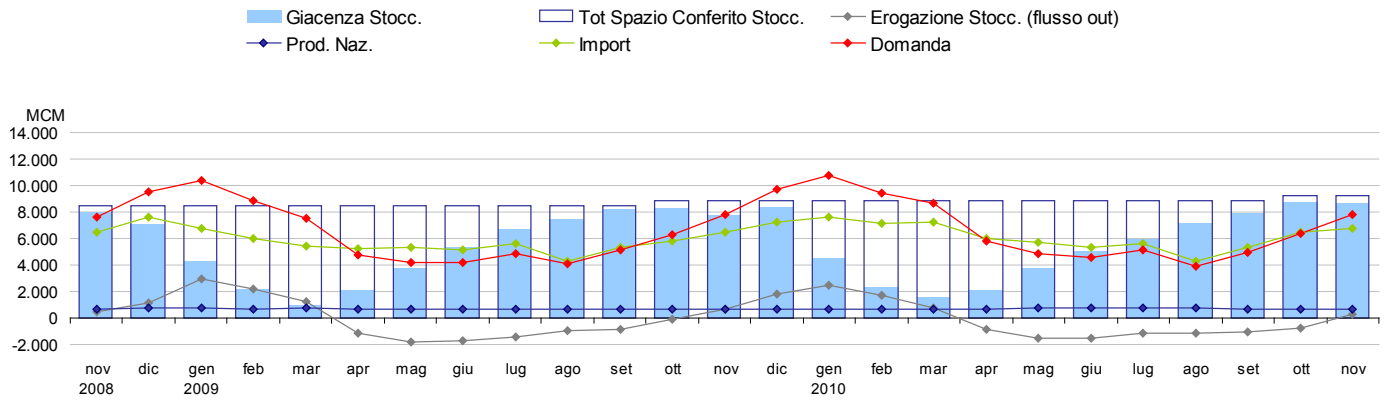
PSV	€/MWh	Δ% Tend
Prezzo medio	24,33	+21%
min	23,80	+29%
max	25,20	+20%
Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
Stoccaggio (stock level)	8.643	+11%
Erogazione (flusso out)	568	-13%
Iniezione (flusso in)	249	+3.088%
Flusso netto	320	-50%
Totale Spazio Conferito	9.236	+4%
Quota su spazio conferito (%)	94%	+6 p.p.
Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	312	-4%
Import medio giornaliero	226	+5%
Quota di utilizzo (%)	73%	+6 p.p.



(continua)

Grafico 3: Gas naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di novembre, in un contesto di debole flessione del tasso di cambio dollaro/euro, i mercati europei dei combustibili mostrano incrementi di lieve o moderata intensità che rafforzano il trend di crescita sui massimi annui delle quotazioni del greggio, dei prodotti petroliferi e del carbone, producendo, inoltre, una ripresa dei prezzi del gas.

Variazioni di segno opposto si osservano per contro sulle borse elettriche, dove, al pari di quanto accaduto negli ultimi tre anni, le quotazioni appaiono in diminuzione rispetto al precedente mese di ottobre, disattendendo peraltro le attese dei mercati, proiettati su un più deciso aumento dei prezzi.

Il mese di novembre evidenzia sui mercati valutari un ritocco al ribasso del tasso di cambio (1,36 \$/€, -1,9% su ottobre) che, pur mantenendosi sui valori più elevati di quest'anno, segna una diminuzione dell'8,6% rispetto ai livelli massimi toccati dodici mesi fa. In chiave prospettica le attese degli operatori si indirizzano verso un'ulteriore perdita di potere dell'euro nei confronti della moneta statunitense, alimentata anche dalle relative tensioni sui mercati finanziari che interessano alcuni paesi del vecchio continente.

Sui mercati internazionali del greggio le quotazioni si confermano in crescita, arrivando a superare gli 85 \$/bbl (+3,1% rispetto a ottobre) e portandosi in tal modo a ridosso del massimo valore del 2010. Su base annua gli incrementi risultano ancora più consistenti (+11,3%), consolidando il trend rialzista in atto da fine 2008, solo in parte attenuato dalla fase di ridotta variabilità palesatasi nella parte centrale dell'anno in corso. In un'ottica futura i mercati a termine non sembrano indicare variazioni di rilievo per il prezzo del petrolio, segnalando tuttavia nel breve periodo una temporanea inversione di tendenza del prodotto statunitense. Andamenti analoghi interessano i derivati del greggio, le cui

variazioni congiunturali si attestano attorno al 2%. In termini tendenziali la spinta si mantiene sostenuta sul gasolio (+17,2%), perdendo progressivamente di intensità sull'olio combustibile (+2,0%), previsto peraltro in calo nei prossimi due mesi dai mercati futures.

Dinamiche di crescita più accentuata si osservano invece sulle quotazioni del carbone che, al secondo mercato incremento consecutivo, toccano il massimo dell'ultimo biennio su tutti i riferimenti internazionali. In Europa l'API2 si attesta a 107,1 \$/MT, registrando aumenti prossimi all'8% rispetto ad ottobre e di poco superiori al 38% nel confronto su base annua. Il trend positivo avviatosi sul carbone dopo un periodo di sostanziale stabilità produce impatti anche sui prezzi futures, corretti al rialzo su tutti i prodotti riferiti al 2011.

Gli andamenti analizzati non subiscono modifiche sostanziali nel processo di conversione delle quotazioni in euro: la diminuzione del tasso di cambio favorisce di fatto soltanto un generale inasprimento degli aumenti sperimentati da tutti i combustibili sia in termini congiunturali (+3/+10%) che tendenziali (+11/+51%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Nov 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Dic 10	Gen 11	Feb 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,36	-1,9%	-8,6%	1,39	1,32 ▼	1,32 ▼	1,32 -	1,32 ▼
Brent	\$/bbl	85,3	+3,1%	+11,3%	83,2	86,2 ▲	86,4 ▲	86,6 -	87,4 ▲
FOB	€/bbl	62,6	+5,1%	+21,8%	59,7	65,1 ▲	65,2 ▲	65,4 -	66,2 ▲
Fuel Oil	\$/MT	481,1	+1,9%	+2,0%	475,0	475,3 ▼	480,0 ▼	484,3 -	498,8 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	352,8	+3,8%	+11,7%	340,7	359,0 ▲	362,6 ▲	365,9 -	377,9 ▲
Gasoil	\$/MT	720,6	+1,7%	+17,2%	701,9	728,6 ▲	732,2 ▲	736,0 -	744,5 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	528,3	+3,6%	+28,3%	503,5	550,3 ▲	553,1 ▲	556,1 -	564,1 ▲
Coal	\$/MT	107,1	+7,8%	+38,1%	103,2	108,7 ▲	107,3 ▲	107,0 -	105,5 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	78,5	+9,9%	+51,1%	74,0	82,1 ▲	81,0 ▲	80,8 -	79,9 ▲

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

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

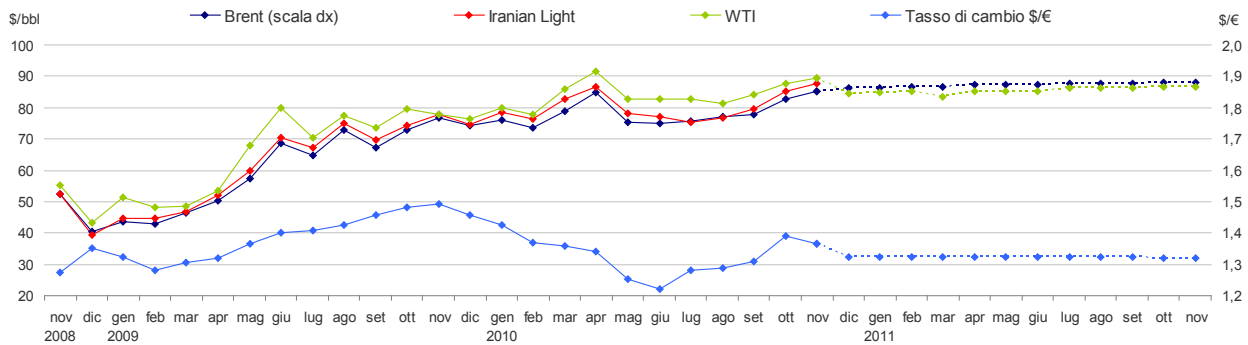


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

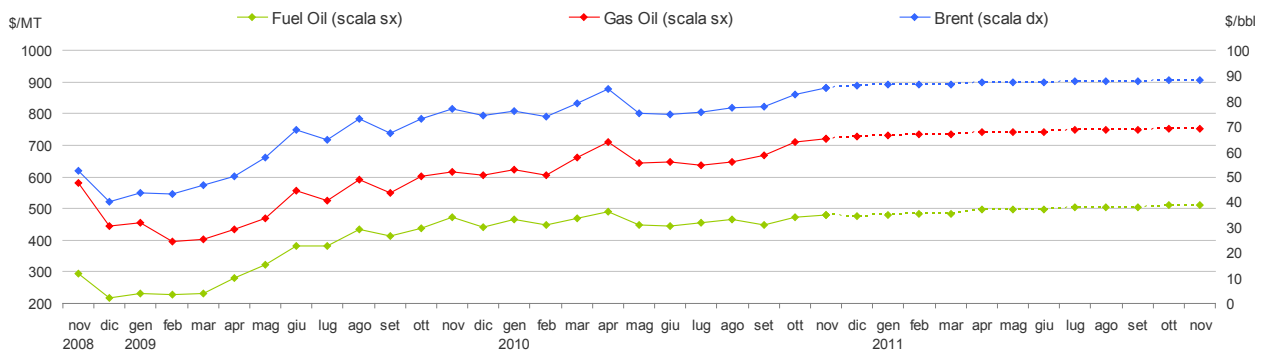
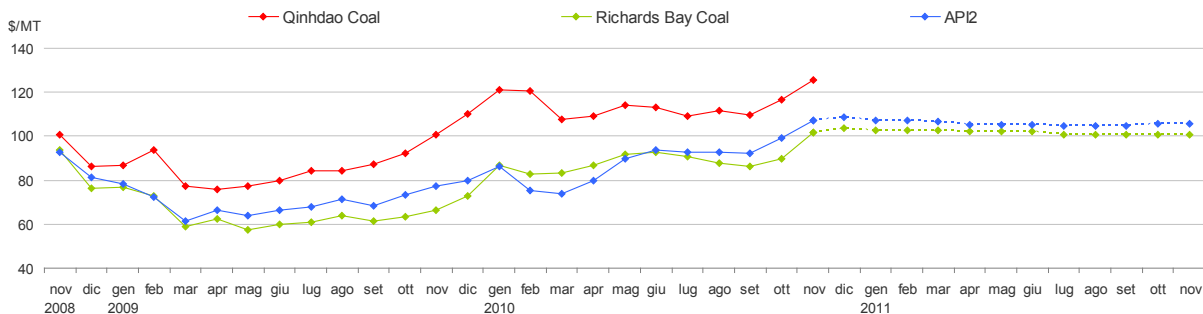


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: dati Thomson-Reuters

(continua)

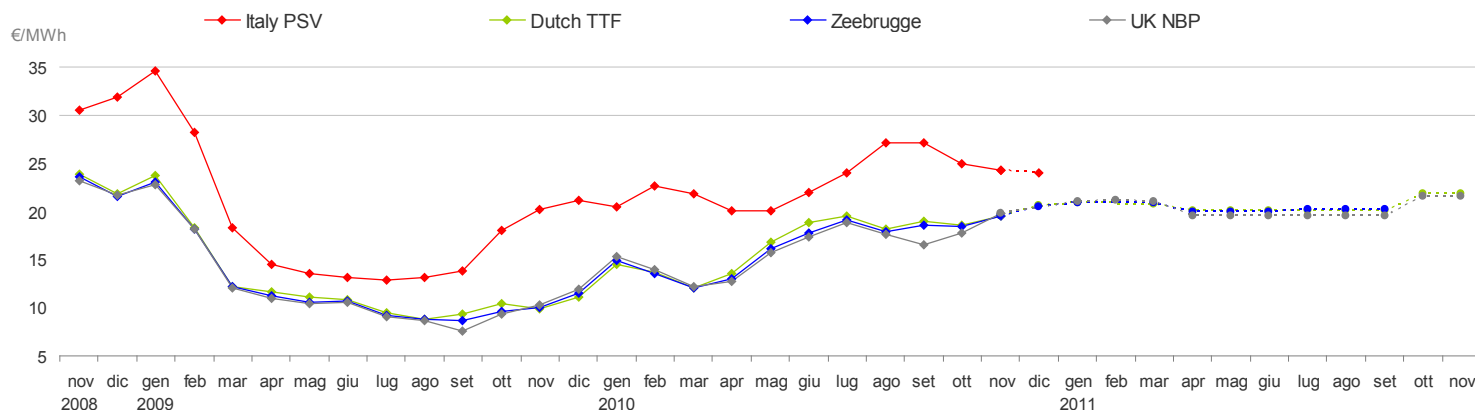
In linea con quanto riscontrato sui mercati del petrolio e del carbone, anche le borse del gas tornano a manifestare segnali di crescita dei prezzi, dopo la debolezza evidenziata nei due mesi precedenti. In particolare le quotazioni di riferimento convergono sul loro massimo annuo, prossimo ai 20 €/MWh, denotando una moderata ripresa in Europa centro-settentrionale (+5/7%) e confermando i più sensibili incrementi di ottobre in Gran Bretagna (+11,0%). Si sottrae a questa tendenza generale il PSV italiano che scende a 24,33 €/MWh, valore peraltro inferiore alle attese degli operatori, sperimentando una riduzi-

one congiunturale del 2,6%. Su base annua tutti i listini europei rafforzano la propensione allo spiccato aumento registrato rispetto ai valori particolarmente bassi del novembre scorso (+92/99%), rilevando anche in questo caso la sola parziale eccezione del punto di scambio italiano, sul quale il differenziale si ferma poco sotto il 21%. I mercati futures sembrano mostrare fiducia in questo trend, proponendo già dal breve periodo scenari di ulteriore crescita, profilati secondo la tipica stagionalità della domanda di gas naturale.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)						
GAS	Area	Nov 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Dic 10	Gen 11	Feb 11	Gas Year 11			
PSV DA	Italia	24,33	-2,6%	+20,7%	25,25	24,05	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	19,50	+5,0%	+98,6%	18,80	20,60	▲	20,85	-	-	21,70	▲
Zeebrugge	Belgio	19,59	+6,5%	+94,7%	18,64	20,46	▲	20,82	▲	-	21,83	▲
UK NBP	Regno Unito	19,78	+11,0%	+92,6%	18,29	-	-	21,06	▲	21,17	-	21,51



In controtendenza con le dinamiche moderatamente rialziste analizzate sui mercati dei combustibili, le borse elettriche evidenziano una battuta d'arresto della ripresa avviata con la fine dell'estate. Tale andamento conferma peraltro quanto osservato negli ultimi anni sui prezzi relativi al mese di novembre, risultati a partire dal 2008 sempre inferiori al corrispondente dato di ottobre. In particolare, in Europa centro-settentrionale le quotazioni si attestano sui 48/51 €/MWh (-3/-13% rispetto al mese precedente), risultando più elevate soltanto su NordPool (54,78 €/MWh) - l'unica a confermarsi in crescita (+10,3%) - e sul riferimento svizzero (56,09 €/MWh, -4,5%), maggiormente

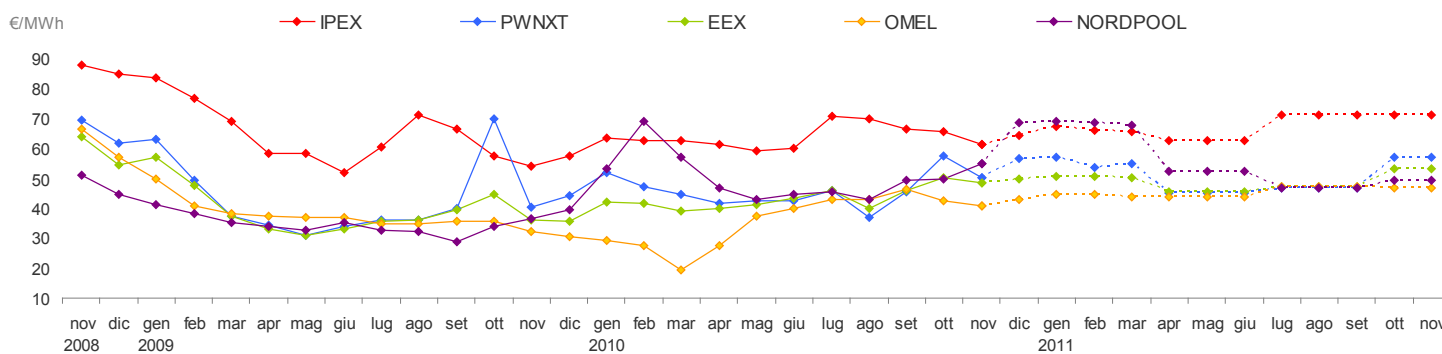
influenzato dai movimenti del mercato italiano, come spesso verificato in questo periodo dell'anno. Su quest'ultima piazza, dove i prezzi scendono attorno ai 61 €/MWh, si evidenzia la quarta riduzione congiunturale consecutiva (-8,1%). Su base annua tutti gli exchange manifestano aumenti più o meno sensibili (+7/30%) rispetto ai valori molto bassi del 2009, arrivando a superare il 40% su NordPool. Passando infine alle aspettative degli operatori, le curve a termine sembrano riflettere la tipica stagionalità della domanda, evidenziando nei mesi invernali prospettive di crescita particolarmente sostenuta sulla borsa scandinava.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)				
POWER price	Area	Nov 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Dic 10	Gen 11	Feb 11	Calendar
IPEX	Italia	61,38	-6,7%	+13,8%	66,25	64,25 ▼	67,25 ▼	66,25 -	67,50 ▲
Powernext	Francia	50,34	-12,5%	+24,4%	54,25	56,50 ▼	57,25 ▼	53,78 -	50,92 ▲
EEX	Germania	48,53	-3,5%	+35,0%	49,63	49,65 ▼	50,75 ▲	50,70 -	48,85 ▲
EEX-CH	Svizzera	56,09	-4,5%	+11,6%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	49,70	-3,0%	+35,6%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	40,93	-4,0%	+26,4%	45,65	42,90 ▼	44,50 ▼	44,55 -	45,45 ▲
UK-APX	Regno Unito	47,19	+8,9%	+43,1%	44,51	47,47 ▼	48,16 ▲	47,92 -	-
NordPool	Scandinavia	54,78	+10,3%	+50,6%	49,95	68,60 ▼	68,90 ▲	68,50 -	54,05 ▲

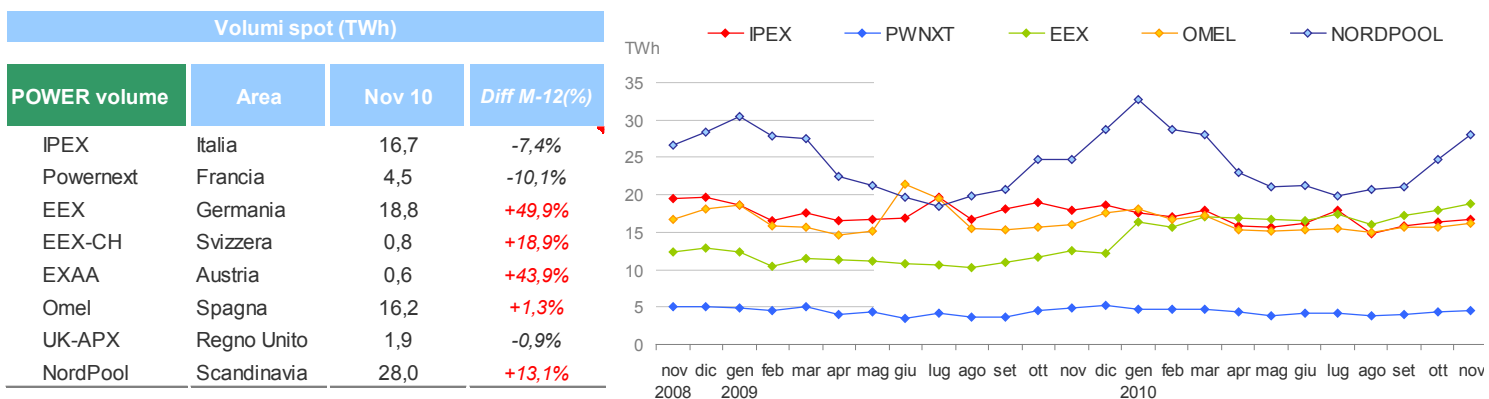


Anche in merito alle quantità scambiate, il dato di maggior rilievo si riscontra su NordPool che sperimenta il più alto incremento tendenziale dell'anno (+13,4%), rafforzando la posizione di borsa più capiente in virtù dei suoi 28 TWh. Sugli

altri listini si conferma quanto già rilevato nel corso di tutto il 2010, perdurando la vistosa crescita annua di EEX (18,8 TWh, +49,9%) e la riduzione degli transazioni su IpeX (-7,4%), appaiata sui 16/17 TWh ad Omel (+1,3%).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 101.594 titoli nel mese di novembre, in diminuzione rispetto ai 110.378 TEE scambiati ad ottobre.

Dei 101.594 TEE scambiati, 67.933 sono stati di Tipo I, 27.638 di tipo II e 6.023 di tipo III.

I prezzi medi, durante le sessioni di novembre, sono aumentati, rispetto alle medie dei prezzi di ottobre, del 2,38% per la Tipologia I, dell'1,97% per la Tipologia II e dell'1,63% per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 95,89€ (rispetto a 93,66€ di ottobre), i titoli di Tipo II ad una media di 95,47€ (rispetto a € 93,63 di ottobre) ed i titoli di Tipo III ad una media di 95,21€ (rispetto a 93,68 € del mese precedente).

I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine novembre 2010, sono pari a 7.807.854, al netto dei titoli ritirati, pari a 24.538.

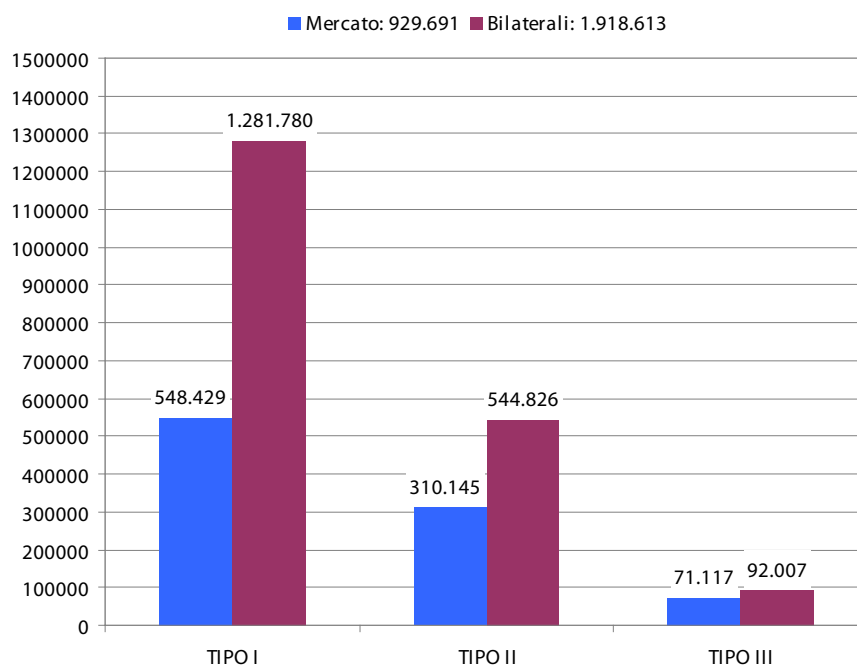
TEE, risultati del mercato del GME - novembre 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	67.933	27.638	6.023
Controvalore (€)	€ 6.514.015	€ 2.638.636	€ 573.434
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 93,85	€ 93,90	€ 93,71
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 97,50	€ 96,96	€ 96,93
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 95,89	€ 95,47	€ 95,21

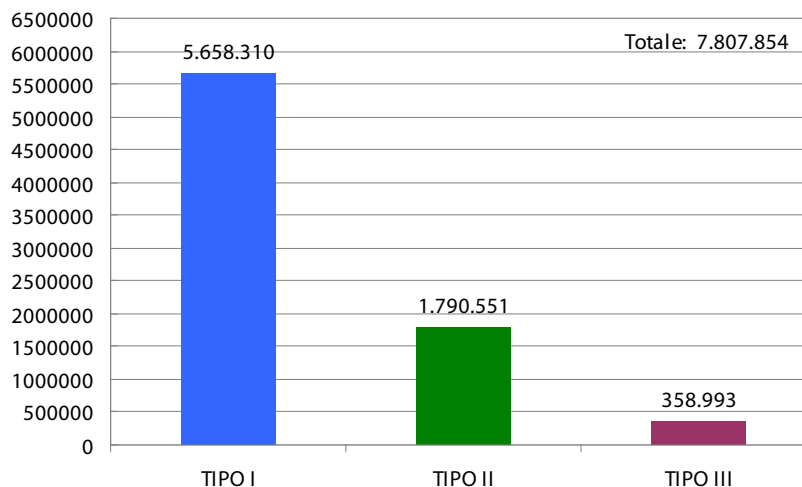
TEE, titoli scambiati gennaio-novembre 2010

Fonte: GME



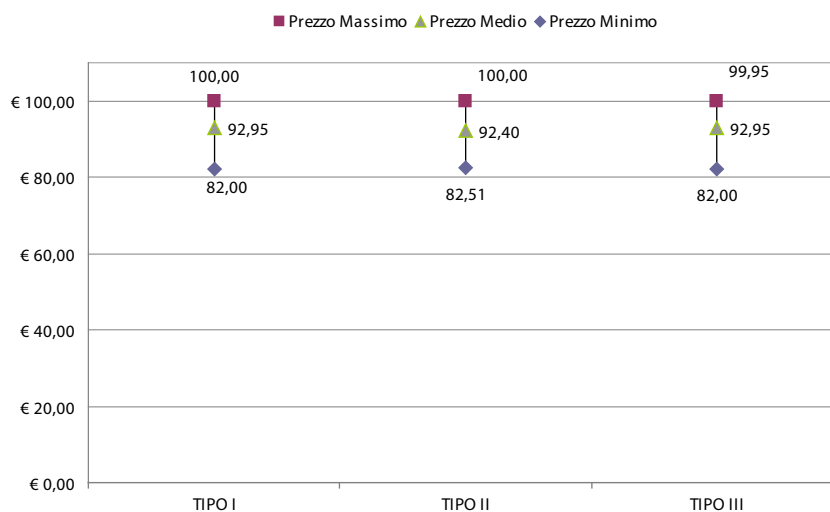
TEE, titoli emessi a fine novembre 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



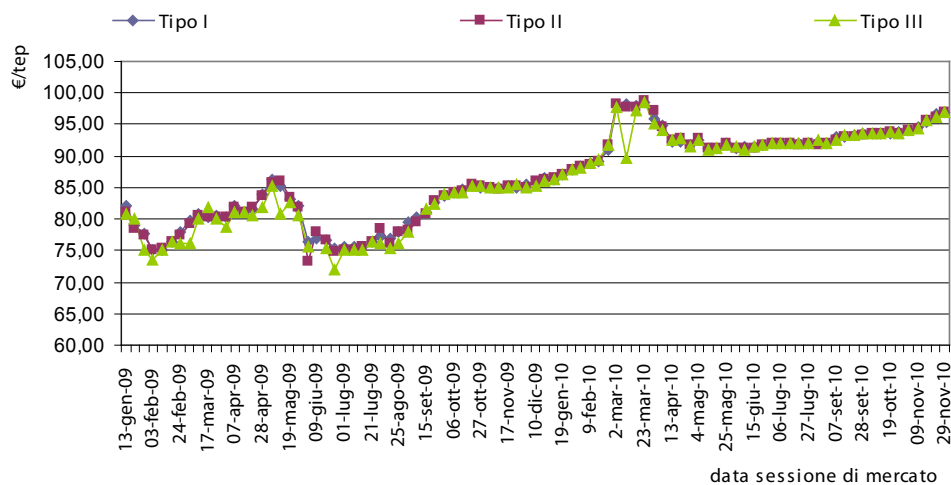
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (gennaio - novembre 2010). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009 - novembre 2010)

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di novembre sono stati scambiati 422.906 CV, in aumento rispetto ai 330.543 CV negoziati nel mese di ottobre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere, nel mese di novembre, dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 417.224, in aumento rispetto ai 322.428 scambiati ad ottobre. I CV con anno di riferimento 2009 hanno registrato un volume pari a 4.762, in aumento rispetto ai 4.023 di ottobre. In diminuzione anche gli scambi sui CV relativi alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL) con anno di riferimento 2009, con volumi pari a 900 CV (3.817 a ottobre). Si segnalano anche 20 CV_2008 scambiati nel mese di novembre (275 a ottobre).

Sul fronte dei prezzi, lieve diminuzione generale rispetto al mese di ottobre. I CV_2010 hanno registrato un prezzo medio ponderato pari a € 80,36 €/MWh, in diminuzione di 2,64 €/MWh rispetto al mese precedente, i CV_2009 un prezzo medio ponderato pari a 81,86 €/MWh, registrando un differenziale negativo di 1,50 €/MWh rispetto al mese precedente. I CV_2009_TRL hanno registrato, infine, una media pari a 80,05 €/MWh, in diminuzione di 2,89 €/MWh rispetto ad ottobre, e i CV_2008 una media pari a 79,00 €/MWh, in diminuzione di 3,07 €/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.

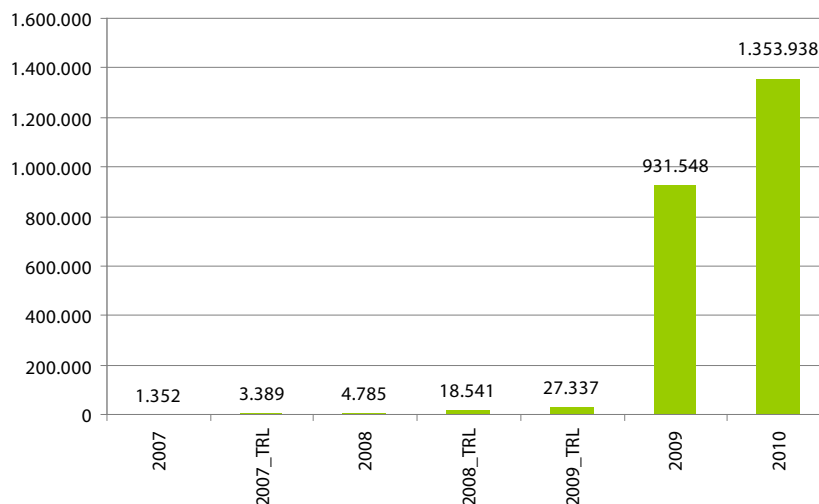
CV, risultati del mercato del GME novembre 2010

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2008	2009	2009 TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	20	4.762	900	417.224
Valore totale (€)	1580,00	389814,90	72045,00	33526484,09
Prezzo minimo (€/CV)	€ 79,00	€ 80,10	€ 80,05	€ 78,50
Prezzo massimo (€/CV)	€ 79,00	€ 83,40	€ 80,05	€ 83,00
Prezzo medio (€/CV)	€ 79,00	€ 81,86	€ 80,05	€ 80,36

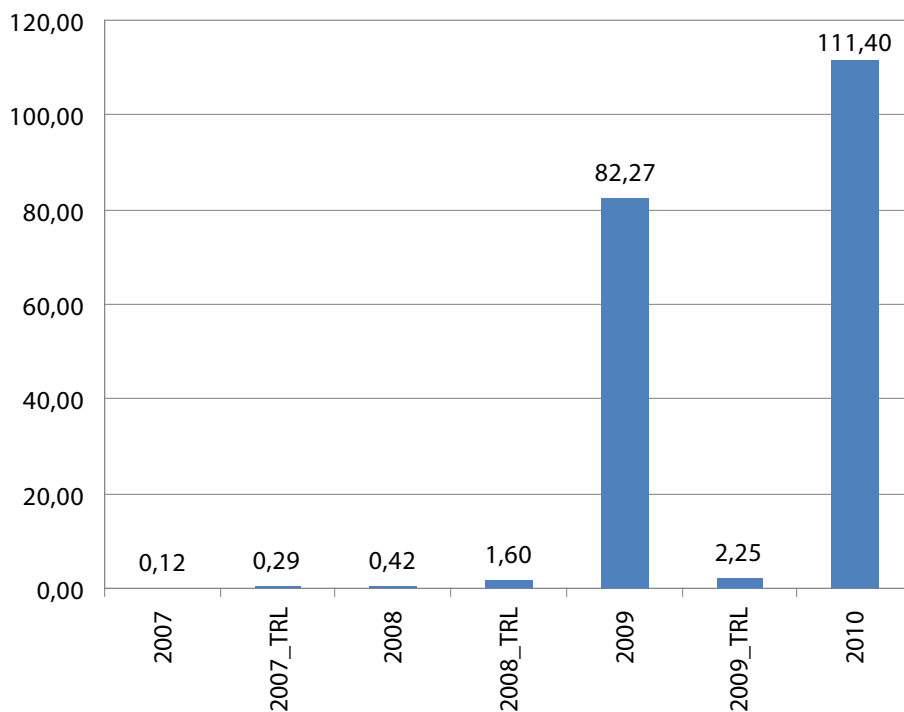
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a novembre 2010)

Fonte: GME



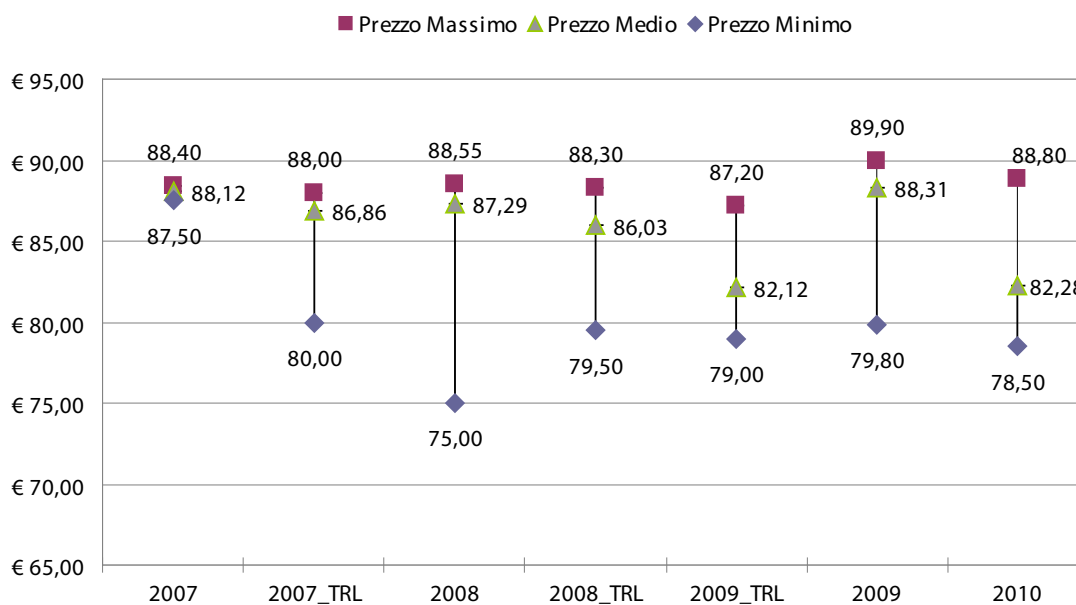
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio a novembre 2010). Milioni di € Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a novembre 2010). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

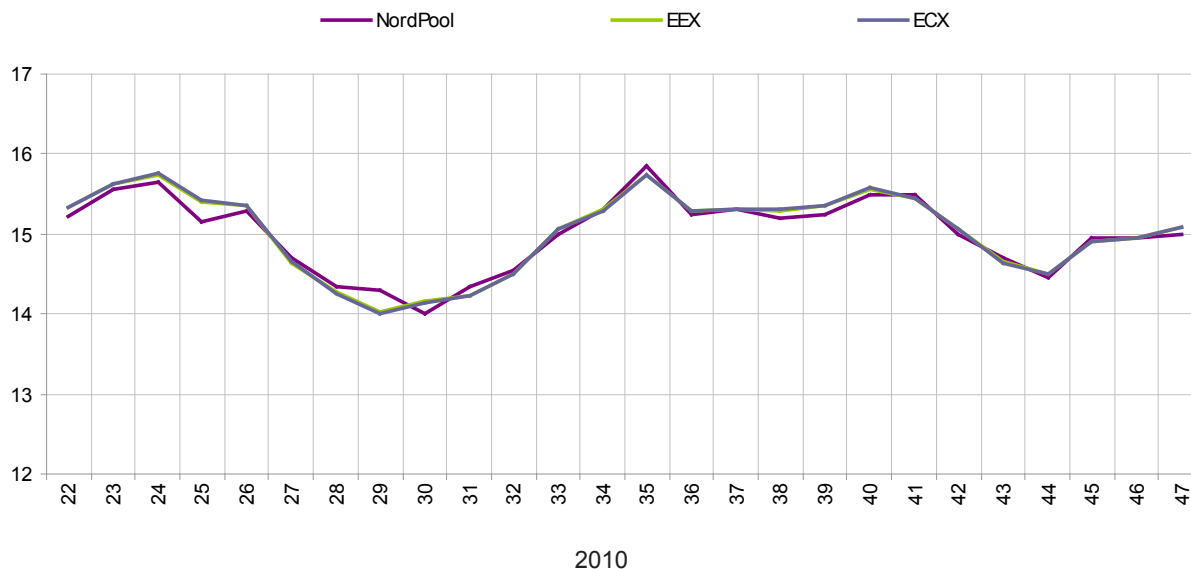
■ Nel corso del mese di novembre sono state scambiate 455,8 milioni di EUA, in aumento rispetto allo scorso ottobre. Su tutte le piattaforme europee nei primi 11 mesi del 2010 sono stati scambiati 4,77 miliardi di EUA (4,83 milioni in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso).

I prezzi riferiti al contratto *Dicembre 2010* hanno registrato un andamento in recupero; si è passati, infatti, dal minimo di 14,72

€/tonn della fine dello scorso mese a valori intorno ai 15,00 €/tonn nel mese di novembre su tutte e tre le borse analizzate (NordPool, EEX, ECX). Volumi in aumento su tutte le piazze internazionali (18 milioni di unità giornaliere scambiate), tranne che a inizio e a fine mese (da 11/14 milioni di EUA). Andamento in ripresa anche per gli scambi sui CERs, con scadenza 2012, che hanno registrato un leggero rialzo (€12,00 su ECX), nonostante i rumors dovuti alla limitazione dell'uso dei CERs nella fase post-2012.

EUA, mercato a termine (dicembre 2010), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Shale gas e offerta di gas nel medio periodo

Claudia Checchi, Riccardo Galletta - ref.

(dalla prima)

I dati aggiornati riguardo a produzione e investimenti nel campo dello shale gas sono a oggi ancora incoraggianti, ma potrebbero essere frutto di alcune rigidità contrattuali e cicli d'investimento tipici del settore gas americano, terra d'elezione del gas non convenzionale. Le previsioni istituzionali tengono conto del rischio bolla? Forse no, ma è già possibile notare come qualche impresa stia pianificando una strategia più prudente.

Aspetti tecnici

Per shale gas s'intende il gas naturale recuperabile da rocce di tipo scistoso, una particolare categoria di rocce metamorfiche creatasi durante diverse ere geologiche nel corso della storia planetaria. Queste rocce sono formate da micro-porosità, che contengono e allo stesso tempo intrappolano notevoli quantità di gas naturale.

La tecnologia di estrazione dello shale gas è complessa e richiede metodi di trivellazione avanzati: una volta giunta a livello della serie rocciosa contenente il gas, la trivella procede orizzontalmente (horizontal drilling) in linea con lo sviluppo del giacimento; scavata la trincea, essa viene cementata, in modo da evitare che il suolo collassi e da far sì che il gas possa poi essere più facilmente trasportato dal sottosuolo fino alla superficie. Un altro aspetto saliente della procedura di estrazione è costituito dalla frattura idraulica (hydraulic fracking) della roccia, che serve ad agevolare la fuoriuscita di gas: dopo aver creato spazio tra gli strati rocciosi utilizzando piccole cariche esplosive, l'estrazione dello shale gas necessita di un'ulteriore stimolazione che avviene tramite l'iniezione di un liquido apposito, costituito principalmente di acqua e sabbia (99%) più una piccola parte di agenti chimici specifici per il tipo di materiale che si intende trattare. A differenza dei giacimenti convenzionali, quelli di shale gas manifestano una produttività rapidamente calante, il che implica la necessità di creare numerosi punti di trivellazione attraverso i quali la roccia viene stimolata.

La tecnologia di estrazione utilizzata richiede l'utilizzo di grandi quantitativi di acqua dolce. Essa, mischiata alla sabbia e agli agenti fratturanti, viene pompata a forte pressione sulla roccia. Oltre quindi alle perplessità legate alla natura water intensive della tecnologia utilizzata, ve ne sono quindi altre legate all'elevato pericolo di contaminazione delle acque, che dopo l'uso devono essere raccolte e depurate, o riciclate per altri usi industriali.

Negli Stati Uniti, paese all'avanguardia per questa tecnologia, il business è sviluppato principalmente da imprese di piccole dimensioni, con conoscenze strettamente legate al tipo di ter-

ritorio sfruttato. I giacimenti di gas non convenzionali mostrano peculiarità fisico/geologiche che li rendono diversi tra loro e non sfruttabili tutti con metodo univoco: diverse varietà di scisto richiedono additivi ad hoc da aggiungere al liquido di frattura; il diverso sviluppo superficiale e la diversa profondità dei campi richiedono la progettazione di una rete di trivelle che sia in grado di sfruttare al meglio le risorse esistenti nel sottosuolo, senza deturpare il paesaggio esterno.

Rilevanza a livello di mercato

Se l'estrazione del gas non convenzionale è complessa e comporta diversi rischi per l'ambiente, gli sviluppi e gli investimenti tecnologici negli Stati Uniti l'hanno resa più efficiente, efficace e relativamente economica: fino a pochi anni fa si riteneva che la tecnologia per l'estrazione dello shale gas si situasse tra quelle più costose, mentre i recenti sviluppi tecnologici ne hanno aumentato la competitività e spiegherebbero il boom di questa tecnologia. Si stima che mediamente un prezzo del gas tra i 13 €/cent/mc e i 16 €/cent/mc sia sufficiente per ripagare l'investimento. Il prezzo soglia è comunque variabile a seconda del tipo di giacimento considerato, del tasso di rendimento richiesto per l'investimento e dei possibili nuovi sviluppi tecnologici. Nelle attuali condizioni di mercato, in cui il prezzo del gas all'Henry Hub ha toccato minimi di 9 €/cent/mc (Figura 1), ci si interroga sulla reale profittabilità delle opere di estrazione. Alcuni analisti sostengono che l'incessante opera di estrazione di shale gas, a condizioni economiche non più convenienti, sia da ricercare in questioni finanziarie. La grande quantità di capitale investito nell'attività di leasing spiega perché i produttori continuino a perforare e produrre dalle terre in concessione anche quando i prezzi del gas scendono sotto il punto di pareggio: le imprese devono continuare a estrarre e vendere per recuperare l'upfront bonus pagato al momento dell'acquisizione della licenza; in alternativa esse sarebbero costrette a cedere la licenza di estrazione al fine di approvvigionarsi di risorse finanziarie. Anche nel caso in cui la licenza cambiasse proprietario, i termini del contratto manterrebbero comunque le clausole *hold by production* che prevedono un intervallo di tre anni per perforare e iniziare la produzione: il cessare dell'attività di estrazione comprometterebbe la validità della licenza. Alcuni analisti prevedono che, dal 2012, la produzione di shale gas potrebbe diminuire sensibilmente, in occasione della contemporanea scadenza di gran parte delle clausole di *hold by production*. Diversa è la view dell'Energy Intelligence Agency americana (Figura 2), che fotografa una produzione di gas non convenzionale in costante

Shale gas e offerta di gas nel medio periodo

(continua)

crescita negli ultimi anni e fino al 2035, in linea con un incremento che ha già consentito agli States di raggiungere il primato mondiale nella produzione di gas (594 Gmc nel 2009, superata la Russia).

La più recente fotografia del mercato statunitense del gas non convenzionale, fornita dalla Federal Energy Regulation Commission, appare in linea con le previsioni più ottimistiche e mostra come il numero di trivelle orizzontali in funzione sia più che duplicato rispetto all'ottobre del 2009, culminando ora in oltre 900 macchine. Oltre al numero di trivelle, anche la produzione effettiva di gas non convenzionali è aumentata costantemente nel 2010, partendo da una media giornaliera in gennaio di 1.53 Gmc/g e giungendo ai quasi 1.7 Gmc/g di ottobre.

Una possibile inversione nelle statistiche è immaginabile osservando il comportamento di varie imprese, tra cui la leader statunitense nel campo delle estrazioni di gas, Chesapeake, che ha annunciato la riduzione del numero di trivelle in azione da 45 a 31 entro la fine del 2011.

Le conseguenze a livello internazionale del fenomeno shale gas sono legate principalmente a una globalizzazione del mercato del gas e a un aumento dell'offerta.

Se il prezzo negli Stati Uniti continuerà a restare basso, così sostenendo il divario esistente oggi con l'Europa (Figura 1), dove il prezzo al britannico NBP ha superato in novembre i 20 €cent/mc, il fenomeno dei carichi spot di GNL "dirottati" in Europa al fine di ottenere una remunerazione più elevata continuerà.

Anche la Cina sta scommettendo sul gas non convenzionale. A inizio novembre il governo ha messo all'asta sei blocchi di esplorazione tra 4 compagnie cinesi. Il Ministero del Territorio e delle Risorse stima riserve potenziali pari a 26 Tmc. L'obiettivo del paese è che al 2020 il gas non convenzionale rappresenti tra l'8% e il 12% di tutto il gas estratto sul suolo nazionale. La Cina, sospinta da una crescita economica sempre sostenuta, vedrà una domanda di gas in costante crescita nei prossimi

anni. Questa potrà essere ancora più marcata se il paese si impegnerà a raggiungere l'obiettivo ambientale nazionale di riduzione delle emissioni di CO2 del 40-45% rispetto al 2005 entro il 2020.

Mercato europeo dello shale gas

Lo sviluppo dello shale gas in Europa dipende da come verranno affrontate una serie di problematiche. Se anche negli Stati Uniti la questione ambientale riveste una certa importanza, nella vecchia e densamente popolata Europa il tema non può essere certamente sottovalutato.

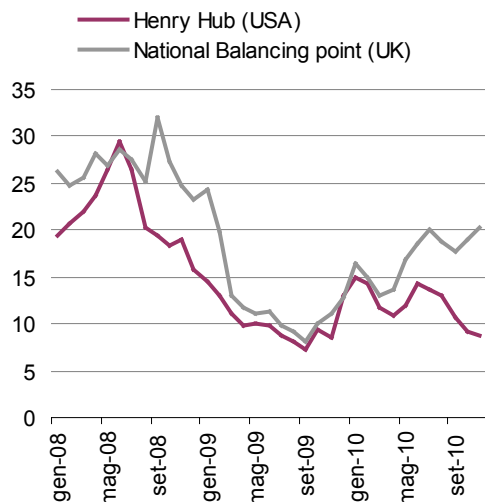
Fermo restando che la normativa settoriale è ancora carente, anche una volta accertato che fosse possibile estrarre gas dagli scisti senza contaminare le acque, rimarrebbero dei problemi legati alla necessità di sfruttare grandi superfici di cui l'Europa non dispone a un costo competitivo.

Un'altra falla nell'ambito normativo che potrebbe compromettere lo sviluppo del gas non convenzionale è legata all'assegnazione dei diritti di proprietà sulle terre su cui sorgono i giacimenti. Se negli USA il proprietario del terreno è padrone anche di quel che c'è sotto, in Europa non è in generale così. Negli Stati Uniti è facile accordarsi per royalty del 25-30% su una nuova esplorazione, mentre nel vecchio continente non è facile pensare che i privati acconsentano a vedere le proprie terre e città invase da trivelle senza adeguata compensazione economica.

Ammettendo infine che una soluzione normativa si trovasse, resterebbe un certo ritardo tecnologico.

Inoltre bisogna considerare che, nonostante l'Europa sia ricca d'infrastrutture per il trasporto di gas, i nuovi giacimenti si troverebbero in luoghi non attualmente collegati alle reti di trasporto, richiedendo così un ulteriore sviluppo delle infrastrutture e forse anche una rivisitazione dell'importanza di quelle finora considerate come strategiche vie del gas anche a livello istituzionale comunitario. Considerate le situazioni tecnologiche, nor-

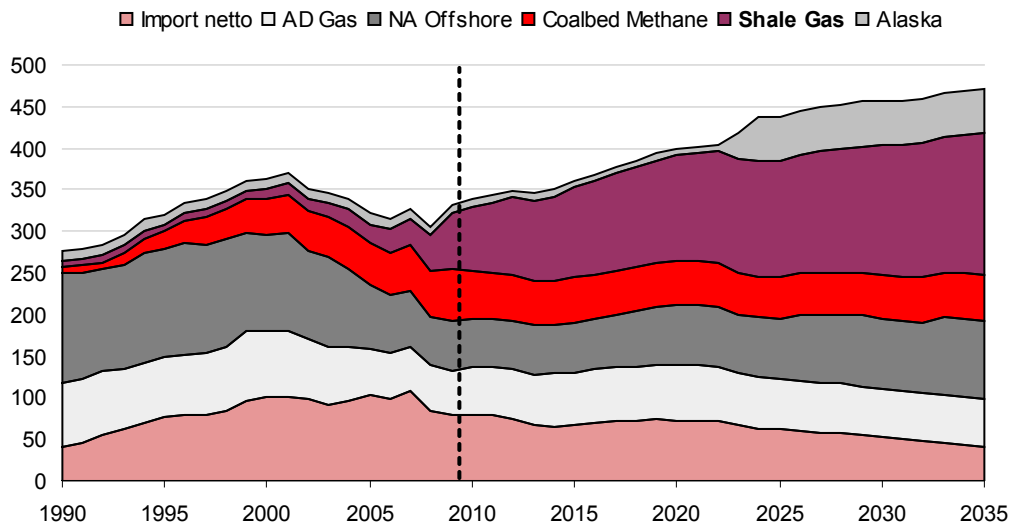
Figura 1. Confronto tra i prezzi all'ingrosso dal Gas, USA e UK (€cent/mc) Fonte: elaborazione REF su dati Platt's e WGI



Shale gas e offerta di gas nel medio periodo

(continua)

Figura 2. Composizione offerta gas USA, storico e proiezioni, valori assoluti (Gmc) Fonte: elaborazione REF su dati EIA



mative e commerciali che finora caratterizzano i mercati europei del gas, ci si attende che lo shale gas potrà impattare direttamente in Europa non prima del 2020 e in modo sensibilmente inferiore rispetto a quanto sta avvenendo negli Stati Uniti. Le prime produzioni saranno probabilmente in Polonia, che potrà diventare il paese leader in Europa a questo riguardo, utilizzando lo shale gas abbondante nel suo sottosuolo per modificare il mix energetico nazionale in un'ottica di ridotte emissioni di CO2

(attualmente oltre il 90% della produzione di elettricità viene dal carbone). Proprio in Polonia l'ENI ha deciso di entrare nel business dello shale gas: l'attività di esplorazione utilizzerà le tecnologie apprese a seguito dell'acquisizione della statunitense Quicksilver. Eni non è l'unica italiana ad essersi recentemente attivata nel settore: anche Sorgenia apre alle esplorazioni in Spagna (Paesi Baschi e Cantabria) in joint-venture con Leni Gas & Oil e RAG.

Mercato gas: modalità operative del mercato a pronti

Comunicato del GME agli operatori | “Mercato gas: modalità operative del mercato a pronti” | pubblicato il 1 Dicembre 2010 | [Download](#) | <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=69>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei mercati energetici S.p.A., nel dare seguito al processo di attuazione delle disposizioni dettate dal legislatore con riferimento all'istituzione di un mercato italiano del gas naturale, rende noto agli operatori l'avvio del mercato a pronti del gas naturale (nel seguito: MGAS).

Seguendo un approccio graduale di attivazione dei relativi sistemi di negoziazione, coerentemente con quanto prospettato dalle Istituzioni di riferimento, il GME avvia dal 1 dicembre 2010 la procedura di ammissione al mercato MGAS, nell'ambito del quale gli operatori che sono abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV) potranno acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

Con riferimento alla struttura interna del mercato si precisa che il GME svolge sul MGAS il ruolo di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori e che il medesimo mercato si articola in:

- Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS);
- Mercato infragiornaliero del gas (MI-GAS).

In dettaglio, il MGP-GAS si svolge in due fasi successive tra loro: nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, nella seconda fase secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS verranno selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta.

Il MI-GAS si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MI-GAS verranno selezionate

offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

I requisiti per l'ammissione al MGAS, la partecipazione, le modalità di presentazione delle offerte, nonché quelle di svolgimento delle negoziazioni sono disciplinate nel Regolamento del mercato del gas, predisposto dal GME ed approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l'AEEG, in data 26 novembre 2010, e pubblicato sul sito web del Gestore unitamente alle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento.

Si riporta inoltre che ai fini della presentazione di offerte in acquisto su MGAS, gli operatori ammessi dovranno prestare a favore del GME adeguate garanzie finanziarie. Tali garanzie possono essere alternativamente o cumulativamente prestate nella forma di fideiussione a prima richiesta ovvero mediante un deposito infruttifero in contante.

L'ammontare della garanzia finanziaria dovrà essere determinato, o eventualmente modificato mediante le apposite procedure previste, direttamente dall'operatore in funzione delle operazioni in acquisto che intende porre in essere sul MGAS.

Da ultimo, si riporta che il primo giorno di operatività del MGAS sarà relativo al giorno gas 13 dicembre p.v. e, conseguentemente, la prima sessione utile per la negoziazione inizierà il 10 dicembre alle ore 8.00.

Con lo scopo di illustrare agli operatori interessati le funzionalità del nuovo mercato, il GME ha organizzato un incontro, tenutosi a Milano e a Roma rispettivamente il 29 novembre ed il 2 dicembre 2010. Sul sito del GME sono disponibili le presentazioni illustrate nel corso dell'evento, scaricabili al seguente link <http://www.mercatoelettrico.org/It/gme/eventi/DettaglioEventi.aspx?data=20101119&argomento=incontri%20con%20gli%20operatori>

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 184/10** | “**Mercati e contratti di riferimento ai fini del riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE per l'anno 2011**” | pubblicata il 8 novembre 2010 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/184-10arg.htm>

La Direttiva comunitaria 2003/87/CE e ss.mm.ii, al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas ad effetto serra, ha istituito all'interno dell'UE l'obbligo di restituire, entro il 30 aprile di ciascuno degli anni del suo periodo di validità, un numero di quote di emissione (European Unit Allowances - EUA) corrispondenti alle tonnellate di CO₂ complessivamente emesse, nel corso dell'anno solare precedente, dagli impianti di produzione industriale incisi dalle disposizioni della citata Direttiva.

Con specifico riferimento alle modalità di copertura degli oneri derivanti dall'applicazione della citata direttiva europea, nell'ambito della regolazione italiana, è previsto che i titolari di convenzioni di cessione destinata, sottoscritte ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, hanno diritto a ricevere, a titolo di indennizzo, un contributo economico su base annuale.

Tale contributo economico è calcolato sulla base dei mercati e dei prodotti di riferimento, individuati dall'Autorità su base annuale, entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello di competenza, tenendo conto, tanto dei volumi complessivamente scambiati su tali mercati, quanto del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati sugli stessi.

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG - ai fini del calcolo del contributo economico di indennizzo da riconoscere ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 per gli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE - delibera di individuare come riferimento per l'anno 2011 gli stessi mercati e prodotti di riferimento già individuati nel precedente anno 2010, poiché le variazioni rilevate nell'anno in corso non appaiono tali da giustificare, per il 2011, una modifica dei mercati e dei prodotti di riferimento in precedenza indicati.

In dettaglio, ai fini del riconoscimento annuale degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE per gli impianti Cip n.6/92, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo della componente PEUA sono:

- EEX - European Energy Exchange, contratto EUA spot;
- ECX - European Climate Exchange, contratto EUA daily future (spot);
- Nord Pool ASA, contratto EUA spot;

- Bluenext, contratto EUA spot.

I mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo della componente P_{FLEX} sono invece:

- EEX - European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2011;
- ECX - European Climate Exchange, contratto CER Future dicembre 2011;
- Nord Pool ASA, contratto CER Future dicembre 2011.

Il provvedimento de quo definisce altresì i termini di calcolo dei crediti spettanti ai gestori di impianti “nuovi entranti” ai sensi della deliberazione ARG/elt 117/10. L'AEEG, infatti, ai sensi dell'articolo 2 del decreto-legge n. 72/10, con deliberazione ARG/elt 117 del 29 luglio 2010 (cifra Newsletter GME n. 30), ha definito i criteri e le modalità per la determinazione dei crediti spettanti ai gestori degli impianti - o parti di impianto - riconosciuti come “nuovi entranti”, ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera m), del decreto legislativo n. 216 del 4 aprile 2006, che non hanno ricevuto quote di emissione di CO₂ a titolo gratuito a causa dell'esaurimento della riserva nazionale per i “nuovi entranti”.

In particolare, con la citata deliberazione ARG/elt 117/10, il Regolatore, ai fini della determinazione dei crediti spettanti ai gestori degli impianti “nuovi entranti”, ha previsto che il valore riconosciuto annualmente per ogni quota di emissione (PEUA) “fosse pari alla media, ponderata sulle quantità dei titoli EUA complessivamente negoziati nei mercati e per i prodotti di riferimento appositamente individuati, delle medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA per ciascuno dei medesimi mercati e prodotti”.

Tale deliberazione (ARG/Elt 117/10), ha, tra l'altro, previsto che i mercati e i prodotti di riferimento al fine della determinazione dei crediti spettanti agli impianti “nuovi entranti”, siano individuati dall'Autorità entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello di competenza. Per quanto sopra premesso, con la deliberazione in oggetto l'AEEG comunica di individuare come riferimento per l'anno 2011 gli stessi mercati e prodotti di riferimento già individuati nel precedente anno 2010, ai fini del calcolo del contributo economico di indennizzo da riconoscere ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 per gli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE.

In applicazione delle disposizioni di cui alla richiamata deliberazione ARG/elt 117/10, con riferimento all'anno 2011, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo del fattore PEUA sono:

- EEX - European Energy Exchange, contratto EUA spot;
- ECX - European Climate Exchange, contratto EUA daily future (spot);
- Nord Pool ASA, contratto EUA spot;
- Bluenext, contratto EUA spot.

Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera EEN 17/10** | “Rideterminazione, per errore materiale, del contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2011 e conseguente rettifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 15 novembre 2010, EEN 16/10” | pubblicata il 19 novembre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/docs/10/017-10een.htm) <http://www.autorita.energia.it/docs/10/017-10een.htm>

In applicazione di quanto disposto dai Decreti Ministeriali 20 luglio 2004, come successivamente modificati ed integrati dal Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007 recante “Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili”, il Regolatore, con il presente provvedimento, determina e pubblica per l'anno 2011 il valore del contributo unitario per ogni TEE - espresso in €/tep - a copertura dei costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico posti a loro carico.

In argomento, l'Autorità, ai sensi del combinato disposto dell'articolo 6 del Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007 e dell'articolo 7, commi 3 e 4, del D.Lgs n. 115 del 30 maggio 2008, allo scopo di fornire elementi di maggiore certezza agli operatori attivi sul mercato dei TEE, con precedente delibera EEN 36 del 29 dicembre 2008, aveva:

- definito una formula per l'aggiornamento annuale del contributo tariffario unitario - previsto dall'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04 del 16 dicembre 2004 - da applicarsi a partire dall'anno d'obbligo 2009 e fino al termine del periodo di attuazione degli obblighi di risparmio energetico previsti dal Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007 (di seguito: formula di aggiornamento);
- stabilito di aggiornare e pubblicare entro il 30 novembre di ogni anno il valore risultante dall'applicazione della formula di aggiornamento.

Nello specifico, tale formula di aggiornamento determina il valore annuale del contributo tariffario da riconoscere ai distributori obbligati in funzione delle variazioni dei prezzi medi dell'energia per i clienti finali domestici calcolate su un arco temporale di riferimento pari ai dodici mesi precedenti considerando un campione di tre indici diversi:

- i. valore medio della tariffa monoraria “D2” dell'energia elettrica venduta ai clienti domestici;
- ii. valore medio del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo;
- iii. valore medio del prezzo del gasolio per riscaldamento.

L'Autorità, con la deliberazione EEN 16 del 15 novembre 2010, ha applicato la formula di aggiornamento sulla base del computo delle variazioni intervenute nei tre indici di cui sopra, tra il periodo ottobre 2008 - settembre 2009 ed il periodo ottobre 2009 - settembre 2010, fissando pari a 93,45 €/tep il contributo tariffario unitario per il conseguimento degli obiet-

tivi di risparmio energetico per l'anno 2011.

Il Regolatore con il provvedimento in oggetto, ha poi rideterminato, a seguito di un errore di trascrizione segnalato da un operatore del settore, il valore del contributo tariffario unitario per l'anno 2011, il quale risulta essere pari a 93,68 €/tep anziché, come in precedenza comunicato, a 93,45 €/tep

GAS

■ **Delibera ARG/gas 193/10** | “Determinazione delle misure e dei corrispettivi di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130” | [Download](http://www.autorita.energia.it/docs/10/193-10arg.htm) <http://www.autorita.energia.it/docs/10/193-10arg.htm>

Con la delibera in oggetto, in applicazione degli articoli 9 e 10 contenuti nel D.Lgs n. 130 del 13 agosto 2010 recante “Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n.99”, l'Autorità disciplina le modalità con cui i soggetti investitori industriali che partecipano al finanziamento delle nuove infrastrutture di stoccaggio - nelle more dell'effettiva realizzazione delle stesse da parte dei soggetti che superano le nuove soglie Antitrust indicate nel medesimo D.Lgs. - richiedono volontariamente di ottenere l'anticipazione degli effetti derivanti dal futuro potenziamento della disponibilità fisica di capacità di stoccaggio mediante l'accesso al servizio di Stoccaggio Virtuale gestito dal GSE.

In particolare la delibera in commento determina le misure di dettaglio per la regolazione del servizio di Stoccaggio Virtuale. Si ricorda brevemente che tale servizio consente ai soggetti investitori industriali, che abbiano presentato specifica richiesta al GSE, di beneficiare - fino all'entrata in esercizio delle nuove capacità fisiche di stoccaggio, e per un periodo comunque non superiore a 5 anni - della possibilità di consegnare il gas naturale al GSE nel periodo estivo ed averlo riconsegnato nel successivo periodo invernale, per quantità massime corrispondenti alla quota parte della nuova capacità di stoccaggio dagli stessi co-finanziata e non ancora realizzata.

A fronte del servizio reso, i soggetti investitori industriali sono tenuti a riconoscere al GSE corrispettivi, determinati dall'Autorità, “a sconto rispetto alle tariffe standard di stoccaggio” in ragione dei minori servizi offerti e, qualora i medesimi soggetti decidano di consegnare il gas naturale al GSE non in Italia ma sui mercati europei - all'uopo individuati dall'AEEG con l'articolo 4 del presente provvedimento - sono tenuti a riconoscere al GSE anche gli ulteriori corrispettivi che riflettono l'incidenza dei costi per il trasporto gas da detti mercati, nonché, qualora decidano di avvalersi della facoltà di non consegnare fisicamente il gas, i corrispettivi equivalenti ai costi da sostenere per approvvigionare il gas naturale su tali mercati europei.

Novità normative di settore (continua)

Secondo quanto disposto all'articolo 3 del provvedimento de quo, il soggetto co-finanziatore industriale che intenda avvalersi delle misure di anticipazione degli effetti dello sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio, dovrà sottoscrivere un apposito contratto predisposto dal GSE, all'interno del quale sono, tra l'altro, previste le modalità con cui tale soggetto è obbligato ad offrire in vendita nei sistemi di negoziazione gestiti dal GME le quantità di gas rese disponibili al medesimo dal GSE durante il periodo invernale.

Da ultimo, con il provvedimento de quo, il Regolatore dispone che gli oneri relativi alla differenza tra il costo sostenuto dal GSE per rendere disponibili i suddetti servizi ed i corrispettivi applicati ai soggetti investitori industriali aderenti saranno inclusi nei corrispettivi per i servizi di trasporto e bilanciamento applicati alla generalità dei clienti finali del mercato del gas naturale.

In applicazione delle disposizioni del D.Lgs n. 130/10, il servizio di cui sopra è fornito - con avvio operativo compatibile con un ciclo di stoccaggio di gas naturale nel periodo estivo per un suo utilizzo nel periodo invernale per l'anno termico con inizio dal 1° ottobre 2011 - dal GSE che, aggregando le richieste pervenute dei soggetti investitori industriali, può avvalersi funzionalmente dell'impresa maggiore

■ **Delibera ARG/gas 198/10** | “Proroga delle disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 13 settembre 2010, ARG/gas 142/10” | pubblicata il 22 novembre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/198-10arg.htm) | <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/198-10arg.htm>

Il Regolatore, con la delibera in commento, estende la validità temporale delle disposizioni transitorie adottate con precedente delibera 13 settembre 2010 ARG/gas n.142 in materia di applicazione dei corrispettivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di stoccaggio funzionali ad agevolare gli adempimenti di ricostituzione degli stoccaggi.

Tale deliberazione, facendo seguito agli indirizzi emanati in materia dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 2 settembre 2010, ha disposto l'applicazione di una disciplina transitoria di sospensione dei corrispettivi di bilanciamento per il superamento della capacità di iniezione nel sistema degli stoccaggi.

Recentemente il medesimo Ministero, con lettera del 28 ottobre 2010, ha invitato l'AEEG a valutare l'opportunità di estendere ulteriormente, fino al 31 marzo 2011, le misure di flessibilità per la gestione dei processi di riempimento degli stoccaggi.

Conseguentemente il Regolatore, con il provvedimento de quo, nel condividere e dare applicazione a quanto proposto dal MSE, dispone la proroga della validità delle disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della citata deliberazione ARG/gas 142/10, sino alla data del 31 marzo 2011.

■ **Delibera ARG/gas 202/10** | “Approvazione dei corrispettivi d’impresa e determinazione dei corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio e determinazione del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativi all’anno 2011, in attuazione della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 3 agosto 2010, ARG/Gas 119/10” | pubblicata il 24 novembre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/202-10arg.htm) | <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/202-10arg.htm>

Con la pubblicazione dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 119 del 3 agosto 2010, il Regolatore ha approvato la Parte II del “Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014” all'interno della quale sono definite le disposizioni di dettaglio per la “Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014” (di seguito: RTSG).

Con riferimento alla regolazione dei servizi di stoccaggio, con la delibera in oggetto, l'AEEG considera positivamente verificate e approva i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio di cui all'articolo 8, comma 9, della RTSG presentati in data 10 novembre 2010 dalle imprese di stoccaggio Edison Stoccaggio SpA e Stogit SpA per il prossimo anno 2011.

In particolare, l'Autorità, con la pubblicazione della Tabella 1 allegata al presente provvedimento, determina, ai sensi degli articoli 6 e 8 della RTSG, i corrispettivi unici per il servizio di stoccaggio validi per l'anno 2011.

A completamento del quadro regolatorio in materia, inoltre, l'Autorità, con la pubblicazione delle ulteriori tabelle allegate al provvedimento de quo, approva e determina rispettivamente, secondo quanto proposto per il 2011 dalle imprese di stoccaggio sopra richiamate:

- il corrispettivo transitorio per la remunerazione del servizio di misura svolto dalle imprese di stoccaggio “CMS”, disposto ai sensi dell'articolo 2, comma 4, della citata deliberazione ARG/gas 119/10 (Tabella 2);
- i coefficienti “ σ_s ” specifici d'impresa, di cui all'articolo 6, comma 3, della RTSG, applicati dalle imprese di stoccaggio alla capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione a stoccaggio, (Tabella 3);
- le proposte di riduzione percentuale, rispetto ai valori di riferimento indicati nella Tabella 1, dei corrispettivi unitari di iniezione f_{PI} e di erogazione f_{PE} , funzionali, ai sensi di quanto disposto dall'articolo 7, comma 2, della RTSG, all'offerta volontaria da parte delle imprese di stoccaggio della capacità di stoccaggio interrompibile (Tabella 4).

Gli appuntamenti

8-10 dicembre

Gabon International Gas, Oil and Mining Conference and Exhibition (GIGOM 2010)

Libreville, Gabon

Organizzatore: CubicGlobe

<http://www.gigom-gabon.com/>

9-12 dicembre

RENEX - International Trade Fair for Renewable Energy, Energy Efficiency, Water, Water Treatment, Environmental and Fluid Control Technologies

Istanbul, Turchia

Organizzatore: HFUSA

<http://www.hmsf.com/renex/eng/index.asp>

12 dicembre

Road Show - Fotovoltaico 2011: sviluppi normativi e tecnologici in Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

13 dicembre

Bentornata efficienza energetica

Milano, Italia

Organizzatore: IEFE

<http://portale.unibocconi.it/wps/allegatiCTP/Programma%2013%20dicembre.pdf>

13-14 dicembre

La presentazione di progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi

Milano, Italia

Organizzatore: Fire

www.fire-italia.it

14-16 dicembre

NUCLEAR POWER International

Orlando, FL, USA

Organizzatore: PennWell

<http://www.nuclearpowerinternational.com/index.html>

18-21 dicembre

IEEE EnergyCon 2010

Manama, Bahrain

Organizzatore: IEEE-EnergyCon 2010

<http://www.ieee-energycon.org/>



15 dicembre

Conformità ambientale e certificazione volontaria

Milano, Italia

Organizzatore: IEFE

http://portale.unibocconi.it/wps/allegatiCTP/Programma%20convegno_1.pdf

15-18 dicembre

ENERGY INDIA - International Trade Fair for Energy Efficiency and Decentralized Renewable and Conventional Energies

Mumbai, India

Organizzatore: HFUSA

<http://www.energy-india.org/>

16 dicembre

A Fair Price for Energy? Ownership versus Market Opening in the EU15

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM-IEFE

http://portale.unibocconi.it/wps/wcm/connect/Centro_IE-FEen/News/Next+Seminar

16 dicembre

Scenari di sviluppo del fotovoltaico dopo il III Conto Energia, del minieolico e delle biomasse: quali opportunità per le imprese e per il territorio

Matera, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

(continua)

18-21 dicembre

IEEE EnergyCon 2010

Manama, Bahrain

Organizzatore: IEE

<http://www.ieee-energycon.org/>

23 dicembre

Realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Edizioni Ambiente con il patrocinio di Sacert

http://www.reteambiente.it/repository/pagine/seminario_23_2_10.pdf

17-20 gennaio 2011

World Future Energy Summit "WFES"

Abu Dhabi

Organizzatore: ReedExpo

<http://www.worldfutureenergysummit.com/en/home.aspx>

18-20 gennaio 2011

Shale Gas World USA 2011

Dallas, TX, USA

Organizzatore: Terrapinn

<http://www.terrapinn.com/2011/shaleusa/>

19-20 gennaio 2011

6th Annual EU Energy Law & Policy Conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: Claeys Casteels

<http://www.euenergyconference.com>

28 gennaio 2011

Emission Trading: organizzazione del Carbon Market e attività del trader di CO2

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Borsa Italiana

<http://www.academy.londonstockexchange.com/attivita/corsi-in-aula/420/emission-trading-organizzazione-del-carbon-market-e-attivita-del-trader-di-c02>

31 gennaio – 2 febbraio 2011

Biannual - European Cross Border Power Trading Forum

Vienna, Austria

Building a secure and sustainable future for the electricity market is the target all of Europe is working towards. Market integration is the only way this goal can be achieved yet it can only be brought about if European markets are properly inter-

connected and market participants can access them without obstacles.

This marcus evans biannual event will build on June's success and examine how electricity trading, congestion and transit is influencing market participants in UK, CWE, CEE and SEE.

Delegates will be able to learn from the industry's key market players on how to achieve a fully opened electricity market through coordinated trading mechanisms (congestion, transit), market competition, increased interconnection usage and reduction of market player risks as well as generation of revenue in market based methods.

Achieving strong cross border interconnections has direct economic benefits and decreases generators possibility to exercise market power. Trading partners will learn the latest strategies to optimise security of supply and contribute to more stable electricity prices and thereby lower risk on investments.

For further information please email energyenquiries@marcusevansuk.com

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=17303&SectorID=3>



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. - Ricerche per l'economia e la finanza 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 cd 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.