

APPROFONDIMENTI

L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA SULLO SCENARIO DI MERCATO 2012

Roberto Bianchini, Donatella Bobbio REF-E Osservatorio Energia

■ Le previsioni circa l'andamento di domanda e prezzi sul mercato elettrico nel corso del 2012 sono caratterizzate da molteplici elementi di aleatorietà in grado di modificare anche profondamente lo scenario di riferimento. Oltre all'impatto della sempre più probabile recessione sul livello della domanda contendibile, a generare incertezza sul prezzo atteso è l'evoluzione dell'offerta di energia da impianti fotovoltaici.

Guidato da tassi di crescita molto più elevati di quanto osservato negli anni precedenti, il 2011 è stato caratterizzato da un incremento molto consistente di impianti fotovoltaici connessi alla rete, determinando un livello assoluto di MW installati in grado ormai di determinare conseguenze evidenti sui prezzi MGP. I dati a disposizione di REF-E circa la potenza installata mostrano che a partire da maggio 2011 un ingente numero di impianti fotovoltaici sta entrando in esercizio¹. Analizzando i dati da inizio 2010 ad oggi è possibile notare come la



potenza installata ad inizio estate 2011 segni un valore 8 volte superiore rispetto al dato di inizio 2010, con un trend che anche per il prossimo anno non è destinato a rallentare. Le previsioni REF sono infatti di un raddoppio della potenza installata entro fine 2012, con un valore a dicembre 2012 di circa 15000 MW. Le previsioni circa la quantità a chiusura 2012 sono state condotte sulla base dei dati a disposizione a metà dicembre scorso: la base di partenza (capacità a fine 2011) corrisponde alle previsioni GSE disponibili a quella data e pari a 12.2 GW². L'ingresso di nuova capacità nel corso del 2012 è stato stimato come somma della nuova capacità relativa agli

impianti di grande taglia, per i quali si ipotizza il raggiungimento del cap fissato dal decreto ministeriale 5 maggio 2011 (1.49 GW), e della nuova capacità relativa agli impianti di piccola taglia, che dovrebbero rappresentare poco meno del 50% dei nuovi ingressi, in linea con i dati storici relativi ai primi

▶ continua a pagina 31

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/2011**

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 11
 Mercati energetici europa
 pag 19
 Mercati per l'ambiente
 pag 24

■ **APPROFONDIMENTI**

L'impatto della generazione fotovoltaica sullo scenario di mercato 2012
 di Roberto Bianchini, Donatella Bobbio
 REF-E Osservatorio Energia
 pagina 31

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 37

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 41

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il 2011, se da un lato ha consolidato la crescita dell'offerta di energia elettrica, che in media oraria ha ampiamente superato i 60.000 MWh, dall'altro, perdurando la fase di stagnazione economica, ha prodotto una nuova contrazione del fabbisogno di energia che ha anche depresso la liquidità del mercato scesa al 57,9%. Nonostante la bassa domanda elettrica, i crescenti costi di produzione di energia elettrica, ed

in particolare quelli legati ai prezzi dei combustibili sui mercati internazionali (Brent dated oltre il 33%), hanno determinato un rialzo del prezzo dell'energia nella borsa elettrica (PUN) che, dopo la sostanziale stabilità dei due anni precedenti, nel 2011 è salito a 72,23 €/MWh (+12,6%). Infine il 2011 ha visto la crescita del mercato a termine dell'energia elettrica, dove i contratti scambiati (oltre 8.000) sono quintuplicati rispetto al 2010 (+403,8%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel 2011 è stato pari a 72,23 €/MWh, in aumento di 8,11 €/MWh rispetto al 2010 (+12,6%) (Tabella 1). L'analisi per gruppi di ore rivela che nelle ore di picco il PUN è aumentato di 5,95 €/MWh dal minimo dello scorso anno, portandosi a 82,71 €/MWh (+7,7%), ma ben distante dai 114,38 €/MWh del 2008 (Grafico 1). Più consistente l'aumento nelle ore fuori picco dove il prezzo è cresciuto di 9,37 €/MWh attestandosi a 66,71 €/MWh (+16,3%). Il rapporto prezzo picco/baseload, in costante

discesa nell'ultimo quinquennio, ha raggiunto il minimo storico di 1,15. I prezzi di vendita sono aumentati in tutte le zone con tassi di crescita differenziati. La Sicilia, che ha registrato il rialzo più contenuto (+3,8%), è la zona dal prezzo più alto pari a 93,11 €/MWh. Per contro il Sud, che invece ha segnato il rialzo più marcato (+17,0%), con 69,04 €/MWh, si conferma la zona dal prezzo più basso. Nelle altre zone continentali il prezzo si è allineato poco sopra i 70 €/MWh, mentre in Sardegna si è attestato a 79,93 €/MWh (Grafico 2).

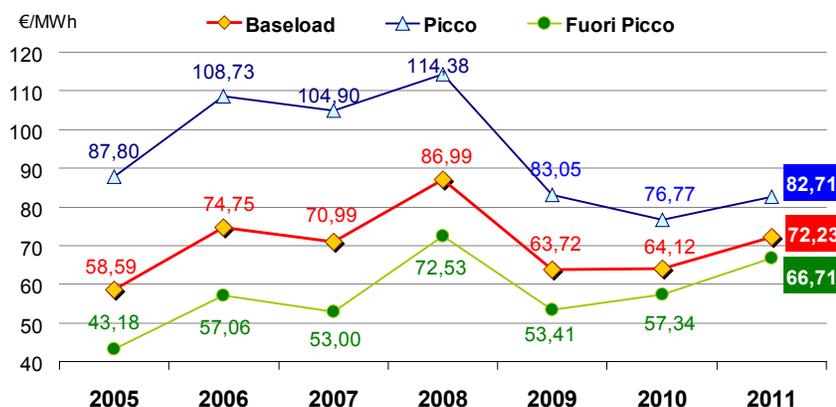
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2011	2010	Var vs 2010		Borsa		Sistema Italia		2011	2010
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2010	MWh	Var vs 2010		
Baseload	72,23	64,12	8,11	12,6%	20.588	-9,6%	35.559	-2,2%	57,9%	62,6%
<i>Picco</i>	82,71	76,77	5,95	7,7%	25.231	-6,3%	43.155	-2,0%	58,5%	61,1%
<i>Fuori picco</i>	66,71	57,34	9,37	16,3%	18.140	-11,7%	31.554	-2,1%	57,5%	63,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

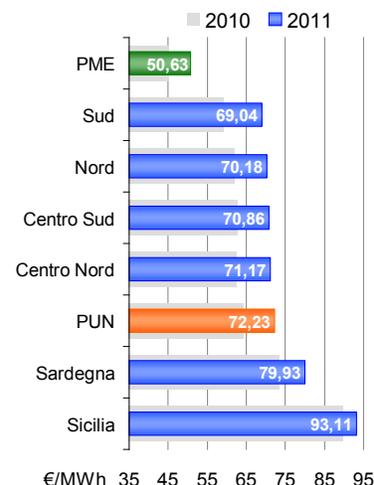
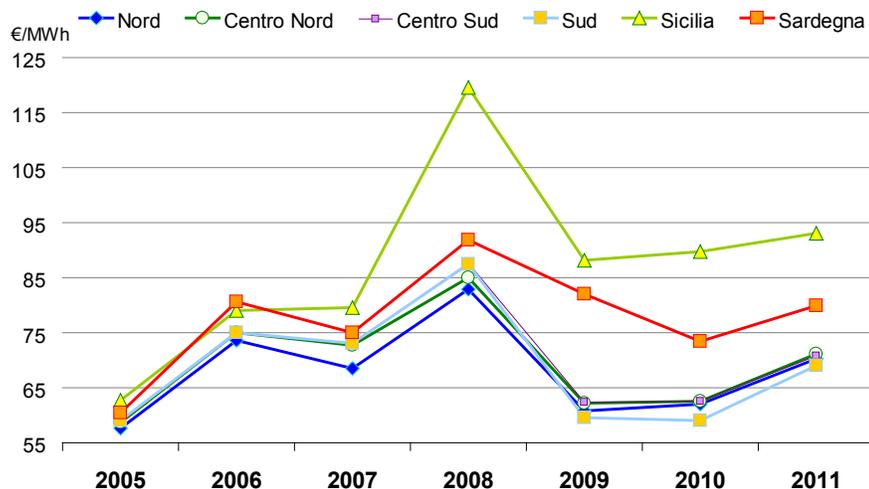
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Nel 2011 gli scambi di energia elettrica nel Sistema Italia sono scesi a 311,5 milioni di MWh (-2,2% rispetto al 2010). La flessione scatta da un lato un'analogica dinamica dei volumi scambiati nella borsa dell'energia elettrica, pari a 180,3 milioni di MWh

(-9,6%), dall'altro la conferma del trend espansivo degli scambi bilaterali, saliti a 131,1 milioni di MWh (+10,1% sul 2010). Pertanto la liquidità del mercato ha ceduto 4,7 punti percentuali rispetto al 2010, portandosi al 57,9% (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	180.347.000	-9,6%	57,9%
Operatori	108.533.768	-10,3%	34,8%
GSE	39.296.282	-15,8%	12,6%
Zone estere	32.064.887	1,4%	10,3%
Saldo programmi PCE	452.062	128,1%	0,1%
Contratti bilaterali	131.146.877	10,1%	42,1%
Zone estere	17.804.825	4,0%	5,7%
Zone nazionali	113.794.114	11,4%	36,5%
Saldo programmi PCE	-452.062	-	-
VOLUMI VENDUTI	311.493.877	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	226.643.492	18,7%	
OFFERTA TOTALE	538.137.369	5,6%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

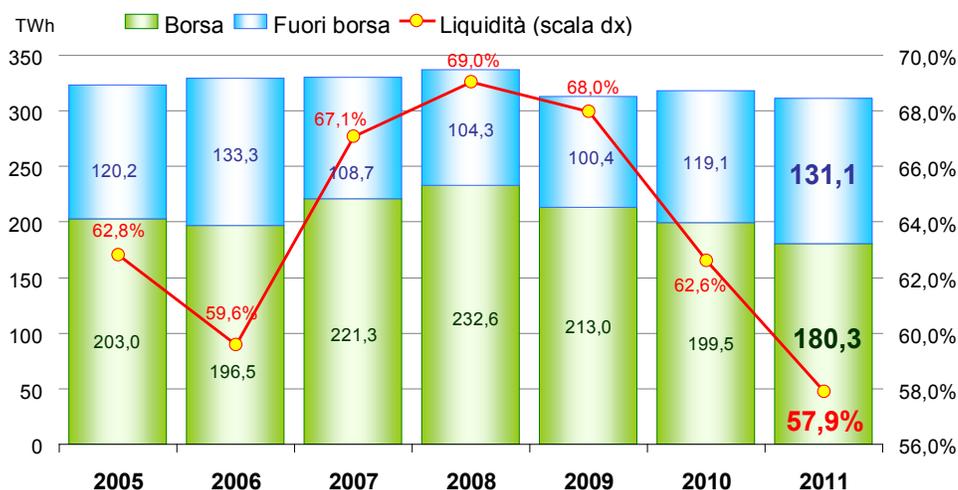
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	180.347.000	-9,6%	57,9%
Acquirente Unico	47.926.296	-1,1%	15,4%
Altri operatori	110.275.635	-17,9%	35,4%
Pompaggi	945.759	-66,9%	0,3%
Zone estere	3.102.694	-9,3%	1,0%
Saldo programmi PCE	18.096.615	74,2%	5,8%
Contratti bilaterali	131.146.877	10,1%	42,1%
Zone estere	416.390	1,8%	0,1%
Zone nazionali AU	36.786.812	-12,1%	11,8%
Zone nazionali altri operatori	112.040.290	28,4%	36,0%
Saldo programmi PCE	-18.096.615	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	311.493.877	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	26.716.312	0,8%	
DOMANDA TOTALE	338.210.189	-2,0%	

(continua)

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 308,0 milioni di MWh, hanno registrato una flessione del 2,1%; in evidenza la zona più industrializzata, il Nord, con un calo del 4,0%; in controtendenza la Sardegna (+14,3%). In diminuzione anche gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 3,5 milioni di MWh (-8,1%) che hanno rappresentato poco più dell'1% degli acquisti complessivi del Sistema Italia (Tabella 4). Le vendite delle unità di produzione nazionali di energia

elettrica, pari a 261,6 milioni di MWh, sono diminuite del 3,0%; a livello territoriale il calo ha interessato tutte le zone ad eccezione della Sardegna (+4,5%) e del Centro Sud (+9,1%) dove la crescita è stata sostenuta dai nuovi gruppi a carbone. Segno positivo anche per le vendite sulle zone estere (importazioni), salite a 49,9 milioni di MWh (+2,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	243.642.266	27.813	+8,9%	129.923.571	14.831	-5,6%	165.481.797	18.891	-4,0%
Centro Nord	40.447.794	4.617	+2,6%	20.158.701	2.301	-8,4%	33.978.128	3.879	-1,4%
Centro Sud	71.389.804	8.150	+6,9%	31.207.373	3.562	+9,1%	49.611.153	5.663	-1,6%
Sud	82.005.714	9.361	+8,3%	49.582.393	5.660	-3,1%	25.548.161	2.916	-0,2%
Sicilia	30.034.379	3.429	-7,2%	19.166.424	2.188	-0,9%	19.857.925	2.267	-0,8%
Sardegna	18.358.255	2.096	+3,6%	11.585.702	1.323	+4,5%	13.497.630	1.541	+14,3%
Totale nazionale	485.878.212	55.466	+6,6%	261.624.164	29.866	-3,0%	307.974.793	35.157	-2,1%
Estero	52.259.157	5.966	-3,0%	49.869.713	5.693	+2,3%	3.519.084	402	-8,1%
Sistema Italia	538.137.369	61.431	+5,6%	311.493.877	35.559	-2,2%	311.493.877	35.559	-2,2%

L'analisi delle vendite nazionali per tecnologia di produzione se da un lato rivela la netta flessione degli impianti a ciclo combinato (-7,4%) e di quelli idroelettrici (-12,3%), dall'altro evidenzia la crescita di alcuni impianti a energia rinnovabile: eolici (+29,0%) e geotermici (+5,2%). In crescita, come detto, anche le vendite degli impianti a carbone (+19,9%)

(Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite di questi ultimi è salita all'11,2% (era 9,1% nel 2010), mentre quella degli impianti a ciclo combinato è scesa al 52,9% (55,4% nel 2010). Meno rilevanti le variazioni delle quote degli altri impianti (Grafico 4).

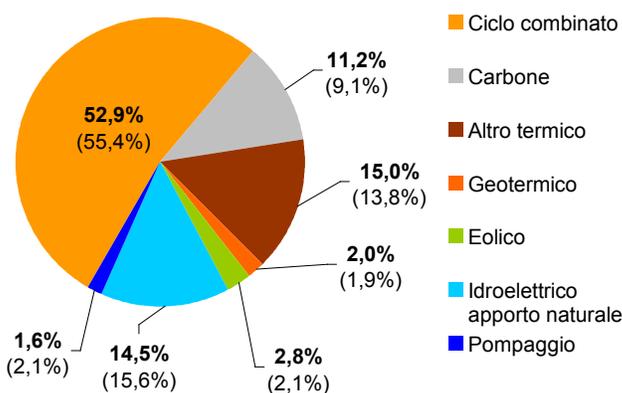
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto: media oraria

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	11.011	-4,5%	2.008	-5,6%	3.040	+14,1%	5.070	-3,8%	1.932	-1,8%	1.175	+4,8%	24.236	-1,8%
Ciclo combinato	8.393	-5,9%	1.229	-10,8%	1.202	-13,6%	2.840	-11,0%	1.680	-0,3%	460	-7,5%	15.804	-7,4%
Carbone	997	-4,5%	13	-49,3%	1.508	+51,7%	149	+2,7%	-	-	678	+16,6%	3.345	+19,9%
Geotermico	-	-	609	+5,4%	-	-	2	-35,9%	-	-	-	-	611	+5,2%
Altro termico	1.620	+3,2%	156	+8,5%	330	+17,5%	2.079	+7,6%	252	-10,7%	37	-12,1%	4.476	+5,3%
Idroelettrico	3.811	-8,7%	290	-23,6%	368	-23,5%	203	-33,4%	53	-17,1%	70	+4,1%	4.795	-12,3%
Apporto naturale	3.469	-5,8%	261	-25,4%	322	-20,4%	203	-33,4%	22	-13,0%	45	+2,3%	4.322	-10,2%
Pompaggio	342	-30,1%	29	-2,3%	46	-39,8%	-	-	31	-19,7%	25	+7,4%	473	-28,0%
Eolico	10	+196,6%	3	-21,2%	154	+29,7%	387	+45,6%	203	+14,2%	77	-0,1%	836	+29,0%
Totale Impianti	14.831	-5,6%	2.301	-8,4%	3.562	+9,1%	5.660	-3,1%	2.188	-0,9%	1.323	+4,5%	29.866	-3,0%

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



Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini
dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il Mercato Infragiornaliero (MI), operativo dal novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA), nel 2011 si è arricchito di due nuove sessioni più prossime al momento dello scambio fisico dell'energia (MI3 ed MI4) che si sono aggiunte alle preesistenti (MI1 ed MI2). Nel 2011 il prezzo medio

d'acquisto di MI1 ed MI2, pari rispettivamente a 71,22 e 70,17 €/MWh, è risultato inferiore a quello di MGP (72,23 €/MWh), come pure il prezzo d'acquisto su MI3 e MI4, se si limita il confronto (vedi nota tabella 6) alle ore della giornata in cui si possono presentare le offerte su MI3 (13-24) e su MI4 (17-24) (Tabella 6).

Tabella 6: MI, prezzi medi e confronto con MGP

Fonte: GME

MERCATI (periodi rilevanti)	MGP	MI1	MI2	MI3	MI4	
	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)	(17-24 h)	
€/MWh						
Prezzo d'acquisto*	72,23	71,22 (-1,4%)	70,17 (-2,9%)	75,00 (-4,4%)	79,34 (-2,0%)	
Prezzi di vendita	Nord	70,18	67,97 (-3,1%)	67,94 (-3,2%)	73,38 (-2,6%)	75,52 (-2,4%)
	Centro Nord	71,17	68,87 (-3,2%)	68,91 (-3,2%)	74,88 (-2,7%)	77,55 (-2,1%)
	Centro Sud	70,86	68,71 (-3,0%)	68,41 (-3,5%)	74,76 (-2,7%)	77,49 (-2,2%)
	Sud	69,04	67,42 (-2,3%)	66,76 (-3,3%)	72,43 (-3,3%)	75,61 (-2,8%)
	Sicilia	93,11	90,16 (-3,2%)	80,02 (-14,1%)	84,20 (-22,9%)	88,28 (-22,6%)
	Sardegna	79,93	80,16 (+0,3%)	78,67 (-1,6%)	81,30 (-6,3%)	87,03 (-3,2%)

* Il prezzo d'acquisto delle sessioni di MI è calcolato come media dei prezzi zonali ponderati con gli acquisti.

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti

(continua)

Il tasso di crescita annuo del prezzo d'acquisto registrato su MI1 (+11,8%) e MI2 (+10,2%) è risultato lievemente più contenuto rispetto a quello di MGP (+12,6%).

Tabella 7: MI, volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME

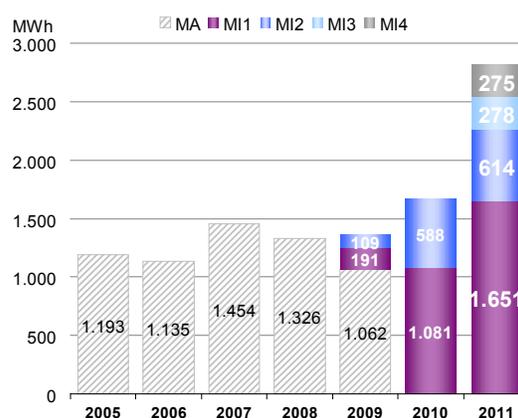
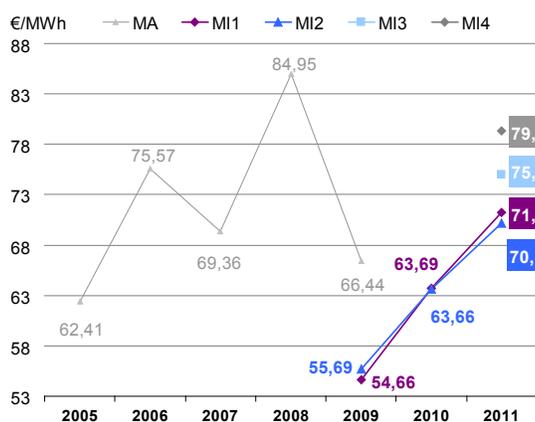
MERCATI (periodi rilevanti)	MI1 (1-24 h)		MI2 (1-24 h)		MI3 (13-24 h)		MI4 (17-24 h)	
	MWh							
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Nord	1.014	912	380	385	144	141	141	132
Centro Nord	98	92	30	40	20	21	25	24
Centro Sud	117	137	60	63	36	45	36	52
Sud	208	342	89	62	54	46	49	43
Sicilia	157	74	37	30	13	11	15	14
Sardegna	40	42	14	16	12	15	8	10
Totale Nazionale	1.633	1.598	610	596	278	278	275	275
Estero	18	54	5	18	0	0	0	0
Sistema Italia	1.651	1.651	614	614	278	278	275	275

I volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero nelle quattro sessioni sono aumentati del 49,6% rispetto al 2010. MI1, con 14,5 milioni di MWh, è cresciuto del 52,8%, più contenuto l'aumento su MI2 con volumi pari a 5,4 milioni MWh (+4,5%);

sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4 sono stati scambiati rispettivamente volumi pari a 1,2 milioni di MWh e 802 mila MWh (Tabella 7 e Grafico 5).

Grafico 5: MA/MI, prezzi e volumi scambiati. Media oraria

Fonte: GME



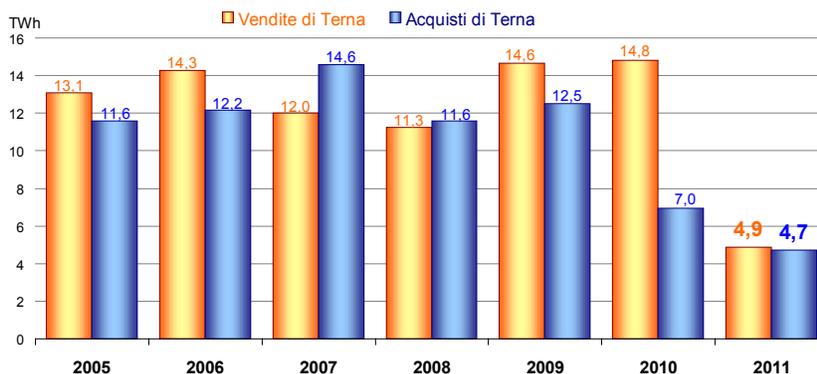
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ex-ante, nel 2011, rileva una indicativa riduzione sia sul fronte degli acquisti che su quello delle vendite da parte di Terna. Particolarmente rilevante la contrazione delle vendite passate dai 14,8 milioni di

MWh del 2010 ai 4,9 milioni di MWh del 2011 (-67,1%). Gli acquisti, che già nel 2010 avevano subito un ridimensionamento rispetto ai livelli degli anni precedenti, sono ulteriormente scesi a 4,7 milioni di MWh (-32,1%) (Grafico 6).

Grafico 6: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato elettrico a termine (MTE), nel 2011, sono stati scambiati 8.228 contratti (6.018 baseload e 2.210 peakload), pari a complessivi 31,7 milioni MWh, con una crescita del 403,8% rispetto all'anno precedente (Tabella 8). Le posizioni aperte a fine anno ammontavano a 23.539 MW, per un totale di 27,9 milioni

di MWh (Grafico 7). Il prodotto su cui si è concentrato il maggior numero di scambi è stato l'annuale 2012 sia baseload che peakload (rispettivamente 2.798 MW e 959 MW) che ha chiuso l'anno con un prezzo di controllo pari rispettivamente a 76,64 e 86,70 €/MWh.

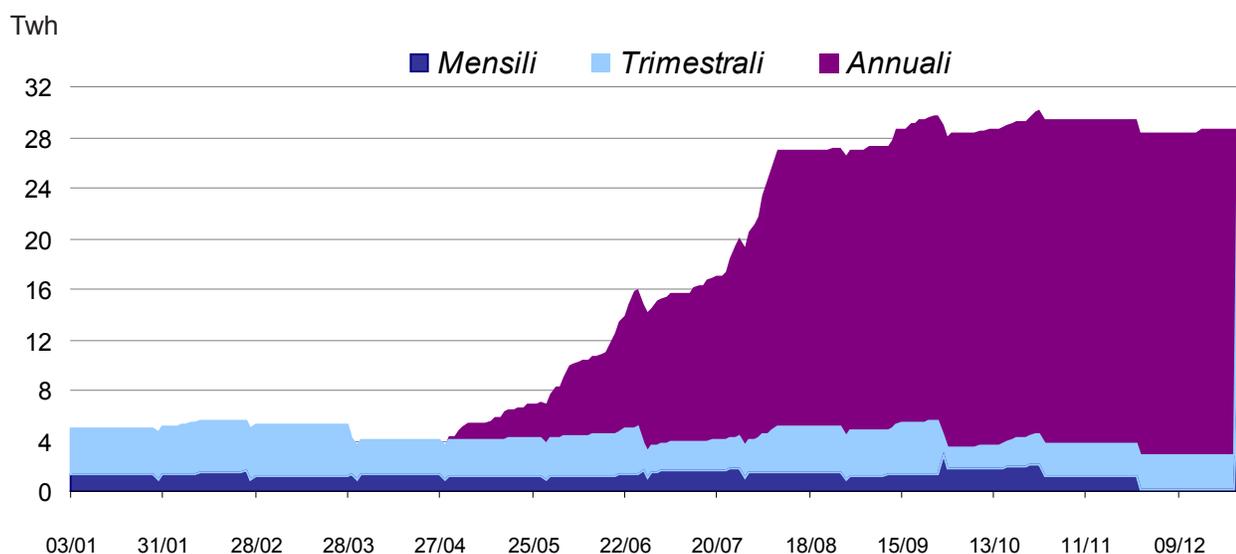
Tabella 8: MTE, prodotti negoziati nel 2011

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD										
	Negoziazioni		Contratti		Volumi mercato		Volumi otc		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	95	+49	1.300	+935	752.160	179,0%	208.040	-	960.200	256,2%
<i>Trimestrali</i>	152	+64	1.920	+1.600	4.214.410	499,7%	-	-	4.214.410	499,7%
<i>Annuali</i>	261	+218	2.798	+2.337	23.040.432	470,5%	1.537.200	-	24.577.632	508,6%
Totale	508	+331	6.018	+4.872	28.007.002	458,9%	1.745.240	-	29.752.242	493,8%
PRODOTTI PEAK LOAD										
<i>Mensili</i>	48	-40	570	-67	124.680	-24,1%	27.600	-	152.280	-7,3%
<i>Trimestrali</i>	63	-19	681	+378	532.020	124,5%	-	-	532.020	124,5%
<i>Annuali</i>	78	+65	959	+679	3.003.588	243,8%	-	-	3.003.588	243,8%
Totale	189	+6	2.210	+990	3.660.288	187,1%	27.600	-	3.687.888	189,3%

Grafico 7: MTE, evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro nell'anno 2011, con un aumento del 25,3% rispetto all'anno precedente, hanno raggiunto 296,1 milioni di MWh. Il 2,7% delle registrazioni (7,9 milioni MWh) ha avuto origine nel Mercato elettrico a termine (MTE), nessuna, invece, dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) (solo 97 mila MWh nel 2010). Per quanto riguarda il profilo delle registrazioni, i contratti non-standard, anche nel 2011, sono stati quelli più utilizzati dagli operatori (60,3% del totale), e hanno evidenziato un maggiore dinamismo (+32,3%). Tra i contratti standard, cresciuti del +9,6%, bene i baseload (+20,0%), male i peak (-21,0%) e gli off peak (-14,6%) (Tabella 9).

Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 187,0 milioni di MWh, anche questa mai così

alta in passato (+21,6% sul 2010).

Il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in costante crescita dall'avvio della PCE nel 2007, ha raggiunto il massimo storico a quota 1,58 (Grafico 8).

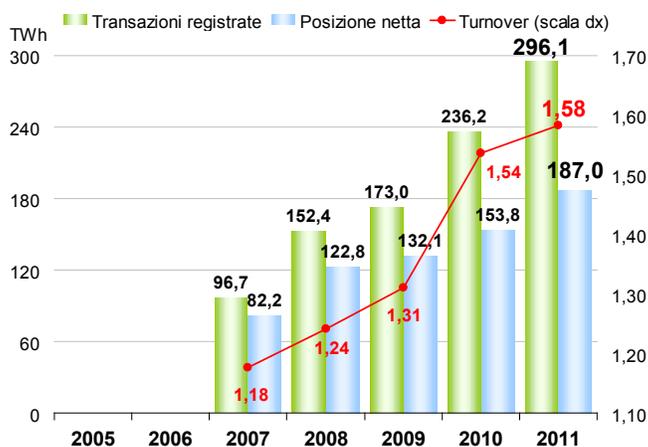
Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 131,6 milioni di MWh (+10,3%); nei conti in prelievo 149,2 milioni di MWh (+15,2%) (Tabella 9). Gli sbilanciamenti a programma, ed in particolare quelli dei conti in immissione, hanno segnato ancora un forte aumento a riprova del crescente ricorso degli operatori a quest'importante strumento di flessibilità. Come nel 2010 gli sbilanciamenti a programma dei conti in immissione hanno superato quelli dei conti in prelievo invertendo la tendenza degli anni precedenti (Grafico 9).

Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2011 e programmi

Fonte: GME

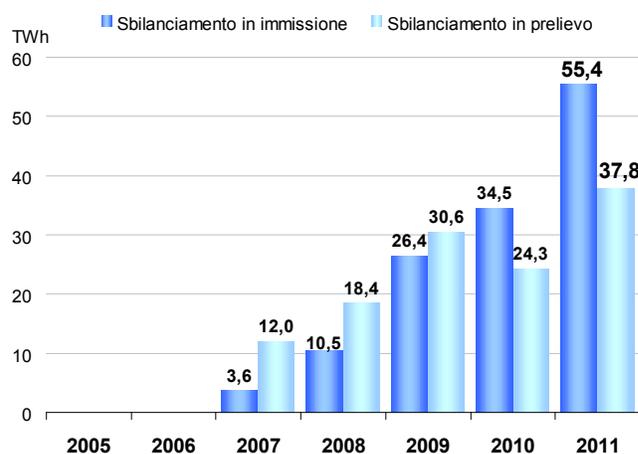
TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI							
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo				
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura		
Baseload	87.578.438	20,0%	29,6%								
Off Peak	8.858.792	-14,6%	3,0%								
Peak	13.203.103	-21,0%	4,5%								
Week-end	19.591	60,1%	0,0%								
Totale Standard	109.659.924	9,6%	37,0%								
Totale Non standard	178.482.075	32,3%	60,3%								
PCE bilaterali	288.141.999	22,6%	97,3%								
MTE	7.924.827	613,1%	2,7%								
CDE	0	-100,0%	0,0%								
Totale	296.066.826	25,3%	100,0%								
Posizione netta	187.008.644	21,6%									
				Richiesti							
				134.676.382	11,3%	100,0%	149.275.227	15,2%	100,0%		
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>							
				35.963.315	42,3%	26,7%	-	-100,0%	0,0%		
				Registrati							
				131.598.939	10,3%	97,7%	149.243.492	15,2%	100,0%		
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>							
				33.115.006	38,5%	24,6%	-	-	0,0%		
				Rifiutati							
				3.077.442	76,7%	2,3%	31.735	-29,6%	0,0%		
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>							
				2.848.310	108,8%	2,1%	-	-100,0%	0,0%		
				Saldo programmi							
				452.062	128,1%		18.096.615	74,2%			

Grafico 8: PCE, transazioni registrate e programmi



Fonte: GME

Grafico 9: PCE, sbilanciamenti



Fonte: GME

PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Il market coupling fra l'Italia e la Slovenia, ad un anno dall'avvio, si conferma un'esperienza positiva, come testimonia il livello dei volumi e l'efficienza nell'allocatione della capacità transfrontaliera rispetto all'asta esplicita.

In primo luogo il nuovo meccanismo ha allocato una capacità media pari a 132 MW, circa il 28% della capacità complessiva tra i due paesi, valore nettamente superiore sia ai volumi trattati nel 2010 in aste giornaliere (37 MW) sia alla quota ad esso inizialmente riservata (35 MW).

In secondo luogo l'asta implicita ha lavorato sempre coerentemente con i prezzi di equilibrio della zona nord del sistema italiano e della borsa BSP. Questi nel 2011 sono risultati rispettivamente pari a 70,18€/MWh e 57,20€/MWh determinando

un differenziale di prezzo di 12,98 €/MWh che ha evidentemente favorito l'import di energia verso l'Italia. Analogamente ai livelli medi, su base oraria, il prezzo della zona italiana è risultato nell'80% delle ore superiore a quello sloveno e nel restante 20% ad esso allineato, con la piccola eccezione dello 0,03% delle ore in cui si è assistito ad una inversione dei prezzi. In tale contesto il market coupling ha determinato il flusso di energia nel 96,7% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,3% in export verso la Slovenia, a fronte della capacità assegnata in asta esplicita risultata nel 100% delle ore in import verso l'Italia, completamente insensibile al differenziale di prezzo tra le due borse, e inefficiente per sottoutilizzo nel 1,77% delle ore e per uso antieconomico per lo 0,03% delle ore.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling nel 2011

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)			N° di ore (%)			Capacità (MW)			
	Pz Nord	Pz BSP*	Delta Pz Nord - Pz BSP	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Market Coupling	Quota riservata	Asta esplicita	Totale
Baseload	70,18	57,20	12,98	80,10%	19,86%	0,03%	132	35	331	463
Picco	79,90	69,79	10,11	24,98%	9,51%	0,03%	49	12	123	172
Fuori Picco	62,85	52,58	10,27	27,36%	7,16%	0,00%	46	12	118	165
Festivo	67,51	48,31	19,20	27,76%	3,20%	0,00%	37	11	89	126

* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME

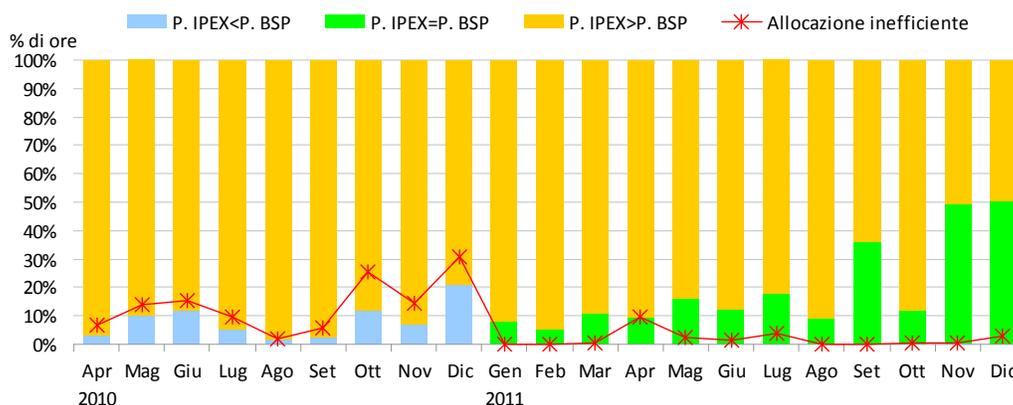
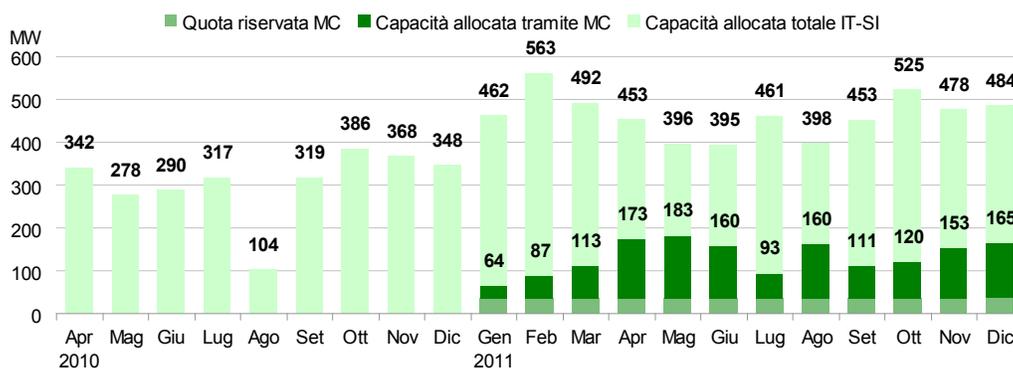


Grafico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera nel 2011

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		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	129	331	96,69%	100,00%	96,69%	98,20%	0,00%	1,77%	0,00%	0,03%
Export	3	0	3,31%	0,00%	3,31%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Totale	132	331	100,00%	100,00%	100,00%	98,20%	0,00%	1,77%	0,00%	0,03%

Tabella 3: Esiti del Market Coupling a dicembre

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)						N° di ore (%)			Capacità (MW)
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Delta Pz Nord - Pz BSP	Delta Pz Nord - Pz BSP M-1	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
Baseload	77,91	+0,4%	63,40	-9,8%	14,51	8,01	49%	51%	0%	165
Picco	90,97	-1,4%	83,26	-5,0%	7,71	4,87	10%	23%	0%	59
Fuori Picco	65,08	-3,3%	56,12	-7,1%	8,96	7,23	16%	16%	0%	59
Festivo	77,71	+7,3%	51,97	-15,2%	25,74	12,59	24%	12%	0%	47

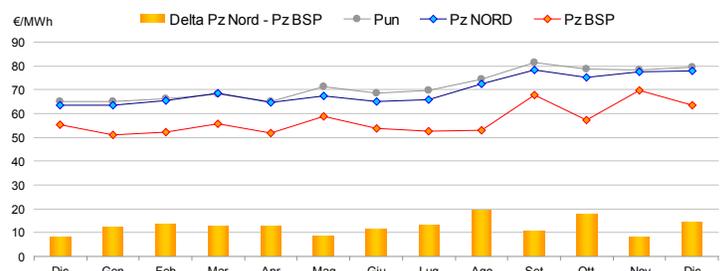
* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Tabella 4: Analisi performance della connessione transfrontaliera a dicembre

Fonte: GME

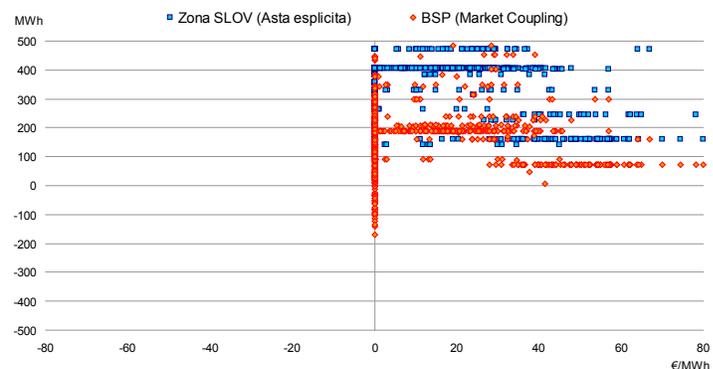
	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
Import	161	319	94,9%	100,0%	94,9%	97,3%	0,0%	2,7%	0,0%	0,0%
Export	3	0	5,1%	0,0%	5,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	165	319	100,0%	100,0%	100,0%	97,3%	0,0%	2,7%	0,0%	0,0%

Grafico 3: andamento dei prezzi



Fonte: GME

Grafico 4: Relazione tra delta Pz Nord- Pz BSP e flusso transfrontaliero



Fonte: GME

Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Il 2011 si chiude con una domanda di gas in decisa flessione rispetto all'anno precedente. Il lieve aumento dei consumi industriali non compensa la forte contrazione dei consumi termoelettrici, favorita dalla crescita delle fonti rinnovabili e degli impianti di distribuzione. I prezzi registrati sul PSV, sotto la spinta rialzista del Brent, evidenziano il secondo incremento annuo consecutivo riportandosi sui livelli record del 2008 e confermandosi nettamente superiori alle

quotazioni dei principali hub europei.

I mercati spot del gas gestiti dal GME, al loro primo anno di pieno funzionamento, non evidenziano ancora un'apprezzabile liquidità, sebbene in alcuni specifici momenti dell'anno, ad esempio all'inizio della crisi libica, siano risultati moderatamente vivaci. A dicembre si segnala l'entrata in operatività della piattaforma di bilanciamento del gas naturale (PB-GAS).

Dopo la modesta ripresa del 2010, l'anno 2011 si chiude con un calo dei consumi del 6% che riporta la domanda complessiva ai livelli del 2009 (77.415 MCM), dunque abbondantemente al di sotto dei livelli "pre-crisi" del 2008. Il calo, tuttavia, è sostanzialmente imputabile a fattori climatici, come testimonia la contrazione dei consumi domestici (-8%), e al forte sviluppo delle fonti rinnovabili, che ha indotto un calo sensibile dei consumi termoelettrici (-7%) particolarmente sensibile nell'ultimo trimestre, pur in un contesto di domanda elettrica sostanzialmente stabile. Tali fenomeni sono stati particolarmente sensibili nel mese di dicembre, in cui le due variabili sono scese rispettivamente del 18% e del 23% sull'anno prima. In controtendenza solo i consumi del comparto industriale che, a dispetto di una riduzione tendenziale sensibile nell'ultimo mese (-4%), hanno segnato su base annua un apprezzabile +2%. In generale la minor domanda è stata fronteggiata sia tramite la contrazione delle importazioni (70.276 MCM, -7%), che permangono comunque superiori ai livelli del 2009, sia

attraverso un maggior ricorso all'accumulo degli stoccaggi (+41%), che risulta uniformemente distribuito durante tutto l'anno e che continua a segnalare un contributo netto di segno opposto a quello del 2009, a compensare la parziale rigidità delle strutture di approvvigionamento import ancora largamente dominate da contratti take or pay. Il calo dell'import su base annua si è concentrato sui gasdotti africani, soprattutto quello proveniente dalla Libia (Gela -75%) interrotto per un lungo periodo a causa della guerra civile, mentre si osserva il ritorno alla normalità del Transgas (Passo Gries +39%), che lo scorso anno era stato chiuso per una manutenzione straordinaria. Di contro il dato di dicembre evidenzia un calo generalizzato delle importazioni su tutti i punti di ingresso, ad eccezione del Passo Gries per i suddetti motivi. La produzione nazionale, che costituisce circa l'11% dell'offerta, rimane sostanzialmente stabile su base annua (-1%) mostrando invece una forte crescita tendenziale nel mese di dicembre (+12%).



(continua)

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Domanda	2011 (MCM)	2010 (MCM)	2009 (MCM)	Δ% 2011/2010
Totale Prelevato	77.415	82.671	77.681	-6%
Impianti di Distribuzione	33.605	36.521	33.968	-8%
Consumi Termoelettrici	27.676	29.818	28.672	-7%
Consumi Industriali	13.529	13.319	12.133	+2%
Rete terzi e consumi di sistema	2.607	3.018	2.909	-14%
Offerta	2011 (MCM)	2010 (MCM)	2009 (MCM)	Δ% 2011/2010
Import	70.276	75.165	68.676	-7%
Produzione Nazionale	8.040	8.146	8.229	-1%
Sistemi di stoccaggio	-902	-640	776	+41%
PSV	2011 (€/MWh)	2010 (€/MWh)	2009 (€/MWh)	Δ% 2011/2010
Prezzo medio	28,27	23,34	18,41	+21%
min	23,40	18,00	12,20	+30%
max	36,00	30,00	37,00	+20%
Punti di Entrata	2011 (MCM)	2010 (MCM)	2009 (MCM)	Δ% 2011/2010
Totale Import	70.276	75.165	68.676	-7%
Mazara del Vallo	21.563	26.288	n.d.	-18%
Tarvisio	26.451	22.492	n.d.	+18%
Passo Gries	10.855	7.826	n.d.	+39%
Gela	2.338	9.410	n.d.	-75%
Gorizia	154	132	n.d.	+16%
Panigaglia (GNL)	1.892	1.979	n.d.	-4%
Cavarzere (GNL)	7.024	7.038	n.d.	-0%

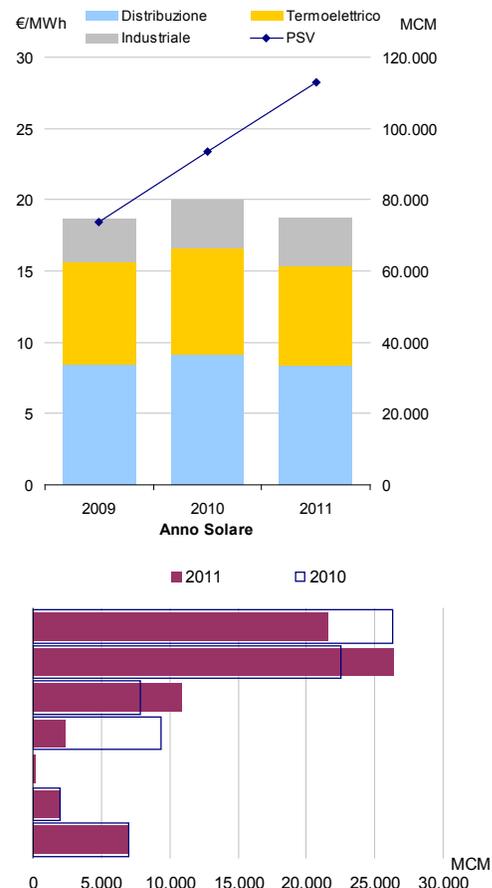
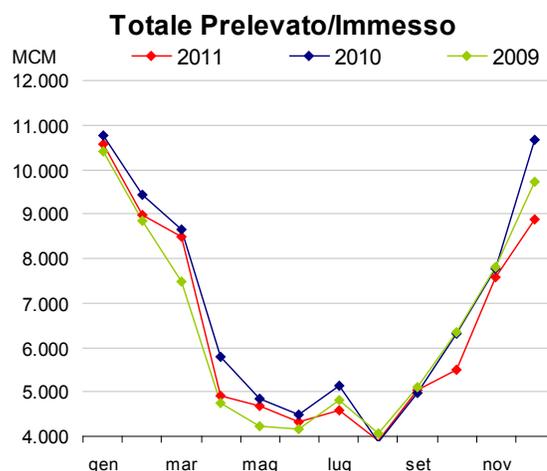


Figura 2: Gas Naturale, bilancio gas trasportato in dicembre

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	8.876	-17%
Impianti di Distribuzione	5.283	-18%
Consumi Termoelettrici	2.138	-23%
Consumi Industriali	1.104	-4%
Rete terzi e consumi di sistema	351	+3%
Offerta	8.876	-17%
Import	6.098	-22%
Produzione Nazionale	723	+12%
Sistemi di stoccaggio	2.055	-7%



(continua)

Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

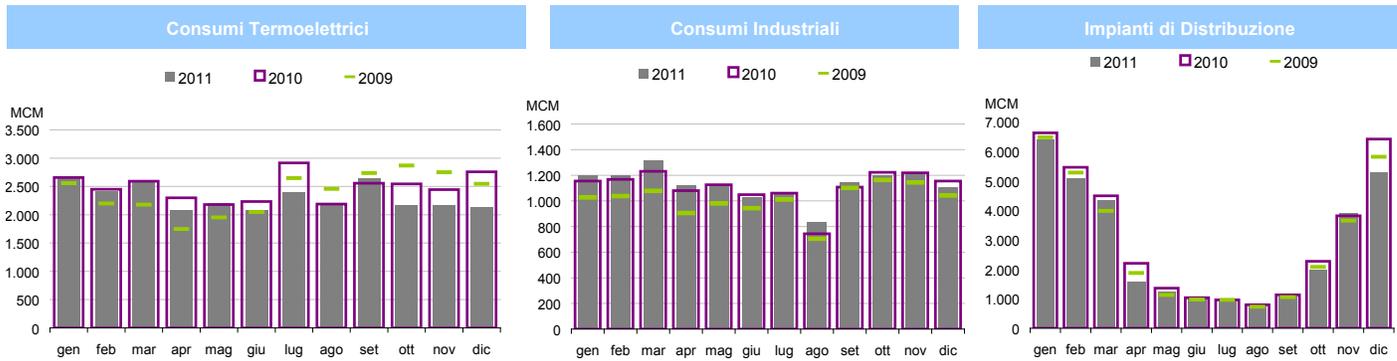


Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: Snam Rete Gas

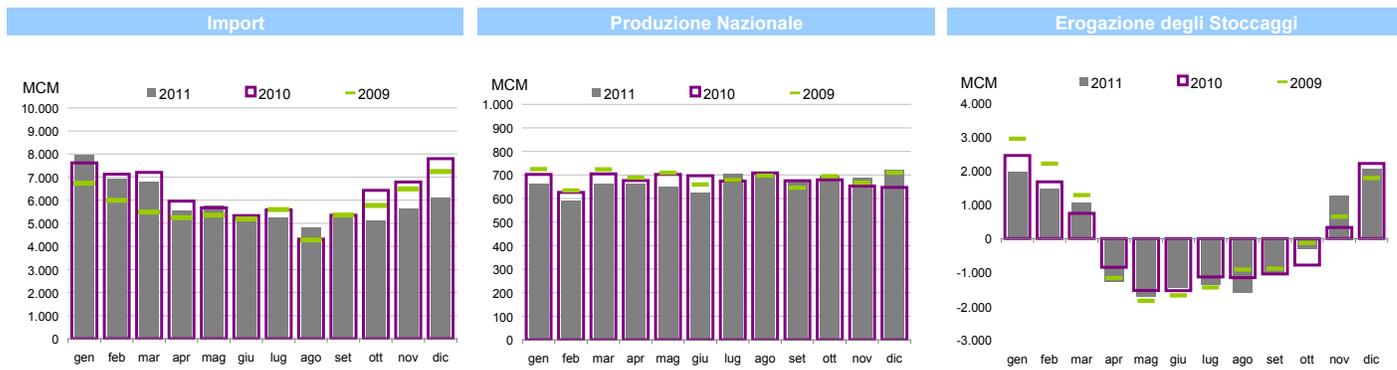


Figura 3: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import di dicembre

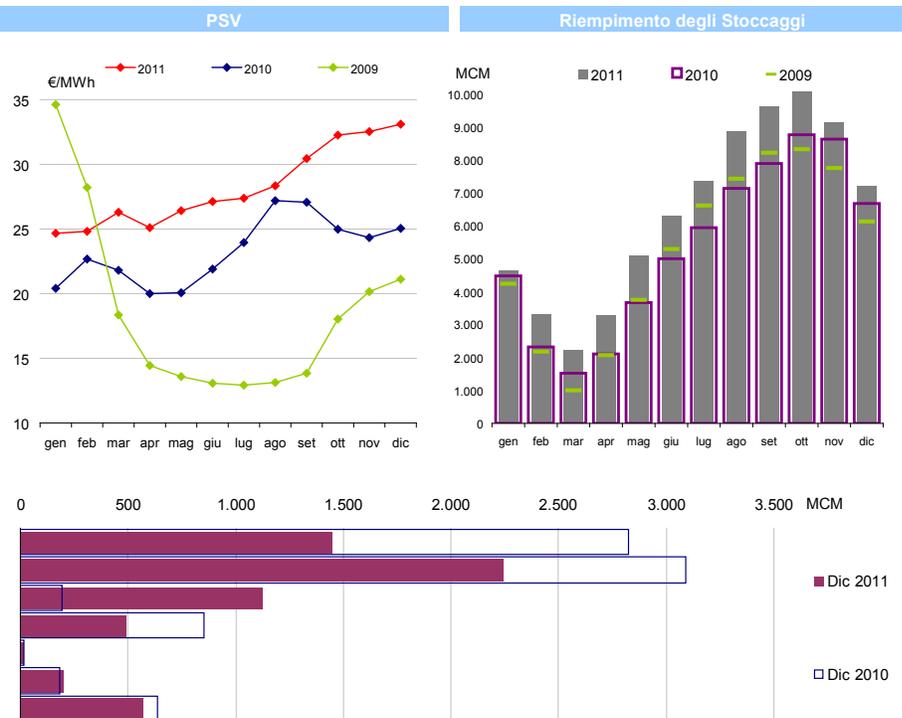
Fonte: Snam Rete Gas

PSV	€/MWh	Δ% Tend
Prezzo medio	33,10	+32%
min	32,30	+32%
max	33,60	+32%

Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
Stoccaggio (stock level)	7.195	+8%
Erogazione (flusso out)	2055	-10%
Iniezione (flusso in)	0	-100%
Flusso netto	2055	-7%
Totale Spazio Conferito	10.296	+9%
Quota su spazio conferito (%)	70%	-1 p.p.

Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	331	+2%
Import medio giornaliero	190	-24%
Quota di utilizzo (%)	58%	-20 p.p.

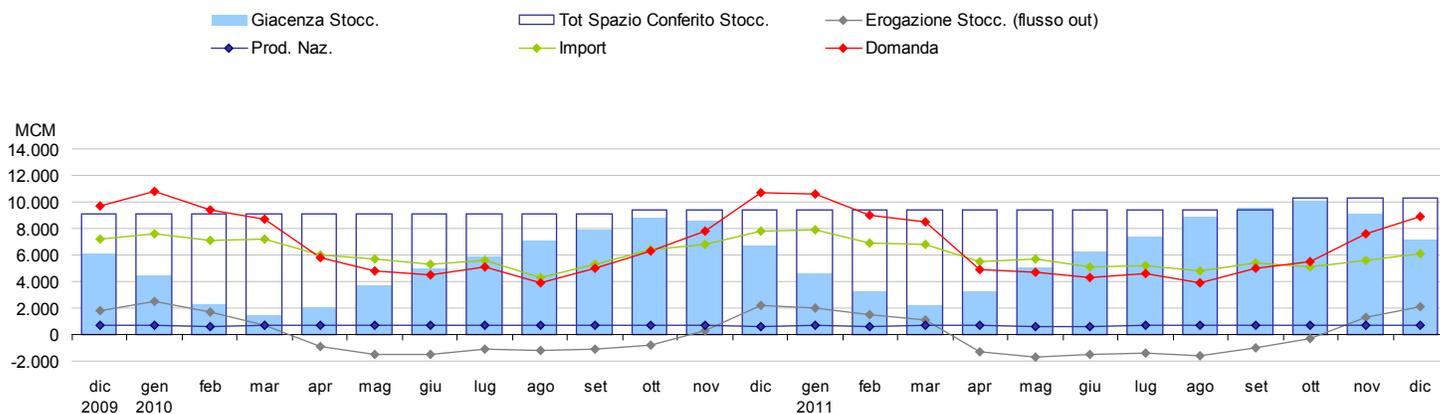
Punti di Entrata	MCM	Δ% Tend
Totale Import	6.098	-22%
Mazara del Vallo	1.451	-49%
Tarvisio	2.242	-27%
Passo Gries	1.122	+479%
Gela	495	-42%
Gorizia	18	-2%
Panigaglia (GNL)	198	+9%
Cavarzere (GNL)	572	-10%



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Sotto la spinta di un Brent in rialzo a 79,99 €/bbl (+33,3%), nonostante la contrazione dei consumi, il prezzo al PSV ha continuato la sua crescita, attestandosi a 28,27 €/MWh (+21%), tornando quasi ai livelli del 2008 (29,11 €/MWh). Il riferimento di prezzo italiano si conferma il più costoso rispetto alle quotazioni dei principali hub europei, mantenendo un differenziale con essi di poco superiore ai 5 €/MWh. Nel mese di dicembre la tendenza fortemente rialzista osservata da maggio al Punto di Scambio Virtuale (PSV) riprende ad accelerare raggiungendo 33,10 €/MWh, nuovo massimo dell'ultimo biennio e valore più elevato nel panorama europeo.

Il 2011 è tuttavia anche l'anno del pieno avvio delle tre nuove piattaforme di trading gas gestite da GME: la P-Gas (operativa dal secondo trimestre del 2010) e sulla quale produttori e importatori adempiono ai rispettivi obblighi di cessione di quote di mercato offrendo i propri contratti tramite prodotti mensili ed annuali; il mercato a pronti del gas (M-GAS), articolato in una sessione in asta del giorno prima, una in continua e una sessione infragiornaliera in contrattazione continua; e, a partire da dicembre 2011, la piattaforma di bilanciamento del gas naturale (PB-Gas), il cui obiettivo di lungo periodo è far emergere un valore di mercato per sbilanciamenti tra nomine ed immissioni di gas naturale.

I volumi complessivamente scambiati nel 2011 su dette piattaforme sono ancora minimi se paragonati alla dimensione complessiva del mercato; tali volumi si sono attestati a 447 MMC, di cui circa 352 con consegna nello stesso anno, pari all'incirca allo 0,5% della domanda finale. Le contrattazioni, inoltre, sono ancora concentrate in poche sessioni sparse nel corso dell'anno, rendendo al momento un prezzo medio annuo non ancora statisticamente significativo. In tal senso è sintomatico che la piattaforma più liquida, il comparto Royalties della PGAS, abbia beneficiato di vincoli regolatori ai prezzi di cessione che l'hanno resa così attraente da creare in ogni

sessione un forte eccesso di domanda (23 operatori attivi in acquisto contro 3 in vendita) e da concentrare tutti gli scambi in sole 8 sedute annue, quasi tutte riferite al primo giorno di negoziazione dei prodotti mensili di volta in volta disponibili, in cui i volumi offerti andavano rapidamente esauriti. Per contro la piattaforma di trading con maggior partecipazione (MGP-gas in continua), che pure ha visto in un anno 238 sessioni con acquirenti attivi e 265 con venditori attivi, ha registrato solo 78 sessioni con scambi per volumi complessivi inferiori ai 14 MMC.

Con riferimento ai prezzi si osserva quindi che, fatta eccezione per le quotazioni sul MGP-gas in continua nei mesi di luglio e agosto risultate depresse rispetto al resto del mercato, le indicazioni provenienti da MGP-gas e PB-GAS nei diversi mesi sono risultate sostanzialmente omogenee tra di loro e rispetto a quelle prevalenti sul PSV. In particolare nel mese di dicembre, si rilevano, il prezzo medio delle transazioni giornaliere sulla PB-GAS è pressoché identico all'omologo prezzo registrato al Punto di Scambio Virtuale (33,08 €/MWh contro 33,10 €/MWh).

L'avvio della PB-GAS può dare un contributo significativo alla crescita del mercato. Tale aspettativa tuttavia non riflette solo il fatto che l'obbligo di partecipazione degli operatori al mercato e le esigenze giornaliere di bilanciamento di SNAM garantiscono una liquidità minima giornaliera alla PB-GAS, ma anche la convinzione che l'esistenza di un mercato e di un prezzo di bilanciamento possano fare da volano per la liquidità sugli altri mercati a pronti. In tal senso l'atteso passaggio ad aprile dall'attuale regime transitorio (in cui i volumi scambiati sono solo quelli di volta in volta richiesti o offerti dal TSO) a quello definitivo (in cui sul mercato si incontreranno liberamente domanda e offerta per volumi potenzialmente maggiori) potrà fornire una prima indicazione sulla validità di questa ipotesi e sulle potenzialità del mercato spot in generale nei prossimi mesi.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto sedute, operatori e volumi annui

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

Mercato	Data di avvio del mercato	Tipologia di prodotti	Sedute			Operatori					Volumi (MMC)		
			con abbonamenti	con offerte di acquisto	con offerte di vendita	Iscritti	con offerte di acquisto	con acquisti	con offerte di vendita	con vendite	scambiati nel 2011	consegnati nel 2011	
PGAS	Import	10/5/10	Mensili/Annuali	0	1	112	61	1	0	16	0	0,00	0,00
	Royalties*	11/8/10	Mensili	8	17	8	61	23	15	3	3	272,0	176,6
	MGP-Asta	13/12/10	Giornalieri	2	174	32	33	13	2	7	2	0,1	0,1
MGAS	MGP-Cont	13/12/10	Giornalieri	78	238	265	33	16	15	14	9	13,8	13,8
	MI-Cont	13/12/10	Giornalieri	18	185	68	33	12	3	14	6	1,2	1,2
PBGAS		1/12/11	Giornalieri	31	31	31	60	59	29	59	29	160,0	160,0
Totale				-	-	-	-	-	-	-	-	447,1	351,7

* ai sensi delle Delibere Arg/gas 95/11 e 132/10 i prodotti mensili quotati sono quelli da Ottobre a Marzo

Tabella 2: Gas Naturale, confronto prezzi di dicembre

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Sessioni con abbonamenti	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	33,63	4	3,1%	0,95%	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	34,06	1	-	-	32,61	33,15	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	33,08	31	-	2,2%	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	33,10	-	1,7%	1,0%	-	-	-

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

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

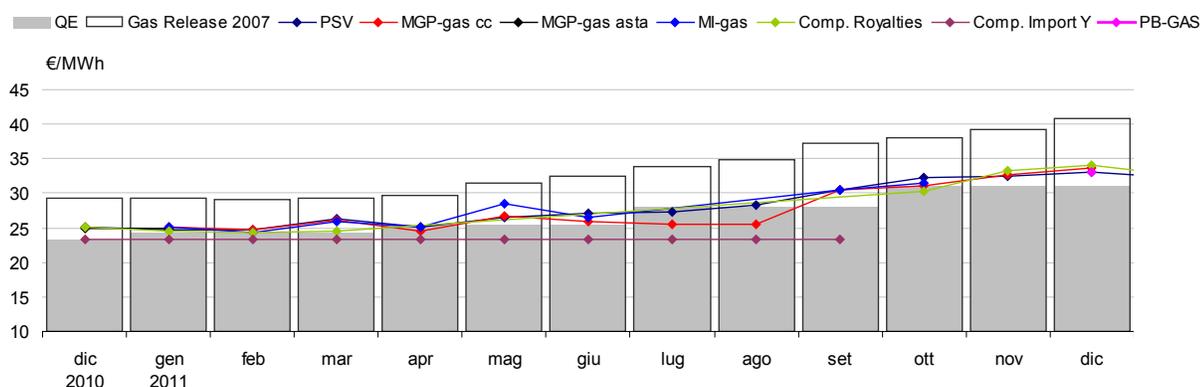


Tabella 3: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di dicembre)

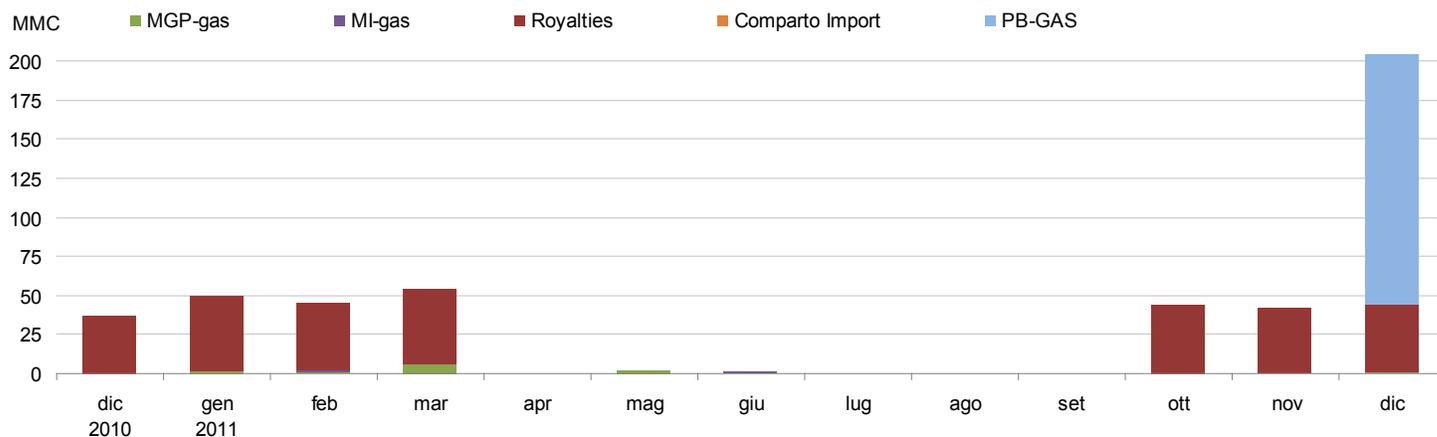
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	0,62	31,2%	-	-	0,62	1	3	10
MI-gas	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	43	-	46	-	-	3	7	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	160	-	-	-	160	29	29	-

PCS indicativo medio 38,52 MJ/Smc

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

Fonte: dati GME, SRG



IL NUOVO SISTEMA DI BILANCIAMENTO DEL GAS NATURALE

Dal 1° dicembre 2011 è operativo, in Italia, il mercato del bilanciamento di merito economico del gas naturale, gestito dal GME, introdotto con la finalità di valorizzare gli sbilanci tra i quantitativi programmati e quelli effettivamente erogati in base al valore di mercato del gas necessario per conseguire il bilanciamento di Sistema, responsabilizzando, in tal modo, gli stessi operatori ad una gestione virtuosa dello stesso. La nuova disciplina del sistema di bilanciamento semplificato, basato su criteri di mercato (SBSM), è stata definita dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (AEEG), in ottemperanza del compito attribuitole dall'art.11 del D. Lgs 13 agosto 2010 n. 130, con la Deliberazione del 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, che riflette le previsioni della normativa comunitaria contenute nel c.d. terzo pacchetto energia, specificatamente

il regolamento CE n. 715/2009, e della legge 4 giugno 2010, n. 96, di recepimento dello stesso.

In un contesto di sviluppo graduale del mercato del gas naturale nazionale verso assetti più maturi, la riforma del servizio di bilanciamento e la sua evoluzione basata su criteri di mercato costituisce un elemento essenziale per la promozione della concorrenza nel mercato stesso, oltre ad accrescere la flessibilità e la liquidità dell'offerta, condizionando, in maniera positiva, lo sviluppo del mercato a pronti del gas, in ragione della contiguità esistente tra mercato spot e mercato del bilanciamento. La definizione di meccanismi di mercato trasparenti e obiettivi per la fornitura e l'acquisto del gas necessario ai fini del bilanciamento, garantisce l'instaurarsi di procedure non discriminatorie, tali da permettere a tutti gli

IL NUOVO SISTEMA DI BILANCIAMENTO DEL GAS NATURALE

operatori del mercato, compresi i nuovi entranti, un accesso allo stesso. Inoltre la definizione di prezzi di scambio, secondo un meccanismo trasparente di mercato, consente agli operatori di disporre di segnali economici adeguati per conseguire sia un uso efficiente della capacità, che una migliore gestione delle strategie di portafoglio.

La nuova disciplina ha previsto la costituzione di una piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (PB-GAS) a cui il responsabile del bilanciamento (SNAM) ricorre per approvvigionarsi delle risorse necessarie alla copertura dello sbilanciamento complessivo della rete. In particolare, in tale sistema, SNAM svolge il ruolo di controparte centrale delle transazioni eseguite sulla piattaforma, mentre il GME è il soggetto responsabile della organizzazione e gestione, per conto di SNAM, della PB-GAS.

Il predetto mercato si svolge secondo sessioni giornaliere, riferite ciascuna al giorno-gas immediatamente precedente a quello di chiusura della sessione stessa, ed opera in modalità di negoziazione ad asta a prezzo marginale, prevedendo, da un lato, l'accettazione delle offerte sino a concorrenza dello sbilanciamento complessivo sulla base dell'ordine di merito economico, e, dall'altro, la determinazione del prezzo di valorizzazione delle offerte stesse pari a quello corrispondente all'ultima offerta accettata di segno opposto a quella presentata da SNAM.

Proprio in virtù del disegno di funzionamento del SBSM che prevede che, al fine di garantire la sicurezza del sistema, il dispacciamento fisico del sistema da parte di SNAM continui ad essere incentrato sull'utilizzo dello stoccaggio, è stato previsto l'obbligo di partecipazione a tale mercato per tutti gli utenti che hanno acquistato diritti sui servizi di stoccaggio (definiti utenti abilitati), ad eccezione degli utenti del servizio di stoccaggio strategico. Al fine di evitare complessità gestionali e permettere un più accurato monitoraggio del funzionamento del sistema, l'art. 13 della Deliberazione ARG/gas 45/11 ha previsto che, almeno in una prima fase, segnatamente fino al 31 marzo 2012, la determinazione delle offerte accettate nella sessione di bilanciamento, nonché del relativo prezzo di sbilanciamento, avvenga unicamente sulla base delle sole offerte idonee a coprire lo sbilanciamento complessivo del sistema. Dopo tale periodo, il GME, sarà chiamato a combinare tra loro le offerte a salire e a scendere presentate dagli utenti abilitati nella medesima sessione e l'offerta corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema presentata da SNAM; ciò al fine di ottenere un prezzo di sbilanciamento maggiormente rappresentativo del valore del gas per il bilanciamento del sistema.

Il primo mese di operatività della PB-GAS si è concluso con scambi per 160 MMC, pari a 1,7 milioni di MWh. Il numero di operatori iscritti è stato pari a 60, di cui 59 soggetti all'obbligo

di offerta; di questi 36 hanno registrato vendite o acquisti. Questi dati di per sé sono tuttavia poco indicativi della liquidità del mercato, trattandosi di volumi legati alle esigenze di bilanciamento di SNAM e di operatori che sono tenuti ad offrire sul mercato determinati quantitativi di gas: si può al più osservare, da un lato, che le 31 sessioni giornaliere si sono equamente divise tra giorni in cui il TSO ha agito come acquirente (16) e altri in cui ha agito in qualità di venditore (15) e dall'altro che i volumi offerti dagli operatori sono risultati considerevolmente superiori alle quantità richieste per bilanciare il sistema.

Più interessante è certamente il dato relativo ai prezzi di equilibrio emersi sulla PB-GAS, rispetto al quale si possono osservare tre elementi: il sostanziale allineamento tra il prezzo medio mensile registrato a dicembre sulla PB-GAS (33,08 €/MWh) e quello riportato sul PSV (33,10 €/MWh); una volatilità sostanzialmente molto ridotta (1,8%) ma quasi doppia di quella del PSV (1%) (sebbene questa si concentri nei primi 7 giorni di avvio della PB-GAS in cui l'incertezza degli operatori era comprensibilmente maggiore, e nella settimana di Natale in cui è ragionevole attendersi sul bilanciamento volatilità maggiore di quella tipica di un mercato spot); e una minima differenza tra prezzi medi nelle ore di acquisto di SNAM, nelle quali il prezzo medio è stato pari a 33,45 €/MWh risultando superiore al PSV, e nelle ore di vendita, nelle quali è risultato pari a 32,68 €/MW e inferiore al PSV.

Qualche elemento più interessante, tuttavia, emerge dall'analisi della curva di domanda ed offerta di mercato e dal posizionamento degli operatori al margine. L'indicatore di operatore marginale calcolato sui volumi, che indica tra tutti gli operatori la massima quota dei volumi complessivamente scambiati sui quali il prezzo è stato fissato da uno stesso operatore, è risultato pari al 12%, suggerendo un mercato più conteso tra operatori di quanto accada sul mercato elettrico. Ciò è confermato anche dagli indicatori calcolati al margine della curva: questi indicano che in un range di prezzo compreso tra il $\pm 5\%$ del prezzo di equilibrio risultano mediamente attivi 10/12 operatori. Infine, il dato relativo alla variazione del prezzo di equilibrio che sarebbe derivata a parità di offerte da una variazione dei volumi scambiati del $\pm 5\%$ risulta prossimo allo 0%, evidenziando una curva sostanzialmente anelastica e quindi un comportamento di offerta dei suddetti operatori sostanzialmente omogeneo. I dati, in particolare, mostrano la presenza di due operatori più grandi, attivi sia sul lato della domanda sia sul lato offerta; di due operatori leggermente più piccoli, attivi su un solo lato del mercato, e di numerosi altri operatori minori. In generale tutti i primi 10 operatori risultano presenti nell'intorno del prezzo di equilibrio.

(continua)

Tabella 4: Esiti

Offerta di SNAM	Sessioni		Prezzo (€/MWh)			Volumi medi (MWh)		
	Numero	Frequenza	Prezzo	Delta PSV	Volatilità	Offerti	Scambiati	Scambiati/Offerti
Acquisto	16	52%	33,45	+0,39	1,5%	1.572.700	47.833	3,0%
Vendita	15	48%	32,68	-0,41	1,7%	2.558.762	63.083	2,5%
Totale/Medio	-	-	33,08	+0,01	1,8%	2.049.827	55.212	2,7%

Grafico 6: Andamento giornaliero

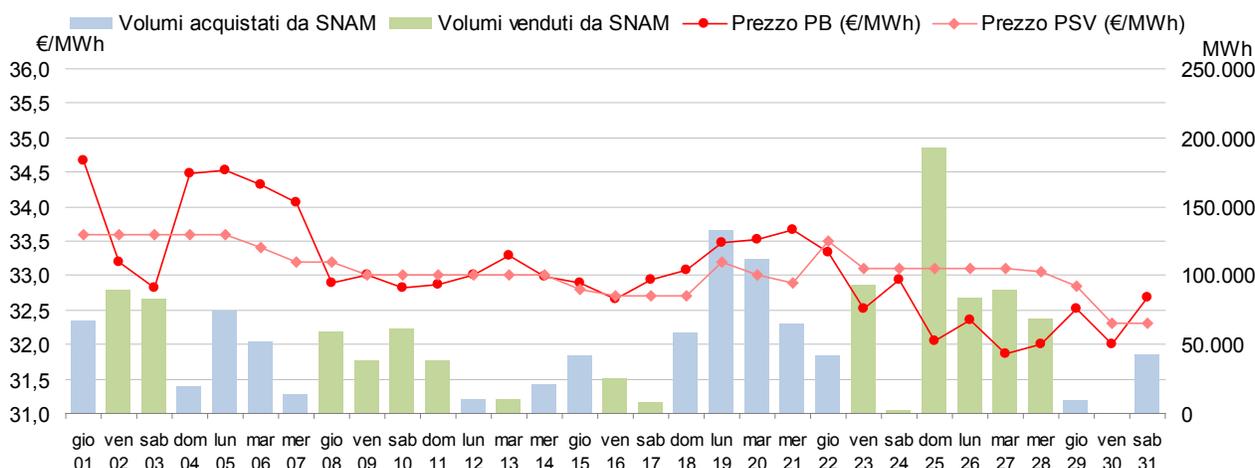


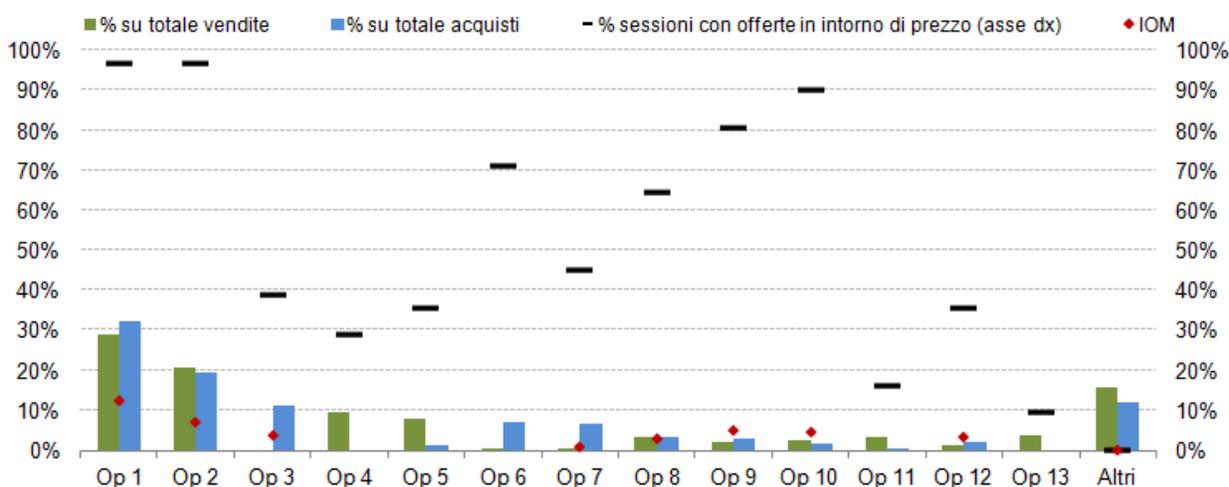
Tabella 5: Partecipazione al mercato

Offerta di SNAM	Numero operatori con vendite	Indice di operatore marginale (IOM)		Numero offerte nell'intorno (1)		Numero operatori nell'intorno (1)		Elasticità di prezzo nell'intorno (2)	
		frequenze	volumi	sx	dx	sx	dx	sx	dx
Acquisto	29	20%	8%	8,9	11,5	9,9	11,5	0,0%	0,3%
Vendita	29	50%	19%	14,0	7,9	14,9	7,9	0,2%	-0,2%
Totale/Medio	36	35%	12%	11,4	9,7	12,4	9,7	0,1%	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 7: Attività degli operatori



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In un contesto di perdurante stagnazione economica, il mese di dicembre chiude un anno caratterizzato da forti incrementi delle quotazioni europee dei combustibili, salite in alcuni casi al valore massimo storico, e da rincari di minore intensità dei prezzi espressi dalle borse dell'energia elettrica, comunque attestatisi sui livelli più alti dell'ultimo triennio.

Segnali rialzisti si registrano anche per l'euro che torna ad apprezzarsi dopo un biennio di progressiva perdita di potere nei confronti del dollaro, riportando il tasso di cambio dollaro/euro ai livelli del 2009.

In particolare, a consolidamento di una dinamica già osservata nel trimestre conclusivo dell'anno precedente, sui mercati delle commodities la crescita si concentra nei mesi iniziali del 2011, evidenziando un successivo rallentamento nel secondo semestre, più accentuato sulle quotazioni del carbone e del gas che, in controtendenza

rispetto all'andamento del petrolio, scendono nella parte finale dell'anno su livelli inferiori al 2010. Più in generale, l'andamento seguito nel corso di tutto il 2011 dal prezzo del gas rilevato ai principali hub centro-nord europei sembra non riflettere la tipica struttura di indicizzazione al Brent, rafforzando l'ipotesi di un progressivo disaccoppiamento tra le quotazioni delle due commodities. Sfugge a questa dinamica il riferimento di prezzo italiano che, interessato da aprile da un trend rialzista, sale a fine anno a ridosso dei suoi massimi valori storici.

Anche sulle borse elettriche i prezzi tornano moderatamente a crescere, recependo tuttavia solo parzialmente la spinta al rialzo proveniente dai mercati dei combustibili. La ripresa si manifesta prevalentemente nei primi mesi del 2011 sui listini dell'Europa centrale, concentrandosi invece nel quadrimestre finale dell'anno in Italia, in linea con l'andamento osservato nel mercato del gas nazionale.

L'anno appena concluso registra un netto incremento delle quotazioni di tutti i combustibili che va a consolidare una tendenza già avviata nel corso del 2010. Gli aumenti appaiono più consistenti sui mercati del greggio e dei suoi prodotti di raffinazione, dove i prezzi si attestano al loro massimo storico.

In particolare il Brent sale a 111,3 \$/bbl (+40% sul 2010), superando di gran lunga le aspettative peraltro già decisamente rialziste espresse dai mercati nel corso dell'anno precedente. La crescita tocca i suoi livelli massimi nel primo quadrimestre del 2011, quando il petrolio quotato in Europa si attesta anche oltre i 120 \$/bbl, sfiorando i massimi livelli mensili toccati nell'estate del 2008, per poi scendere progressivamente attorno ai 110 \$/bbl a fine anno. In chiave futura, i mercati a termine prospettano una sostanziale tenuta del prezzo del petrolio nel corso del 2012, segnalando una lieve diminuzione soltanto a partire da luglio.

Relativamente al mercato internazionale dei greggi, la novità segnalata dal 2011 è rappresentata dal disaccoppiamento osservato tra le quotazioni europee e quelle statunitensi, tradizionalmente allineate. In effetti il WTI, pur in aumento rispetto al 2010, si caratterizza per tassi di crescita meno

accentuati, separandosi dal riferimento europeo soprattutto nel trimestre agosto-ottobre.

Dinamiche tendenziali e prospettiche analoghe a quelle del Brent si osservano sui mercati dei prodotti di raffinazione del petrolio, il cui prezzo si porta sopra i 930 \$/MT per il gasolio e i 642 \$/MT per l'olio combustibile, con incrementi annui in entrambi i casi prossimi al 38/39%.

Meno intensa, ma comunque rilevante e in linea con il trend iniziato nel 2010, appare la crescita registrata dalle quotazioni del carbone, attestatesi in Europa a 121,5 \$/MT (+20,2% su base annua).

In particolare l'andamento rialzista dei riferimenti continentale e sudafricano mostra segnali di cedimento nell'ultimo trimestre del 2011, quando il prezzo torna a posizionarsi su valori prossimi o addirittura inferiori a quelli dell'anno precedente. Le attese dei mercati per l'anno a venire appaiono piuttosto conservative, evidenziando piccoli segnali di aumento nella seconda parte del 2012.

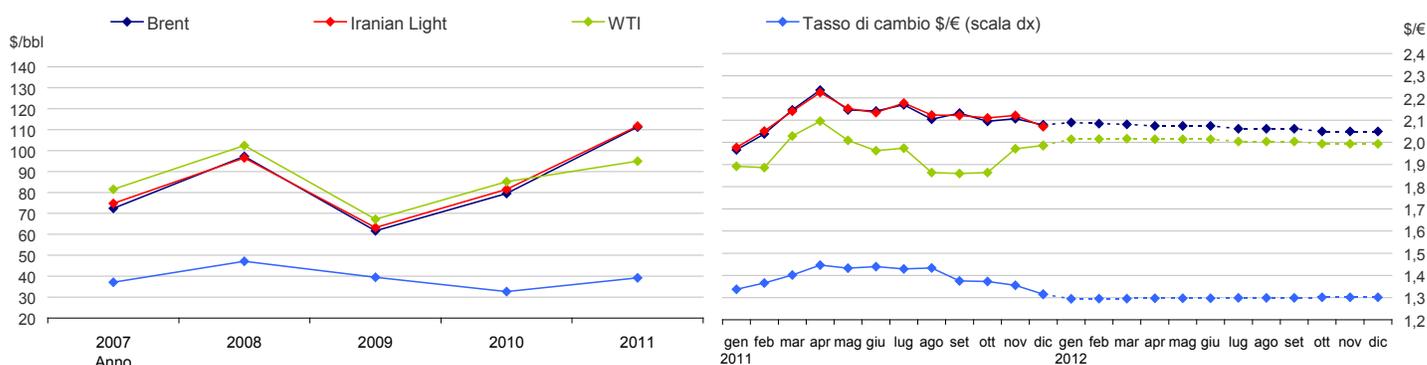
Le variazioni manifestate dai combustibili subiscono soltanto lievi ritocchi al ribasso nella conversione in euro delle quotazioni, per effetto di un tasso di cambio dollaro/euro che si riporta ai livelli del 2009, pari a 1,39 \$/€, invertendo la serie biennale di riduzioni avviate dopo l'exploit del 2008.

(continua)

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

FUEL	UdM	Quotazioni annuali				Quotazioni mensili			
		2011	Diff Y-1(%)	Ultima quot. future	Calendar 2012	Dicembre 2011	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
Exch. Rate \$/€	-	1,39	+5,0%	1,31	1,31	1,31	-3,0%	-0,6%	1,34
Brent	\$/bbl	111,3	+40,0%	93,74	106,7	107,8	-2,6%	+18,0%	106,1
FOB	€/bbl	79,9	+33,3%	71,45	81,8	82,0	+0,5%	+18,7%	78,9
Fuel Oil	\$/MT	642,5	+38,3%	515,25	626,3	653,5	-1,3%	+33,4%	629,8
1% FOB ARA Barge	€/MT	461,5	+31,7%	392,72	479,8	497,1	+1,7%	+34,2%	468,4
Gasoil	€/MT	930,4	+39,0%	793,53	910,9	925,5	-4,9%	+21,8%	933,2
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	668,3	+32,4%	604,82	698,0	704,0	-2,0%	+22,6%	694,1
Coal	\$/MT	121,5	+20,2%	117,75	114,3	111,3	-2,9%	-9,1%	109,8
API2 CIF ARA	€/MT	87,3	+14,5%	89,75	87,5	84,6	+0,1%	-8,5%	81,6

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



Fonte: Thomson-Reuters

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

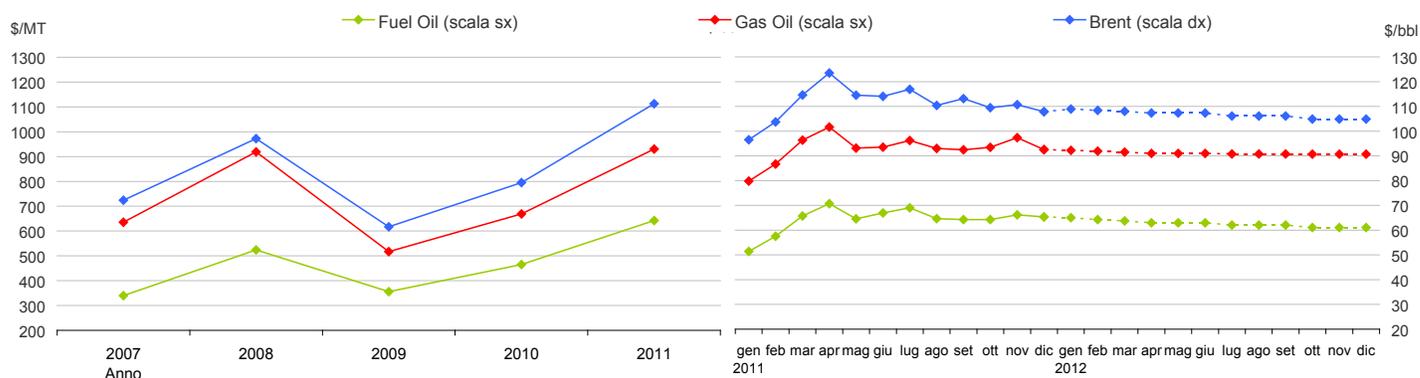
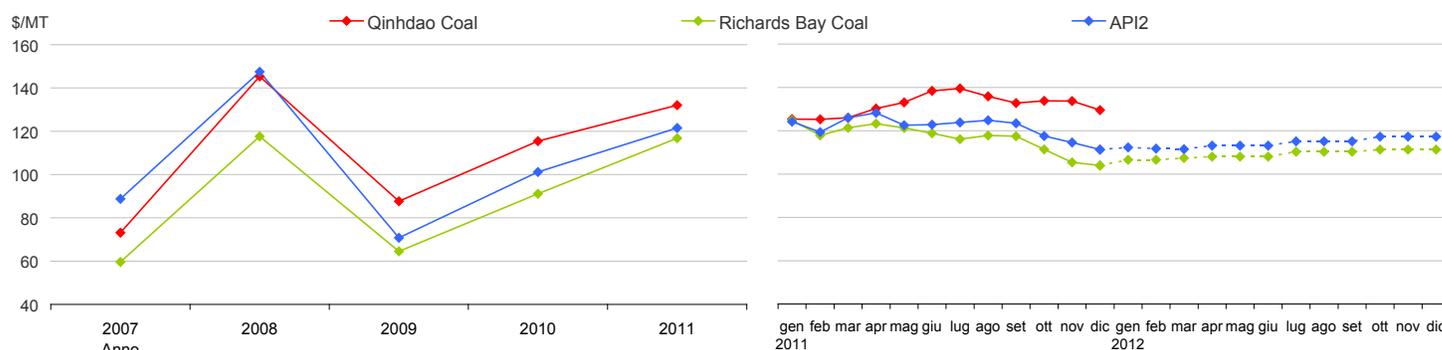


Grafico 3: Coal, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



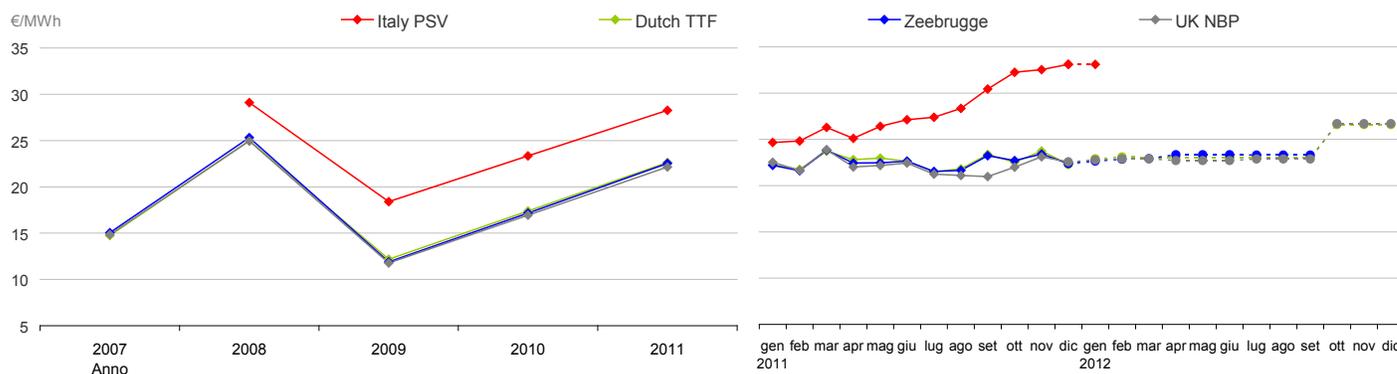
Anche ai principali hub centro-nord europei del gas i prezzi evidenziano un netto aumento rispetto al 2010, allineandosi attorno ai 22/23 €/MWh (+30/32%), valore più alto del quinquennio 2007-2011, se si eccettua il picco del 2008. Tuttavia l'andamento seguito dalle quotazioni in corso d'anno sembra non riprodurre la tradizionale struttura di indicizzazione al petrolio legata alle formule di contrattualizzazione della commodity, rafforzando in tal modo l'ipotesi di un possibile disaccoppiamento tra i due

combustibili. Tale comportamento non trova conferma in Italia, dove il PSV si attesta a 28,27 €/MWh (+21,1%), connotandosi per una serie di otto rialzi congiunturali consecutivi che ha portato a fine anno le quotazioni attorno ai 33 €/MWh, valori tra i più alti in assoluto dall'avvio delle quotazioni. In proiezione i mercati futures mostrano attese ulteriormente rialziste sui prezzi, disegnando una curva a termine profilata secondo la tipica stagionalità della domanda di gas naturale.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni annuali (€/MWh)			Quotazioni mensili (€/MWh)			
		2011	Diff Y-1(%)	Gas Year 2011-2012	Dicembre 2011	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
PSV DA	Italia	28,27	+21,1%	-	33,10	+1,7%	+32,1%	33,50
Dutch TTF	Olanda	22,63	+30,2%	25,80	22,31	-6,0%	-7,6%	23,90
Zeebrugge	Belgio	22,53	+31,3%	26,22	22,38	-4,5%	-8,8%	23,90
UK NBP	Regno Unito	22,15	+30,8%	26,14	22,56	-2,4%	-9,8%	23,92



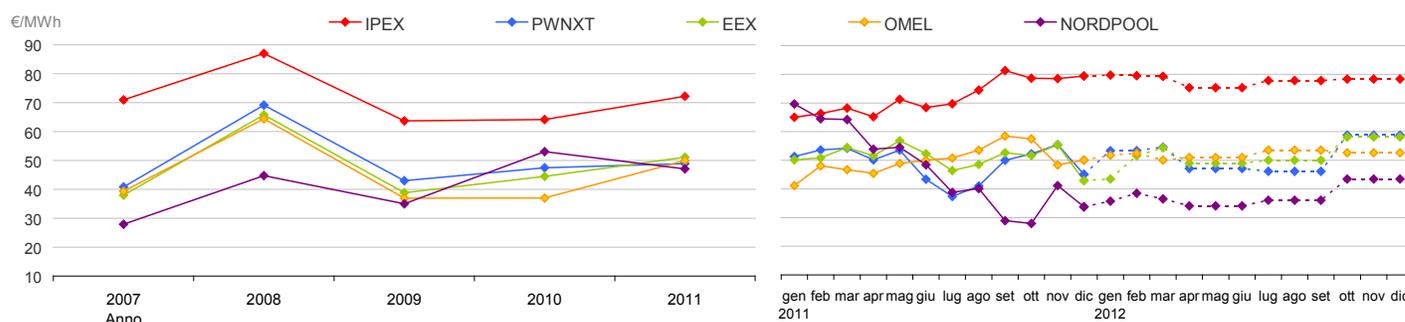
Gli incrementi registrati sui combustibili producono effetti solo parziali sulle quotazioni delle principali borse elettriche europee, risultate comunque in moderata ripresa rispetto ai bassi livelli del biennio precedente. In Europa centro-settentrionale e in Spagna i prezzi mostrano una convergenza sui 49/56 €/MWh (+8/15%), esibendo aumenti minimi in Francia (+2,9%) e massimi sul listino iberico (+34,9%), nonché l'eccezione rilevata nell'area scandinava, dove le quotazioni si muovono in lieve controtendenza per effetto dei livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2010 (-11,3%). In linea con le variazioni prevalenti nel resto d'Europa, in Italia il prezzo sale a 72,23 €/MWh (+12,6%), evidenziando una crescita in parte attenuata dal consistente

livello di overcapacity che ancora interessa la penisola. Tale ripresa si concentra nella parte finale dell'anno, in corrispondenza dell'accelerazione rilevata nelle quotazioni nazionali del gas, combustibile di riferimento nel mix di generazione italiano. Proprio la diversa struttura del parco e il differente andamento del costo dei combustibili di riferimento favoriscono il nuovo lieve allargamento del differenziale tra il prezzo italiano e le quotazioni Oltralpe, tornato poco sopra i 20 €/MWh nel 2011. Per il 2012 le evidenze delle quotazioni delle negoziazioni a termine a livello europeo mostrano scenari di lieve o moderata crescita delle quotazioni, segnalando una marcata stagionalità invernale nei profili francesi e tedesco.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Quotazioni annuali (€/MWh)				Quotazioni mensili (€/MWh)			
	2011	Diff Y-1(%)	Ultima quot. future	Calendar 2012	Dicembre 2011	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
Italia	72,23	+12,6%	68,50	77,75	79,37	1,1%	22,3%	79,75
Francia	48,89	+2,9%	54,12	51,35	45,10	-18,7%	-28,2%	59,15
Germania	51,12	+14,9%	51,45	52,43	42,90	-22,5%	-22,8%	57,48
Svizzera	56,18	+10,1%	-	-	59,21	-11,9%	-5,1%	-
Austria	51,81	+15,6%	-	-	44,86	-19,6%	-18,4%	-
Spagna	49,93	+34,9%	47,10	52,15	50,07	3,5%	8,0%	53,25
Regno Unito	48,49	+8,4%	-	-	44,51	-5,6%	-26,0%	49,32
Area scandinava	47,05	-11,3%	60,75	37,70	33,74	-18%	-59%	39,45



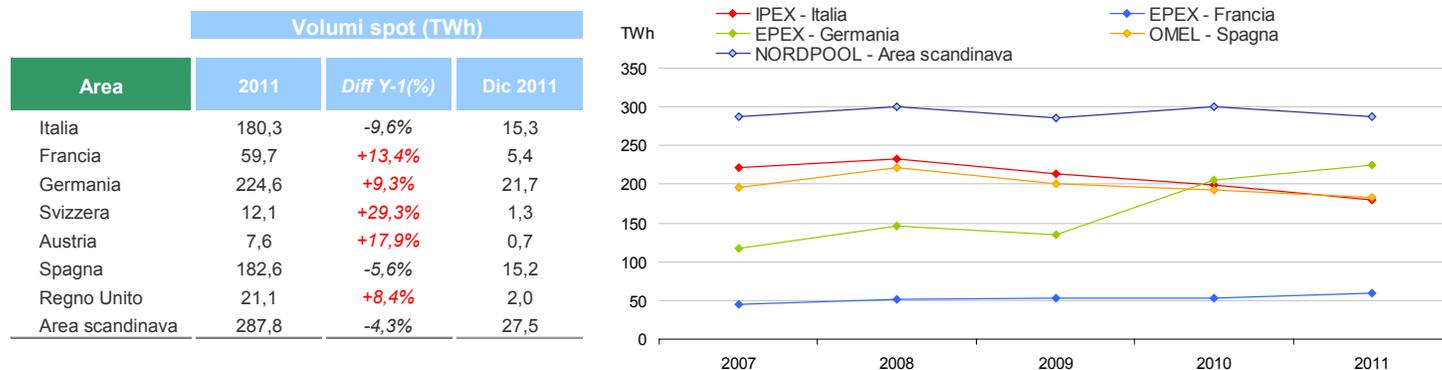
In merito ai volumi scambiati sui principali mercati spot, il 2011 conferma sostanzialmente le indicazioni ribassiste già emerse nell'anno precedente, registrando il terzo calo tendenziale consecutivo sulle borse dell'area mediterranea (-5/-10%), appaiate attorno ai 180/182 TWh, e una lieve

diminuzione delle quantità scambiate su Nord Pool (-4,3%), che rimane tuttavia la borsa più capiente con i suoi 287,8 TWh. Contrattazioni in crescita si osservano invece sul listino tedesco che sale a 224,6 TWh, rafforzando il risultato del 2010.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel corso del 2011 il numero totale di TEE scambiati sul mercato organizzato è stato pari a 1.276.797, in aumento rispetto ai 980.095 TEE scambiati nel 2010. L'andamento dei prezzi, in crescita dall'inizio dell'anno, rispecchia le preoccupazioni degli operatori circa la scarsità dei titoli necessari per l'adempimento degli obblighi rispetto a quelli in circolazione, come dimostra il

picco di prezzo di maggio superiore ai 110 €/TEE (il trend annuo ha registrato oscillazioni dai 96 €/TEE ai 103 €/TEE). I titoli emessi, dall'inizio dell'anno, sono stati pari a 3.411.591 (1.917.593 di tipo I, 848.564 di tipo II e 645.434 di tipo III). Dall'inizio del meccanismo il numero di titoli emessi ammonta pertanto a 11.436.234, dei quali 7.642.360 di tipo I, 2.734.756 di tipo II e 1.059.118 di tipo III.

TEE, risultati del mercato del GME - 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	732.603	414.728	129.466
Controvalore (€)	€ 73.355.588	€ 41.955.231	€ 13.350.216
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 93,00	€ 92,30	€ 93,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 111,00	€ 114,50	€ 112,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 100,13	€ 101,16	€ 103,12

Nel mese di dicembre, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 110.096 TEE, in aumento rispetto ai 86.458 TEE scambiati a novembre (36.670 di Tipo I e 48.842 di tipo II e 24.584 di tipo III), registrando prezzi medi in diminuzione rispetto a quelli del mese precedente (-1,96 % per la

Tipologia I, -1,75 % per la Tipologia II e -1,28% per la tipologia III). Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 104,23 € (rispetto a 106,31 € di novembre), i titoli di tipo II ad una media di 104,47 € (rispetto a € 106,33 di novembre) e i titoli di tipo III ad una media di 104,82 € (rispetto a 106,18 € di novembre).

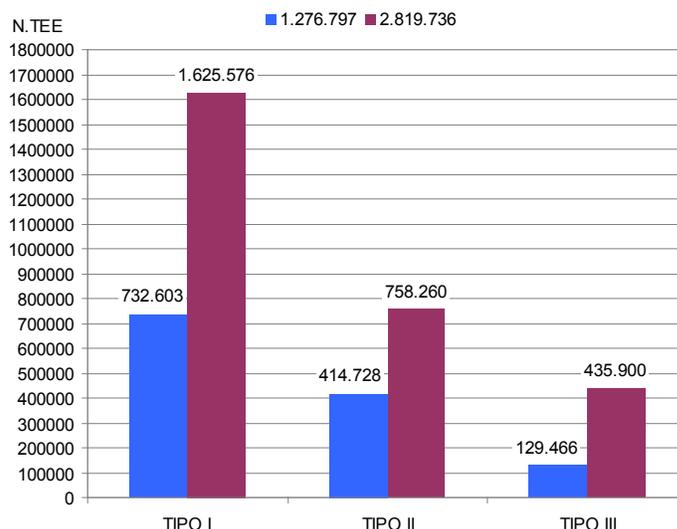
TEE, risultati del mercato del GME - dicembre 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	36.670	48.842	24.584
Controvalore (€)	€ 3.822.004	€ 5.102.543	€ 2.576.928
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 98,00	€ 98,00	€ 97,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 105,30	€ 105,50	€ 105,20
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 104,23	€ 104,47	€ 104,82

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 31 dicembre 2011

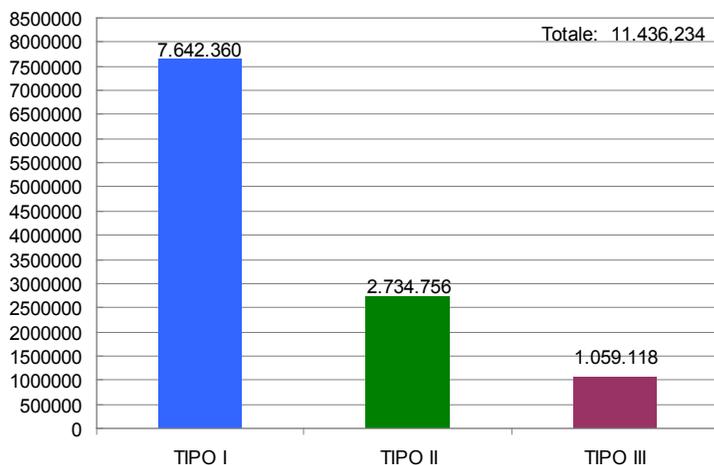
Fonte: GME



(continua)

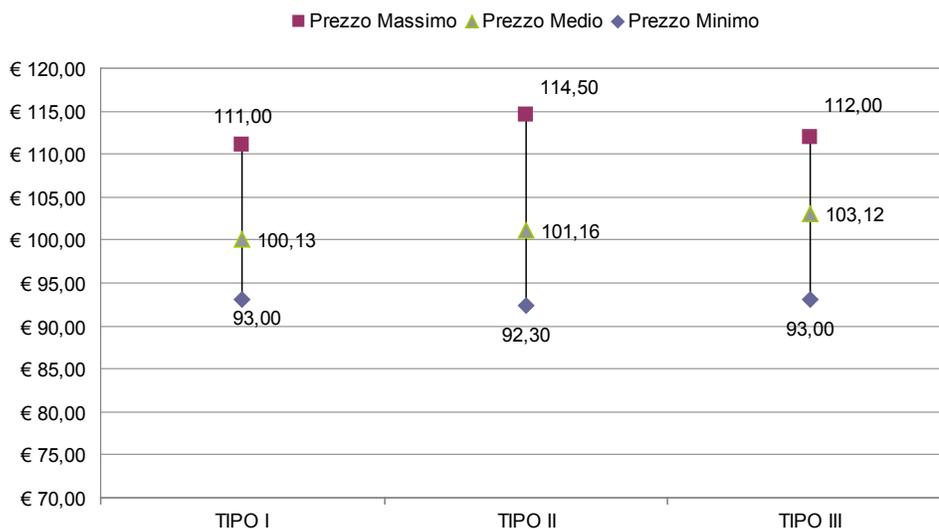
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine dicembre 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



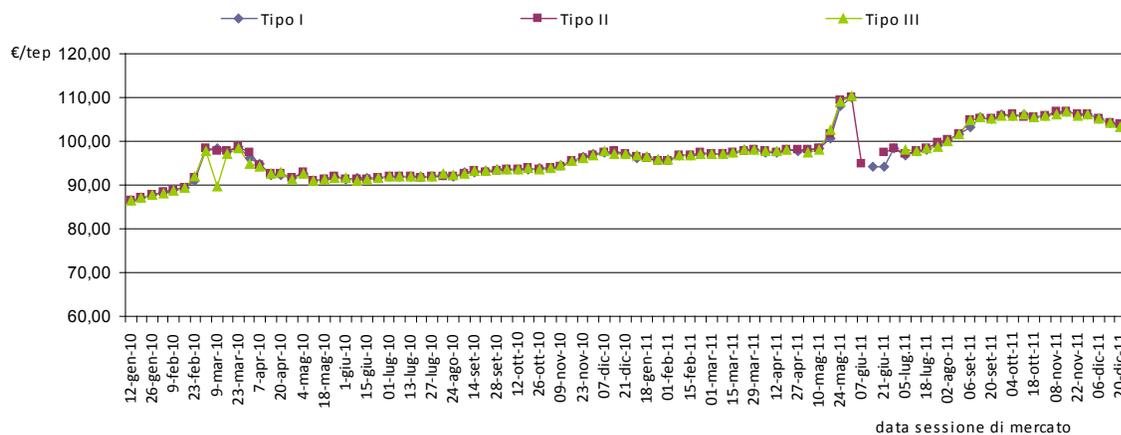
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 31 dicembre 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a dicembre 2011)

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Le negoziazioni sul Mercato dei Certificati Verdi, nel 2011, si sono chiuse registrando un volume di titoli scambiati nel corso delle 47 sessioni organizzate dal GME pari a 4.126.473 in aumento rispetto ai 2.578.638 CV(1) scambiati nel 2010, per un controvalore totale di circa 340 milioni di euro (217 milioni di euro nel 2010).

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle sessioni di mercato è stato pari a 82,25 €/MWh (84,41 €/MWh l'anno scorso).

I CV con anno di riferimento 2011 (CV_2011) sono stati quelli più scambiati nel corso dell'anno, rappresentando circa il 58% del numero totale dei certificati negoziati, seguiti dai CV con anno di riferimento 2010, con il 38% (nel 2010 i CV_2010 avevano rappresentato il 61% e i CV_2009 il 31%).

Nell'ultimo mese dell'anno i volumi sono risultati in diminuzione rispetto a novembre.

Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di dicembre, infatti, sono stati scambiati 428.051 CV, in diminuzione rispetto ai 524.194 CV negoziati nel mese di novembre.

La concentrazione degli scambi ha visto, comunque, il prevalere dei CV con anno di riferimento 2011, con un volume pari a 425.140 (502.183 CV_2011 di novembre), e dei CV con anno di riferimento 2010, con una quantità pari a 2.411 (5.720 CV_2010 scambiati il mese scorso). Seguono i CV_2010_TRL con 500 titoli ceduti sul mercato (15.280 CV_2010_TRL nel mese di novembre).

In riferimento ai prezzi medi, si registra un trend in diminuzione, dal mese di ottobre, per tutte le tipologie di CV presenti sulla piattaforma. In particolare, i CV_2010 hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 83,68 €/MWh, con una diminuzione rispetto al mese precedente di 1,88 €/MWh, mentre per i CV_2011 la discesa dei prezzi è stata pari di 1,04 €/MWh, con un prezzo medio pari a 79,42 €/MWh. Infine, per i CV_2010_TRL il prezzo medio ponderato è stato pari a 79,50 €/MWh, con un ribasso di 0,91 €/MWh rispetto a novembre.

(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.

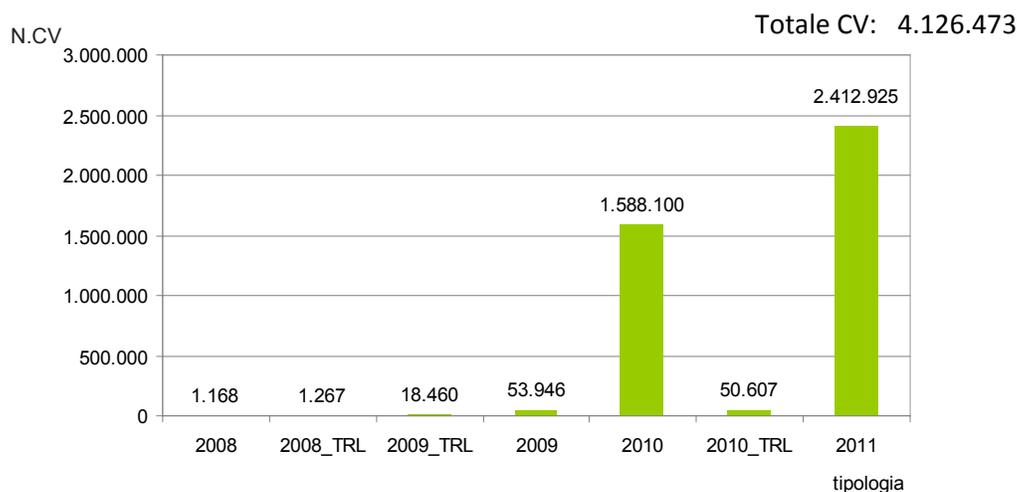
CV, risultati del mercato GME dicembre 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento		
	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	2.411	500	425.140
Valore totale (€)	€ 201.749,35	€ 39.750,00	€ 33.765.546,57
Prezzo minimo (€/CV)	€ 83,20	€ 79,50	€ 78,92
Prezzo massimo (€/CV)	€ 84,00	€ 79,50	€ 80,00
Prezzo medio (€/CV)	€ 83,68	€ 79,50	€ 79,42

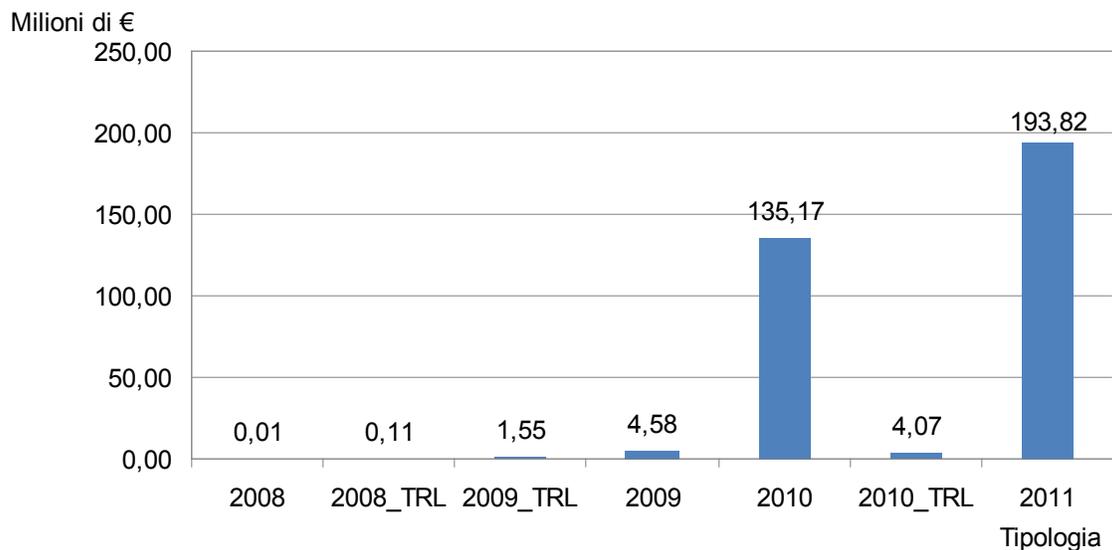
CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio al 31 dicembre 2011)

Fonte: GME



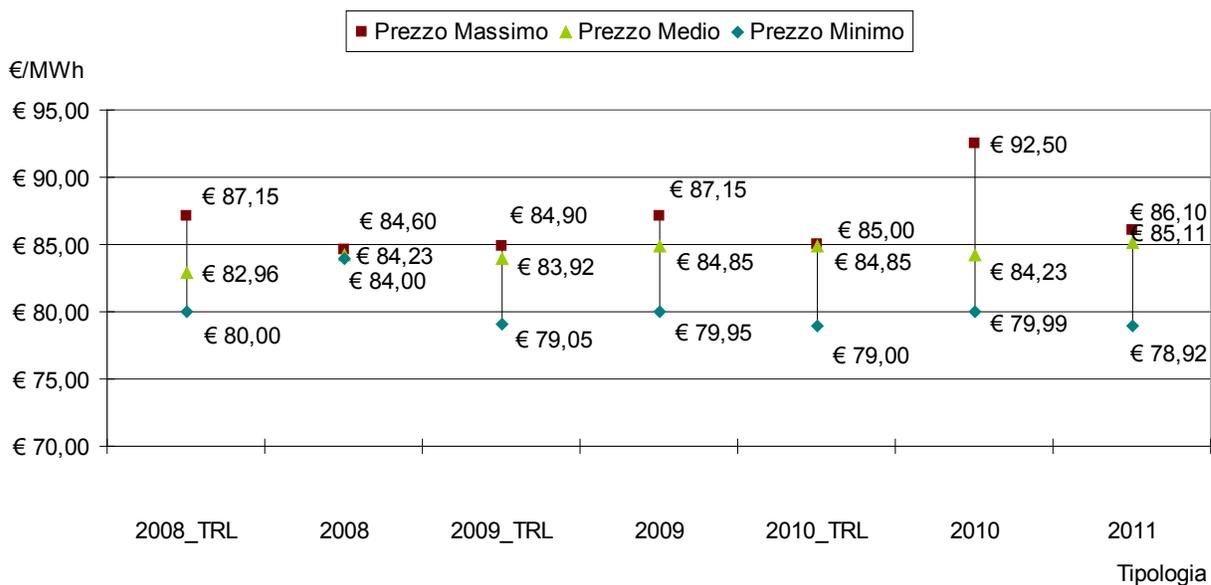
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 31 dicembre 2011) Milioni di €



Fonte: GME

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 31 dicembre 2011). Media ponderata (€/MWh)



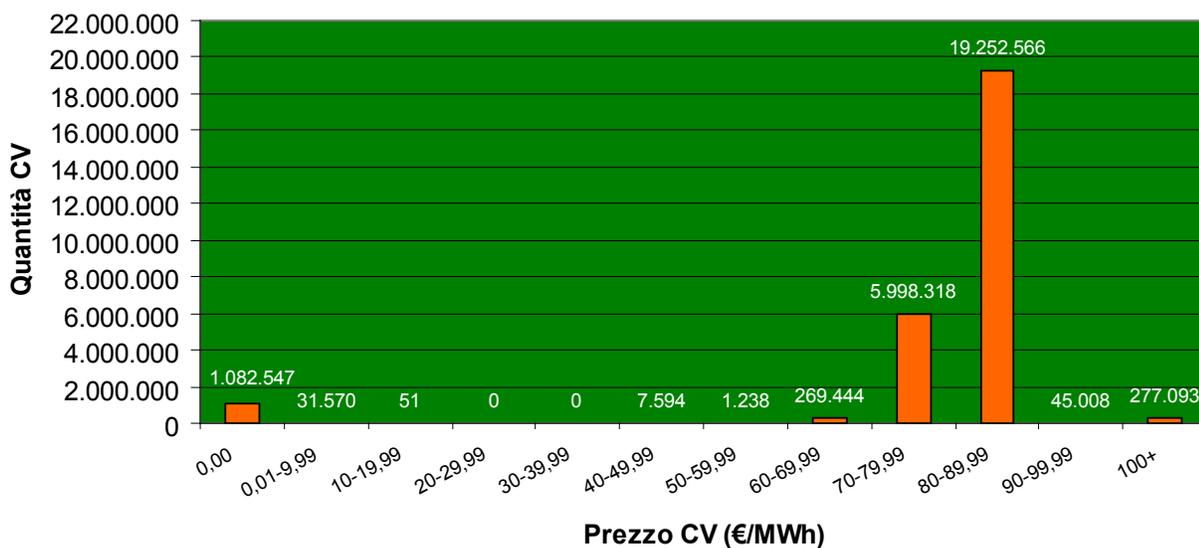
Fonte: GME

(continua)

Con riferimento, invece, alle contrattazioni bilaterali, nel corso del 2011 sono stati scambiati 26.965.429 CV delle varie tipologie, la cui media dei prezzi è stata pari a 78,33 €/MWh,

più bassa di circa 4 euro rispetto agli 82,25 €/MWh registrata sul mercato organizzato.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo Anno 2011



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel 2011 sono stati scambiati 6,1 miliardi di EUAs, in aumento rispetto ai 5,12 miliardi del 2010. Il totale dei carbon credits (EUAs, CERs e ERUs) scambiati nel 2011 ha toccato i 7,6 miliardi di unità.

A fronte di un incremento nei volumi, l'andamento dei prezzi nei mercati delle Unità di Emissione è risultata in netta diminuzione.

Rispetto al 2010, infatti, i prezzi sono stati influenzati in maniera rilevante dall'andamento generale delle borse, in sofferenza a causa della crisi che ha colpito molti paesi a livello mondiale. Ulteriori motivi della discesa si possono riscontrare sui timori concentratisi sul destino della moneta unica e del sistema europeo, sia nel complesso sia nelle sue fondamenta.

Il dettaglio del mese di dicembre dimostra che sono state scambiate sulle piattaforme europee 459.5 milioni di EUAs, in diminuzione del 44,76% rispetto al mese precedente (831,9 milioni di EUA a novembre - fonte Point Carbon).

La road map della Commissione Europea, tuttavia, ha proseguito il suo corso, sia rispetto all'implementazione della III fase - 2013/2020 - attraverso l'indicazione delle modalità di scambio delle EUAs - da mettere all'asta - sia in relazione al rafforzamento dei sistemi di sicurezza delle transazioni spot

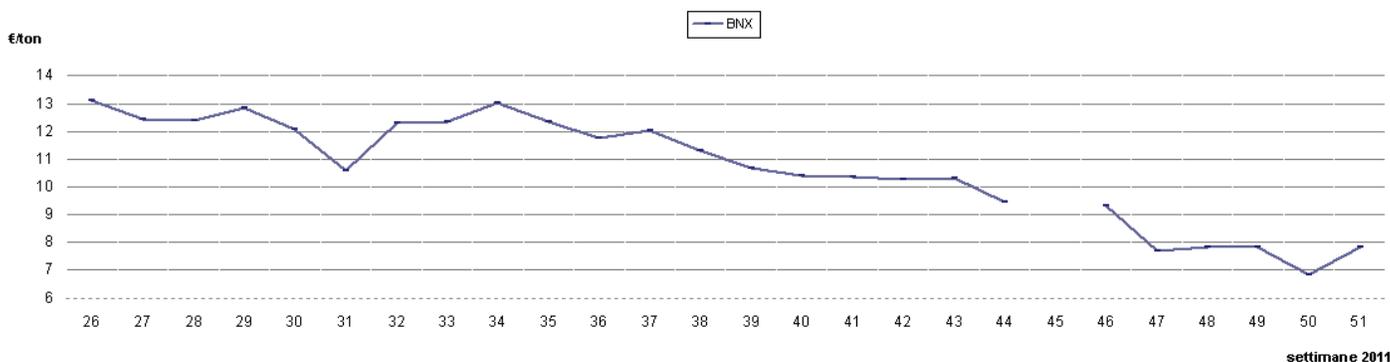
(prevedendo l'avvio del Registro Unico, nel mese di giugno 2012. Nel mese di dicembre, il Regno Unito, che insieme alla Polonia e alla Germania ha formato un blocco unico per la gestione indipendente dei propri permessi di emissione, ha lanciato una gara per individuare la piattaforma sulla quale potranno essere scambiate le quote relative alla terza fase (2013-2020). Il termine per la presentazione delle offerte è stato fissato al 17 febbraio e i risultati saranno pubblicati in aprile.

Come riportato da Thomson Reuters, un portavoce del DECC - Department of Energy and Climate Change - ha dichiarato che 12,3 milioni di EUAs fase III dovrebbero essere vendute all'asta per i settori industria ed energia entro la fine del 2012 e ulteriori 7 milioni di permessi saranno collocati per il settore aeronautica prima della conclusione dell'anno prossimo. In totale, per il periodo 2013-2020, dovrebbero essere messi sul mercato 125 - 130 milioni di EUAs ogni anno, più altri 7 milioni di EUAs l'anno per il settore aeronautica.

Con riferimento ai prezzi, nel mese di dicembre, sul mercato a pronti gestito da Bluenext, quelli settimanali hanno oscillato tra i 6,80 €/tonn dell'inizio del mese e i 7,83 €/tonn della fine (7,81 €/tonn a 7,83 €/tonn a novembre).

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Mercato europeo delle unità di emissione

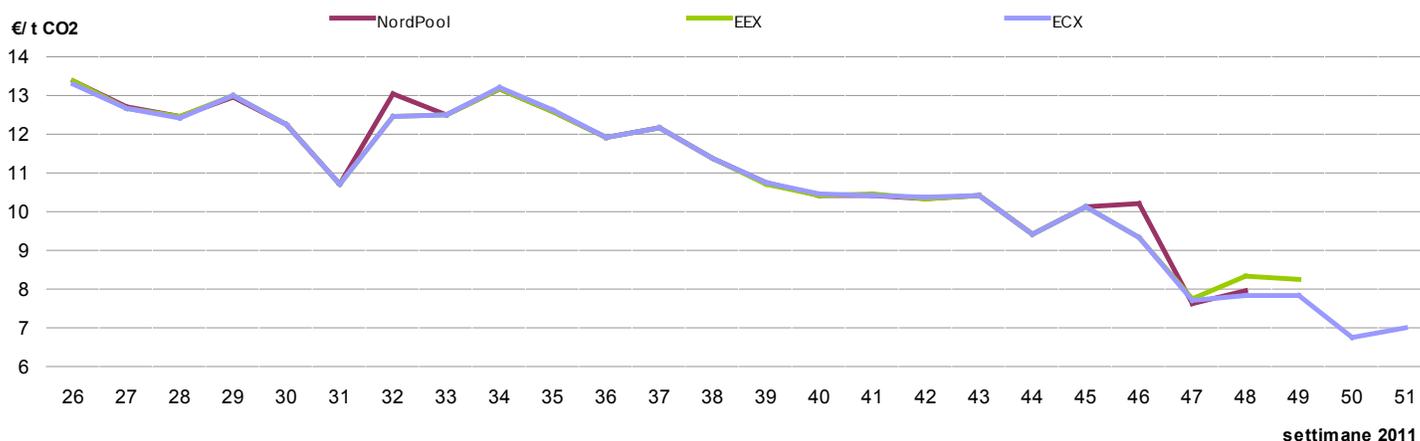
(continua dalla prima)

Nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi riflette quello dei mercati a pronti risultando in netto calo nel mese in analisi rispetto al mese precedente. In relazione all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2011 (ICE ECX), si

rileva una variazione del settlement price fra 6,45 €/tonn a 7,93 €/tonn (7,71 €/tonn a 10,12 €/tonn lo scorso novembre). Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2011-2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



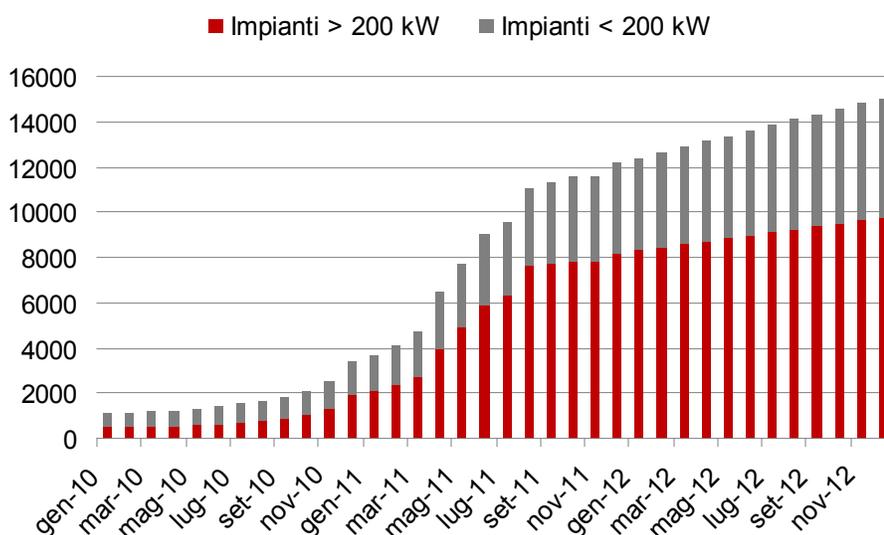
L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA SULLO SCENARIO DI MERCATO 2012

Roberto Bianchini, Donatella Bobbio REF-E Osservatorio Energia
(continua dalla prima)

mesi di applicazione del Quarto Conto Energia. Ne risulta un incremento di capacità fotovoltaica nel corso del 2012 pari a 2.9 GW (Figura 1).

Figura 1. Produzione fotovoltaica 2012

Fonte: elaborazione REF-E



L'entrata in esercizio di una quantità così elevata di impianti di produzione da fonti non programmabili aventi priorità di dispacciamento può avere conseguenze molto consistenti sulla dinamica del fabbisogno contendibile e del prezzo registrati su MGP. Benché ogni impianto fotovoltaico presenti caratteristiche specifiche in termini di rendimento e produzione, è possibile eseguire una valutazione nello scenario di sviluppo appena descritto dell'ordine di grandezza dell'impatto della penetrazione del fotovoltaico sul fabbisogno contendibile su MGP e di conseguenza sui prezzi. Partendo dai dati di potenza installata a livello regionale e mensile, di load factor annuo degli impianti fotovoltaici e delle condizioni che determinano il profilo di produzione di tali impianti (localizzazione, condizioni di irraggiamento, durata delle ore di luce) è stata stimata la produzione totale nazionale attesa per il prossimo anno. Il load factor ipotizzato

per gli impianti fotovoltaici, basato su dati di letteratura, è stato differenziato per macro aree geografiche e varia dalle 1100 ore/anno dell'area settentrionale, alle 1250 ore/anno dell'area centrale, alle 1450 ore/anno dell'area meridionale³. Per gli impianti inferiori ai 200 kW il load factor è stato ridotto del 5% per tener conto dell'esposizione spesso non ottimale dei piccoli impianti collocati su edifici.

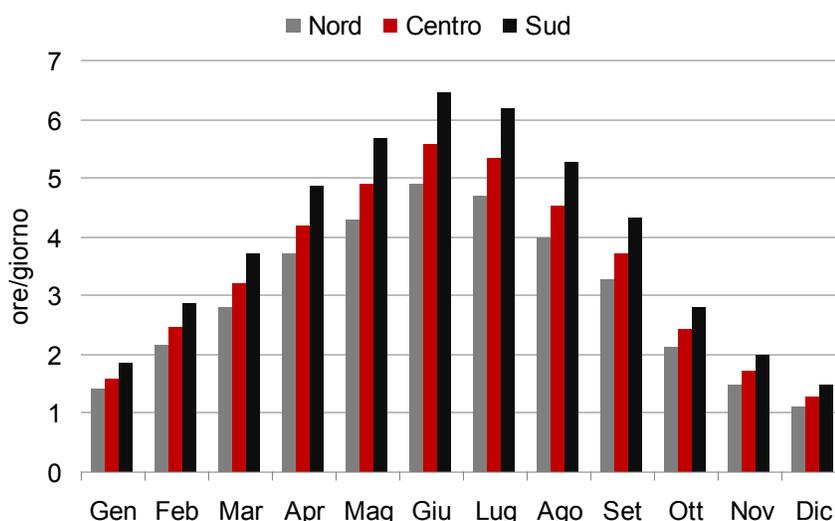
Sono stati quindi creati i profili orari di produzione degli impianti-tipo localizzati nelle diverse aree geografiche, che tengono conto dell'evolvere delle condizioni di irraggiamento e delle ore di luce disponibili nel corso dell'anno. In Figura 2 sono illustrate per ogni mese le ipotesi relative alle ore giornaliere di produzione a potenza massima per un impianto di grande taglia collocato, rispettivamente, nel nord, nel centro e nel sud Italia.

L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA SULLO SCENARIO DI MERCATO 2012

(continua)

Figura 2. Ore di produzione a Pmax di un impianto fotovoltaico di grande taglia

Fonte: elaborazione REF-E

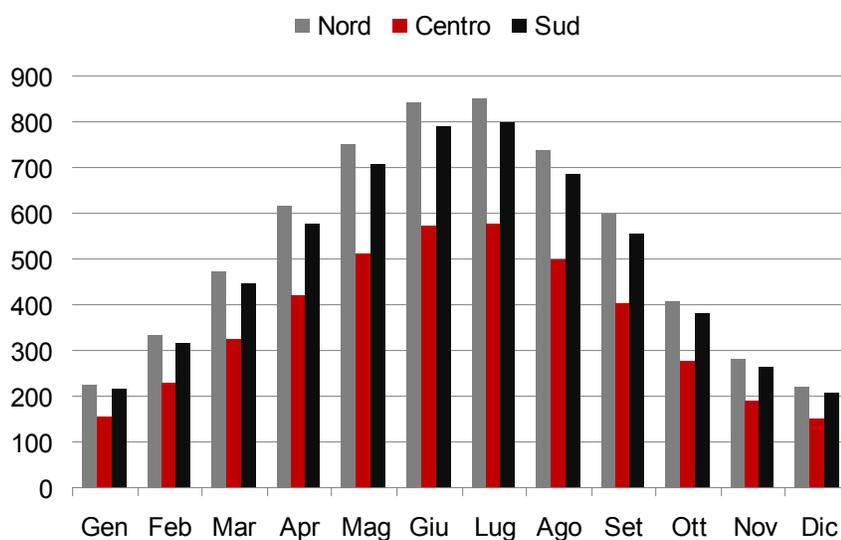


La produzione oraria nazionale da fonte solare è stata infine ottenuta applicando i profili di produzione degli impianti-tipo alle previsioni di capacità installata, ipotizzando che

l'ingresso di nuova capacità sia uniforme nel corso dell'anno. La Figura 3 rappresenta i risultati ottenuti, su base mensile, per le tre macro aree considerate.

Figura 3. Produzione fotovoltaica 2012

Fonte: elaborazione REF-E



L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA SULLO SCENARIO DI MERCATO 2012

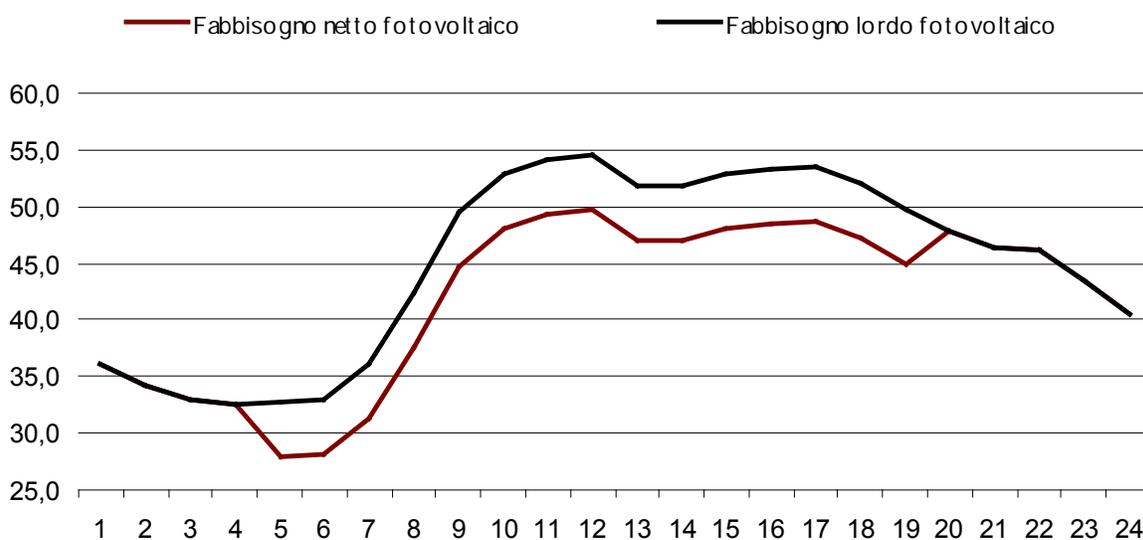
(continua)

Il profilo così creato è stato utilizzato sia per valutare l'impatto della produzione fotovoltaica sul fabbisogno MGP e sul profilo di domanda che per determinarne il possibile impatto sul prezzo elettrico MGP. La rapida crescita della potenza installata nel corso dell'ultimo anno è un fenomeno nuovo per il mercato elettrico, anche a causa del particolare profilo della produzione di tali impianti. Il picco di produzione nelle ore diurne determina infatti un effetto sul fabbisogno non omogeneo a livello giornaliero modificando la forma della domanda stessa. Partendo dalla previsione di richiesta di energia elettrica per il 2012 stimata col modello econometrico IDEM di REF-E è stata valutata la riduzione di fabbisogno contendibile su MGP proprio a causa dell'incremento di produzione fotovoltaica. La previsione econometrica di richiesta di energia sulla rete è basata sulla previsione dell'andamento economico (Pil e produzione industriale), sulla dinamica climatica e sull'impatto di trend e stagionalità e non

tiene in considerazione la dinamica dell'offerta e la sua composizione. Il fabbisogno di energia prospettico su MGP è stimato invece come differenza fra la richiesta e le differenti autoproduzioni, compresa l'autoproduzione da impianti fotovoltaici di piccola taglia allacciati alla rete di distribuzione. Per valutare l'impatto complessivo della produzione di energia da impianti fotovoltaici sul fabbisogno MGP, alla richiesta stimata col modello IDEM produzione fotovoltaica è stata sottratta la previsione di produzione fotovoltaica sopra descritta. Tale elaborazione è utile per quantificare l'impatto, a livello di profilo orario, della produzione fotovoltaica. La Figura 4 presenta l'impatto potenziale della nuova capacità fotovoltaica sul fabbisogno coperto da fonti diverse dal fotovoltaico, calcolato su un giorno feriale estivo a campione (2 luglio 2012). Complessivamente la riduzione è stimata pari a 62 GWh nell'arco delle 24 ore su un fabbisogno complessivo ante riduzione da produzione fotovoltaica di 1007.9 GWh.

Figura 4. Profilo fabbisogno giorno feriale estivo (GW)

Fonte: elaborazione REF-E



A causa della forte asimmetria della produzione da energia solare rispetto al trend della richiesta elettrica, l'impatto in termini di riduzione di fabbisogno contendibile su MGP è molto diverso nelle varie ore del giorno portando addirittura a determinare un picco di fabbisogno nelle ore finali del pomeriggio e non più nelle ore centrali della mattina. La Figura 5 mostra il decremento me-

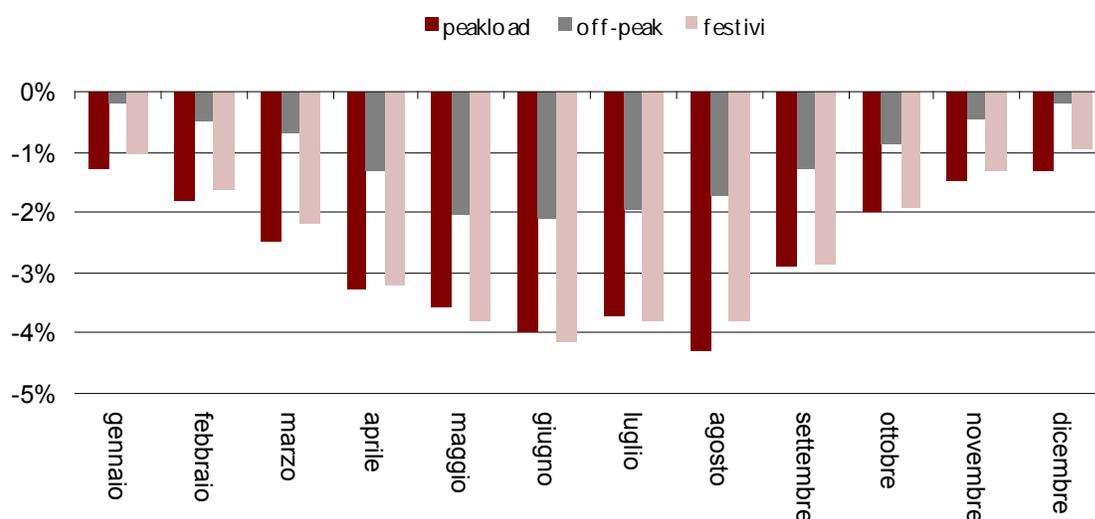
dio percentuale di richiesta nei diversi mesi del 2012 suddivisi per fasce orarie: se la riduzione di fabbisogno nelle ore off-peak rimane contenuta, mai superiore al 2% anche nei mesi estivi, nelle ore di alto carico la riduzione di fabbisogno può arrivare anche a superare il 4%.

L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA SULLO SCENARIO DI MERCATO 2012

(continua)

Figura 5. Variazione fabbisogno su MGP con/senza produzione fotovoltaica (%)

Fonte: elaborazione REF-E



Il forte incremento di produzione fotovoltaica nel corso del prossimo anno e la concentrazione della stessa nelle ore di alto carico, potrà avere un impatto molto consistente anche sul PUN su MGP. Per valutarne le possibili conseguenze a livello di prezzo è stato utilizzato il modello econometrico STEP sviluppato da REF-E. Il modello STEP stima la relazione fra il PUN registrato su MGP e una serie di variabili indipendenti (fabbisogno su MGP, costi di generazione, prezzi esteri) dapprima in orizzonte di lungo periodo al fine di determinare la relazione d'equilibrio di lungo termine. Il risultato di questa stima viene poi inserito in un modello di stima orario che oltre alle variabili indipendenti sopra descritte utilizza variabili endogene ed esogene ritardate, nonché una serie di variabili di trend e stagionalità. Attraverso tale modello è quindi possibile analizzare le relazioni fra le diverse variabili e stimare in ottica previsiva l'andamento del prezzo con un orizzonte annuale. Non avendo a disposizione una serie storica sufficientemente lunga sulla produzione fotovoltaica oraria sia degli impianti allacciati alla rete in alta tensione che di quelli allacciati alla rete di distribuzione, non è possibile inserire direttamente tale variabile quale regressore del modello. Per valutare

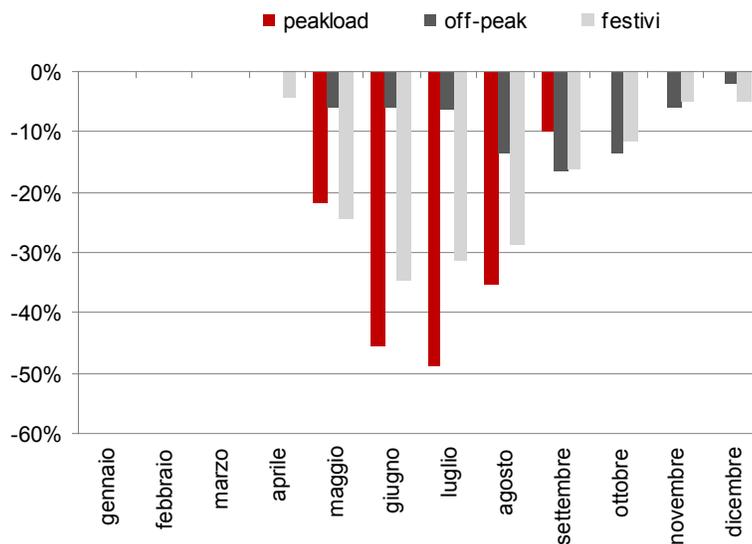
l'impatto sul prezzo si è scelto quindi di calcolare un fabbisogno MGP lordo e netto della produzione fotovoltaica e monitorare l'impatto in termini di prezzo MGP. Al fabbisogno lordo stimato è stato sottratto l'incremento di produzione fotovoltaica attesa per il 2012; la decisione di utilizzare solo l'incremento e non il dato totale è motivata dalla considerazione che le serie storiche pubblicate dal GME e utilizzate nell'analisi della relazione fra prezzo e fabbisogno (dati fino al 10 dicembre 2011) già incorporano l'impatto della produzione fotovoltaica 2011. La Figura 6 mostra l'impatto sul prezzo elettrico determinato col modello econometrico STEP. Il PUN, stimato, assumendo un fabbisogno al netto della produzione fotovoltaica incrementale attesa per il 2012, registra delle riduzioni molto consistenti, con un profilo altamente asimmetrico all'interno dei mesi e delle diverse fasce orarie. Rispetto allo scenario in assenza di riduzione di fabbisogno MGP, il prezzo in esito alla stima vede una riduzione massima del prezzo peakload su MGP fino al 50% nei mesi di giugno e luglio, fino al 30% a maggio, il 40% ad agosto e dal 5% al 10% ad aprile e settembre; nei mesi invernali l'impatto potrà essere meno significativo.

L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA SULLO SCENARIO DI MERCATO 2012

(continua)

Figura 6. Riduzione massima del PUN con/senza produzione fotovoltaica Var %

Fonte: elaborazione REF-E

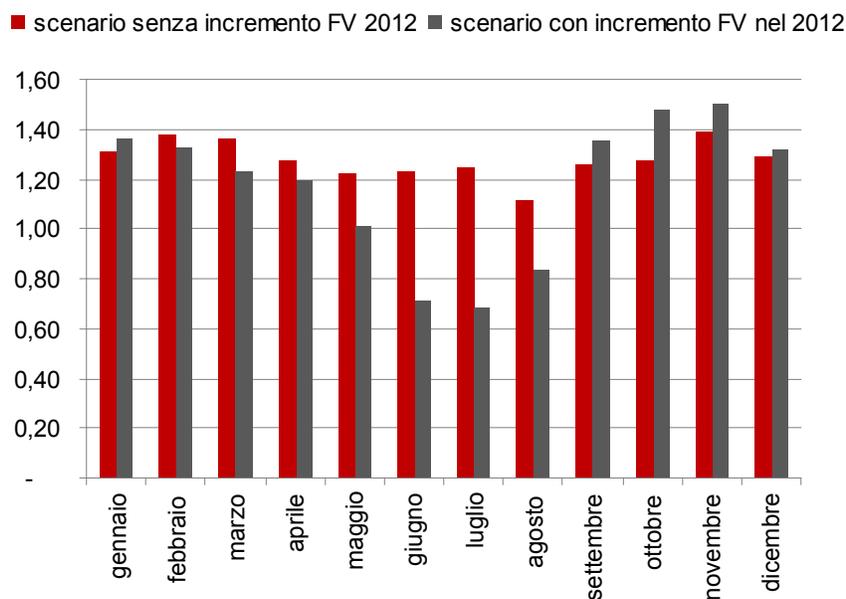


La riduzione asimmetrica dei prezzi nelle diverse fasce orarie modifica anche il rapporto fra prezzi di picco e prezzi nelle ore di basso carico. Il rapporto fra i prezzi peakload e off-peak passa nei mesi estivi da valori superiori a 1 (media di 1.20 fra giugno ed agosto) nello scenario in assenza di incremento di produzione

fotovoltaica a valori inferiori all'unità nello scenario di sviluppo del fotovoltaico: 0.74 in media nei tre mesi estivi. Negli altri mesi pur riducendosi significativamente, non si inverte il rapporto fra prezzi di picco e prezzi nelle ore di basso carico (Figura 7).

Figura 7. Rapporto prezzo peak-off-peak Var %

Fonte: elaborazione REF-E



L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA SULLO SCENARIO DI MERCATO 2012

(continua)

Tale simulazione non mira a determinare in modo puntuale l'impatto della nuova produzione fotovoltaica, ma a evidenziare l'ordine di grandezza dei potenziali rischi in termini di volatilità di prezzo sul mercato. L'impatto delle condizioni climatiche giocherà in ruolo fondamentale: temperature elevate potrebbero determinare un fabbisogno più consistente di quanto stimato nello scenario di riferimento, determinando una riduzione molto forte del differenziale di prezzo sopra esposto. Se la dinamica del fabbisogno presenta infatti un andamento regolare, la volatilità del prezzo è molto più elevata e largamente influenzata da una molteplicità di fattori anche di natura congiunturale. Sicuramente il prezzo su MGP potrà registrare nel corso del 2012 un incremento di volatilità proprio a causa del peso della produzione fotovoltaica.

Se la riduzione di prezzo su MGP è auspicabile a livello di costo per il sistema, l'impatto complessivo sul costo finale dell'energia dell'incremento di produzione fotovoltaica non è facilmente determinabile a priori. Infatti se da un lato la riduzione di fabbisogno per gli impianti termoelettrici si trasferirà in una maggiore competizione di prezzo su MGP, dall'altro le esigenze di sicurezza del sistema potranno determinare la necessità da parte di Terna di incrementare l'approvvigionamento di risorse su MSD. L'estrema volatilità della produzione fotovoltaica, unita al disomogeneità a livello territoriale degli impianti stessi potrà far emergere squilibri e necessità di maggiori risorse per la sicurezza, determinando un incremento dei costi sostenuti su MSD e un incremento delle componenti tariffarie a copertura degli stessi.



1 Fonte: Atlasole GSE.

2 Sulla base dei dati GSE, attualmente (seconda settimana di gennaio) la potenza installata risulta essere pari a 12.5 GW.

3 L'area settentrionale comprende Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia e Emilia Romagna, l'area centrale comprende Toscana, Abruzzo, Marche, Umbria, Lazio e Sardegna e l'area meridionale comprende Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 179/11** | “Approvazione della procedura tecnica e delle procedure concorrenziali finalizzate ad assegnare le garanzie d’origine predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.” | pubblicata il 19 novembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/179-11arg.htm>

Con Deliberazione ARG/elt 104/11 del 28 luglio 2011, l’AEEG ha adottato le “Condizioni per promuovere la trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili”, con l’obiettivo di assicurare, che la stessa energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non sia inclusa in più contratti di vendita agli utenti finali.

Segnatamente, nel definire tali condizioni di trasparenza, l’AEEG ha individuato nelle garanzie di origine di cui alla Direttiva 2009/28/CE lo strumento per garantire la tracciabilità dell’energia oggetto dei contratti di vendita di energia rinnovabile, prevedendo, a tal fine che, nelle more dell’entrata in vigore delle disposizioni di cui al Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, tale predetto strumento coincida con i titoli CO-FER, ovvero le certificazioni rilasciate dal GSE S.p.A. ai sensi del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31 luglio 2009.

Con la medesima delibera, il Regolatore ha inoltre disposto che il GSE:

- organizza procedure concorrenziali finalizzate ad assegnare le garanzie d’origine nella propria disponibilità prevedendo, tra l’altro, che tali procedure si svolgano con frequenza almeno trimestrale ed abbiano ad oggetto un numero di garanzie d’origine coerente con quelle nella disponibilità del medesimo GSE.

- definisca, previa pubblica consultazione con i soggetti interessati:

- i) una procedura tecnica che, in applicazione delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 104/11, individui le informazioni (e i relativi flussi) che devono essere messe a disposizione dai produttori e dalle società di vendita (di seguito: procedura tecnica);

- ii) una proposta per lo svolgimento delle procedure concorrenziali, contenente il bando, i criteri per l’individuazione del numero delle garanzie d’origine oggetto delle procedure concorrenziali, nonché la descrizione del modello per l’aggiudicazione delle procedure di assegnazione (di seguito: procedure concorrenziali).

In attuazione delle predette disposizioni, il GSE ha trasmesso all’Autorità il documento recante la proposta di procedura tecnica, nonché quello contenente la proposta per l’implementazione delle procedure concorrenziali, unitamente alle osservazioni ricevute dai soggetti interessati nello svolgimento dei processi di consultazione.

L’AEEG, con il provvedimento in oggetto, ha approvato

la procedura tecnica, nonché il documento contenente la proposta per l’implementazione delle procedure concorrenziali, richiedendo, con riferimento a tale ultimo documento l’introduzione di modifiche volte a prevedere:

- l’esclusione delle offerte di acquisto senza limite di prezzo;
- la differenziazione delle garanzie d’origine per tipologia di impianto, prevedendo che tali garanzie, nella titolarità del GSE, siano oggetto di aste differenziate in base alla fonte di riferimento (fonte idrica, solare, eolica, geotermica e altre);
- che i soggetti assegnatari delle garanzie d’origine in esito allo svolgimento delle procedure concorrenziali, in aggiunta al prezzo di assegnazione, riconoscano al GSE anche il corrispettivo, pari a 0,005 euro, per ogni CO-FER registrata sulla piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali delle COFER, organizzata e gestita dal GME.

■ **Delibera ARG/elt 181/11** | “Aggiornamento dei provvedimenti dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, correlati alla deliberazione n. 42/02 in materia di cogenerazione, a seguito dell’emanazione dei decreti ministeriali 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011” | pubblicata il 15 dicembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/181-11arg.htm>

In materia di cogenerazione il Legislatore italiano, con il decreto legislativo n. 20/07, ha recepito la direttiva europea 2004/8/CE disciplinante la cogenerazione ad alto rendimento, precisando, tra l’altro, che fino al 31 dicembre 2010 è da considerarsi “cogenerazione ad alto rendimento” la produzione in cogenerazione rispondente alla definizione di cui all’articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè quella corrispondente a quanto già previsto dalla deliberazione AEEG n. 42/02.

In seguito, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto ministeriale 4 agosto 2011 (recante recepimento delle decisioni della Commissione europea del 21 dicembre 2006 e del 19 novembre 2008 in materia di cogenerazione ad alto rendimento) e il decreto ministeriale 5 settembre 2011 in materia di definizione del regime regolatorio di sostegno alla cogenerazione ad alto rendimento.

In base a tale ultimo, ai fini dell’ottenimento dei certificati bianchi, continuano a trovare applicazione le disposizioni poste dalla deliberazione AEEG n. 42/02, limitatamente alle unità entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2010.

Si riporta che tra i vantaggi riconosciuti alla cogenerazione ad alto rendimento, definiti dal citato decreto legislativo n. 20/07 e tuttora vigenti, rientrano:

- la priorità di dispacciamento, peraltro già precedentemente prevista dal decreto legislativo n. 79/99;
- lo scambio sul posto nel caso di impianti di potenza fino a 200 kW;
- semplificazioni in materia di erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione alle reti con obbligo di connessione di terzi. Facendo riferimento alla richiamata

Novità normative di settore (continua)

deliberazione n. 42/02, detti vantaggi sono rispettivamente previsti nelle deliberazioni AEEG n. 111/06, ARG/elt 74/08 e ARG/elt 99/08.

Al fine di recepire la nuova definizione di “cogenerazione ad alto rendimento”, posta dai recenti decreti ministeriali 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011, con la deliberazione in oggetto, il Regolatore aggiorna i tre provvedimenti sopra richiamati oltre che gli altri provvedimenti dell’Autorità ancora oggi vigenti nei quali viene richiamata la deliberazione n. 42/02.

Con puntuale riferimento al beneficio derivante dalla priorità di dispacciamento, si segnala che la nuova definizione di cogenerazione ad alto rendimento consente che un impianto di cogenerazione, o una sezione dello stesso, possa risultare anche solo parzialmente ad alto rendimento, con conseguenti complicazioni per le modalità applicative delle agevolazioni per tali impianti: la priorità di dispacciamento, infatti, non può essere riconosciuta solo ad una parte di un impianto o a una sezione parziale dello stesso.

Al fine di risolvere tale problematica l’Autorità, aggiornando con il presente provvedimento le relative disposizioni della deliberazione n. 111/06, prevede che per beneficiare dell’applicazione della priorità di dispacciamento, l’impianto (o la sezione) che soddisfa la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento - nel rispetto dei criteri di cui al decreto ministeriale 4 agosto 2011 - è quella per cui la grandezza ECHP, definita nel medesimo decreto, risulti superiore, o almeno pari, alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica generata dal medesimo impianto (o sezione) in assetto cogenerativo.

■ **Delibera EEN 13/11** | “Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell’anno 2012, in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale, soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004, come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007” | pubblicata il 27 dicembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/013-11een.htm>

Il Decreto ministeriale 21 dicembre 2007 - recante revisione ed aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 - fissa all’articolo 2, comma 3, lettera h), a 3,5 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) il livello dell’obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell’efficienza energetica a carico dei distributori di energia elettrica per il 2012. Specularmente, il medesimo articolo, al successivo comma 4, lettera h), fissa a 2,5 milioni di tep il livello dell’obiettivo di risparmio energetico a carico dei distributori di gas naturale per il 2012.

In attuazione della normativa primaria sopra richiamata, l’AEEG, con la presente deliberazione, quantifica e pubblica la ripartizione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei singoli distributori obbligati per l’anno 2012.

In particolare in Allegato al provvedimento in oggetto, il Regolatore comunica la lista, per l’anno 2012, dei distributori di energia elettrica (Tabella A) e dei distributori di gas naturale

(Tabella B), chiamati a concorrere al raggiungimento del complessivo obiettivo nazionale annuale, dettagliando la ripartizione quantitativa obbligatoria per il singolo distributore obbligato. Per completezza si ricorda che il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha espressamente previsto che, per ciascuno degli anni successivi al 2007, risultano soggetti al raggiungimento dell’obiettivo complessivo nazionale, tutti i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che, alla data del 31 dicembre dei due anni antecedenti a ciascun anno di competenza – in questo caso per il 2012, al 31 dicembre 2010 – risultavano avere connessi alla propria rete di distribuzione almeno un quantitativo pari a 50.000 clienti finali.

Con riferimento al criterio di ripartizione dell’obiettivo annuale, l’Autorità inoltre conferma che, in analogia a quanto effettuato nei precedenti anni di applicazione del meccanismo dei certificati bianchi, la singola quota dell’obiettivo complessivo assegnata ad ogni impresa di distribuzione soggetta all’obbligo, è stata determinata mediante il criterio di ripartizione pro quota secondo il rapporto tra l’energia elettrica, o il gas naturale, distribuito dalla medesima impresa ai clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione e l’energia elettrica, o il gas naturale, complessivamente distribuito sul territorio nazionale dall’insieme dei soggetti chiamati ex lege agli obblighi di risparmio energetico.

■ **Delibera ARG/elt 189/11** | “Verifica di conformità della Convenzione fra la società Terna S.p.A. e la società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., approvazione dei corrispettivi per la partecipazione al mercato organizzato e alla piattaforma degli scambi bilaterali delle garanzie di origine per l’anno 2012, nonché approvazione dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine, per l’anno 2012 e del preventivo dei costi 2012 per lo svolgimento delle attività strumentali al monitoraggio” | pubblicata il 27 dicembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/189-11arg.htm>

Con il provvedimento in oggetto il Regolatore verifica ed approva la determinazione di alcune partite economiche connesse alle attività di competenza del GME/TERNA strumentali alla gestione operativa del mercato elettrico.

Nello specifico con la delibera in commento l’AEEG approva:

i) lo schema di Convenzione fra GME-TERNA, secondo la versione trasmessa dal Gestore in data 12 dicembre 2011, e la proposta di corrispettivo GME-TERNA contenuta all’interno del medesimo schema.

ii) la proposta dei corrispettivi per la partecipazione alla Piattaforma Conti Energia (PCE) validi a partire dal 1 gennaio 2012, che segnatamente risultano così determinati:

a) il corrispettivo di accesso alla PCE è confermato pari a 1000 (mille) euro;

b) il corrispettivo fisso annuo per l’uso della PCE è confermato pari a 0 (zero) euro/anno;

Novità normative di settore (continua)

c) il corrispettivo per ogni MWh oggetto delle transazioni registrate su PCE è confermato pari a 0,012 €/MWh.

iii) la proposta, trasmessa dal GME all'Autorità con comunicazione del 21 Novembre 2012, relativa ai corrispettivi per la partecipazione al mercato organizzato delle garanzie di origine (M-COFER) e alla piattaforma di registrazione e degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (PB-COFER), che a partire dal 1 gennaio 2012, risultano così determinati:

- il corrispettivo di accesso e quello fisso è pari a 0 (zero) sia sull'M-COFER quanto sulla PB-COFER.
- il corrispettivo per ogni COFER negoziata su M-COFER è pari a 0,005 euro/COFER.
- il corrispettivo per ogni COFER negoziata e registrata su PB-COFER è pari a 0,005 euro/COFER.

Inoltre l'Autorità con la delibera de qua quantifica altresì l'ammontare dei costi riconosciuti a preventivo al GME nel 2012 per lo svolgimento delle attività di monitoraggio di cui al comma 3.1 della Delibera ARG/elt 115/08, come successivamente modificata ed integrata (TIMM); ammontare quantificato in 1.067.000 (unmilionesessantasettemila) euro, la cui copertura verrà assicurata mediante i corrispettivi 2012 per la partecipazione alla PCE.

GAS

■ **Delibera ARG/gas 182/11** | “Approvazione della convenzione tra la società Snam Rete Gas S.p.A. ed il Gestore dei mercati energetici, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, nonché chiarimenti ai fini dell'applicazione delle disposizioni del punto 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11” | pubblicata il 16 dicembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/182-11arg.htm>

Al fine di avviare il sistema di bilanciamento di merito economico nel settore Gas, l'Autorità, con l'articolo 3 della deliberazione ARG/Gas 45/11 del 14 Aprile 2011, ha disposto che il responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas S.p.A.) ed il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) sottoscrivano una apposita convenzione nella quale siano disciplinate le modalità di affidamento dell'organizzazione e gestione della piattaforma di bilanciamento, nonché i flussi informativi fra i medesimi soggetti necessari per la presentazione delle offerte e la registrazione delle transazioni concluse nell'ambito della piattaforma, e che tale convenzione, una volta definita, sia trasmessa al Regolatore per la relativa approvazione.

In attuazione di quanto indicato, con lettera del 30 novembre 2011, la società Snam Rete Gas ha trasmesso all'Autorità la proposta di Convenzione sottoscritta dalla stessa con il GME.

Con il provvedimento de quo l'Autorità, verificata la conformità della Convenzione alle disposizioni di cui alla citata

deliberazione ARG/Gas 45/11, ha approvato positivamente e contestualmente pubblicato il relativo documento con l'Allegato A alla delibera in oggetto.

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG** | “Sospensione del sistema di garanzie per il servizio di bilanciamento del gas naturale” | pubblicato il 14 dicembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/111213dmeg.htm>

Con il comunicato in oggetto il Regolatore rende noto agli operatori del settore Gas che, a seguito del decreto del 6 dicembre 2011, il Presidente della sezione terza del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, accogliendo l'istanza proposta dalla società Sinergie Italiane S. p. A, ha sospeso provvisoriamente il sistema di garanzie di cui al punto 3 della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 155/11 del 10 novembre 2011.

Inoltre, a fronte delle richieste di chiarimento pervenute all'AEEG in merito all'applicazione degli effetti del predetto decreto, il Regolatore precisa che, allo stato, i relativi effetti si producono su tutti gli utenti del sistema i quali, pertanto, non sono tenuti alla presentazione delle garanzie per il servizio di bilanciamento del Gas naturale entro la data del 15 dicembre 2011.

L'Autorità da ultimo informa che, tenendo conto dei pregiudizi funzionali che possono derivare al sistema e al mercato all'ingrosso del gas naturale in esito alla sospensione del predetto sistema di garanzie, intraprenderà tutte le opportune iniziative a tutela del sistema gas e del relativo mercato del bilanciamento.

■ **Delibera ARG/gas 192/11** | “Disposizioni urgenti alla società Snam Rete Gas S.p.A. in materia di regolazione delle partite economiche per il bilanciamento” | pubblicata il 23 dicembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/192-11arg.htm>

Con la Delibera in oggetto il Regolatore al fine di “limitare l'ambito dei possibili pregiudizi per il sistema e il mercato del gas naturale derivante dalla sospensione delle garanzie a copertura del bilanciamento” - come anticipato dal precedente comunicato agli operatori - adotta misure in materia di regolazione delle partite economiche per il mercato del bilanciamento gas.

Allo scopo l'Autorità con il provvedimento de quo dispone la riduzione dei tempi di determinazione e pagamento delle partite economiche per il bilanciamento gas.

In particolare l'AEEG prevede che la società Snam Rete Gas provveda alla regolazione delle partite economiche derivanti dall'operatività sul mercato di bilanciamento secondo quanto regolato dal Capitolo 18, § 4.1.2, del proprio Codice di Rete, integrandole con le seguenti disposizioni:

- relativamente al saldo netto delle partite economiche per il bilanciamento, determinate sulla base dei bilanci di

trasporto provvisori che evidenzino un debito nei confronti del responsabile del bilanciamento, sono richiesti pagamenti in acconto con cadenza quindicinale;

- il termine per i pagamenti di cui al punto precedente è di 5 (cinque) giorni lavorativi dalla data della ricezione della richiesta.

Resta in ogni caso valida la facoltà per l'utente del bilanciamento di presentare, a copertura degli importi relativi alle operazioni effettuate sul mercato PB-GAS, le garanzie nella forma di:

- a) deposito cauzionale;
- b) garanzia bancaria a prima richiesta;
- c) gas in giacenza in stoccaggio, valorizzato ad un prezzo pari all'ultimo valore disponibile della componente relativa alla

commercializzazione all'ingrosso CCIt di cui all'articolo 6 del TIVG ridotto del 10%;

d) rating creditizio;

e) lettera di garanzia societaria emessa dalla società controllante in possesso di rating creditizio.

Infine si segnala che l'Autorità, anche al fine di agevolare le società in possesso di rating creditizio, delibera che Snam Rete Gas determini, per ogni utente del bilanciamento, un livello di copertura economica a garanzia delle operazioni sulla PB-GAS pari al prodotto tra: la somma delle garanzie prestate nelle forme indicate alle lettere a., b., c. ed e., moltiplicata per un coefficiente pari a 5, nel caso di utenti dotati di rating creditizio, e per un coefficiente pari a 1,2 per tutti gli altri utenti.

GME - NEWS

Documento di consultazione 01/2012 “Modalità di offerta in vendita del gas da parte dei soggetti investitori aderenti al meccanismo di stoccaggio virtuale ai sensi della deliberazione aeeeg - arg/gas 79/11” | Download http://www.mercatoelettrico.org/It/MenuBiblioteca/Documenti/20120113Dco_01_2012.pdf

Il decreto legislativo n.130/10 ha introdotto l'obbligo per i soggetti investitori aderenti di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati e gestiti dal GME, i quantitativi di gas agli stessi resi disponibili nel periodo invernale dagli stoccatrici virtuali abbinati.

La delibera ARG/gas 193/10 prevede che nel contratto tra il Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A. e il soggetto investitore aderente siano individuate le modalità con cui il soggetto investitore aderente, o il soggetto dallo stesso individuato per adempire all'obbligo di offerta, dovrà offrire in vendita nei sistemi di negoziazione del GME i predetti quantitativi di gas.

Con successiva deliberazione ARG/gas 79/11, l'AEEG in attuazione della citata deliberazione ARG/gas 193/10 ha

stabilito che i soggetti istituzionali coinvolti definiscano le predette modalità operative e che le stesse siano inviate all'AEEG per l'approvazione. Per dare attuazione a quanto disposto è stata formulata una proposta contenente le disposizioni operative sottoponendola all'approvazione dell'AEEG. Nel riscontrare la predetta proposta operativa l'AEEG, nelle more della relativa approvazione, ha, tuttavia, richiesto al GME di pubblicare la proposta sul sito internet del medesimo GME, al fine di raccogliere eventuali osservazioni da parte dei soggetti investitori aderenti. Il GME, quindi, ha pubblicato il Documento di consultazione avente per oggetto “Modalità di offerta in vendita del gas da parte dei soggetti investitori aderenti al meccanismo di stoccaggio virtuale ai sensi della deliberazione AEEG - ARG/gas 79/11”.

I soggetti interessati sono invitati a formulare le proprie osservazioni con riferimento alle modalità operative descritte nel documento sopra citato, oltre che, in particolare, sugli spunti di consultazione S1 e S2.

Tali osservazioni dovranno pervenire all'Unità Legale e Regolazione del GME, per iscritto, entro e non oltre il 26 gennaio 2012, termine di chiusura della presente consultazione.



Agenda GME

■ 28-29 febbraio

Il nuovo mercato del gas naturale: gli impatti operativi e gestionali per gli operatori

Milano, Italia

Organizzatore: Academy London Stock Exchange Group
<http://www.academy.londonstockexchange.com/>

■ 20-21 marzo

Certificati Bianchi, Titoli di Efficienza Energetica a portata di mano

Milano, Italia

Organizzatore: FIRE
www.fire-italia.it

■ 21-22 marzo

RECS Market Meeting

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: RECS International
<http://www.recsmarket.eu/>

Gli appuntamenti

19 gennaio

Electricity Markets At The Crossroads: Which Market Design for the Future?

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC
www.eurelectric.org

20 gennaio

Presentazione del Primo Rapporto sull'Efficienza Energetica

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA
http://www.enea.it/it/enea_informa/events

23-25 gennaio

Gas to Power Europe Forum

Berlino, Germania

Organizzatore: dmg events
<http://www.gastopowereurope.com/>

24 gennaio

La nuova regolamentazione europea sul trading fisico e finanziario di energia: mercati, impatti e compliance

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy - London Exchange Group
<http://www.academy.londonstockexchange.com>

24 gennaio

Cambiamenti climatici e negoziati: Durban e le sfide future

Venezia, Italia

Organizzatore: ICCG-FEEM
<http://www.feem.it>

24 - 25 gennaio

Trading di energia: nuova regolamentazione UE e rappresentazione in bilancio dei derivati su commodities

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy - London Exchange Group
<http://www.academy.londonstockexchange.com>

24-27 gennaio

European Gas Conference 2012

Vienna, Austria

Organizzatore: The Energy Exchange
www.europeangas-conference.com

25 gennaio

Le fonti energetiche rinnovabili: profili procedurali e titoli abilitativi

Roma, Italia

Organizzatore: ISES Italia
<http://www.isesitalia.it>

Gli appuntamenti (continua)

25 gennaio

CEER Conference on Infrastructure and Energy Efficiency

Brussels, Belgio

Organizzatore: CEER

<http://www.energy-regulators.eu>

25 gennaio

Derivati su commodities: aspetti contabili e di valutazione in bilancio

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy - London Exchange Group

<http://www.academy.londonstockexchange.com/>

25 gennaio

Le fonti energetiche rinnovabili: profili procedurali e titoli abilitativi

Roma, Italia

Organizzatore: ISES Italia

www.isesitalia.it

25-26 gennaio

ESCO Europe 2012

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Synergy Event

<http://www.esco-europe.com/>

26 gennaio

La riforma del Servizio di Distribuzione del Gas Naturale

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

26-27 gennaio

3rd Annual European Renewable Energy Markets

Berlino, Germania

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com>

26-27 gennaio

Minieolico: progettazione, autorizzazione e realizzazione di un impianto

Roma, Italia

Organizzatore: ISES Italia

<http://www.isesitalia.it>

26-29 gennaio

Klimahouse 2012

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fierabolzano

<http://www.fierabolzano.it>

30-31 gennaio

Annual Meeting 2012 di GE Oil & Gas

Firenze, Italia

Organizzatore: GE Oil & Gas

<http://firenzefiera.org>

31 gennaio

Gestione delle Accise sull'Energia Elettrica e Gas

Milano, Italia

Organizzatore: IIR

<http://www.iir-italy.it>

31 gennaio-1 febbraio

7th Annual EU Energy Law & Policy Conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: Claeys & Casteels

<http://claeys-casteels.com>

1 febbraio

I mercati energetici nell'attuazione del "Terzo pacchetto"

Roma, Italia

Organizzatore: LUISS

<http://www.luiss.it>

1-2 febbraio

Gas to Power

Londra, Regno Unito

Organizzatore: smi group

<http://www.smi-online.co.uk>

2 febbraio

Impianti eolici in aree agricole

Verona, Italia

Organizzatore: ISES Italia

www.isesitalia.it

2 febbraio

Biogas 2013, si volta pagina

Verona, Italia

Organizzatore: ilSole24ore

<http://www.formazione.ilsole24ore.com>

2 febbraio

Challenges of Integrating Renewable Electricity Generation into Markets and Grids - the Case of Germany

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it>

2-5 febbraio

BIOENERGY EXPO 2012

Verona, Italia

Organizzatore: FIERAGRICOLA

<http://www.fieragricola.it>

6-7 February 2012

Wind, Inc. 2012 - Intergrating Wind In Energy Mix

Gdansk, Polonia

Organizzatore: Green World Conferences

<http://www.greenworldconferences.com>

7 febbraio

Distribuzione Gas: la Rivoluzione che Verrà

Milano, Italia

Organizzatore: Ref e Intesa San Paolo

www.ref-online.it

7-9 Febbraio

E-world energy & water - International Fair and Congress 2012

Essen, Germania

Organizzatore: Con Energy

<http://www.e-world-2012.com>

9-10 Febbraio 2012.

Putting Severe Accidents Into Perspective. Learning From The Past, Preparing For The Future Of Nuclear Energy

Monaco, Germania

Organizzatore: ENELA

<http://www.enela.eu>

10-12 febbraio

Futura Energy 2012

Pesaro, Italia

Organizzatore: Fiere delle Marche

<http://www.futuraenergy.tv>

15 febbraio

Investire nel FV in Italia nel 2012 e oltre

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

23-24 febbraio 2012

Conferenza dell'Industria Solare - Italia 2012 (CIS-IT)

Roma, Italia

Organizzatore: Solarpraxis e Assosolterm

<http://www.assolterm.it>

28-29 febbraio

Renewable Energy Finance Forum

Berlino, Germania

Organizzatore: euromoney

<http://www.euromoneyenergy.com>



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