

APPROFONDIMENTI

IL FUTURO PROSSIMO DELL'INCENTIVAZIONE ALLA GENERAZIONE RINNOVABILE

di Roberto Bianchini, Claudia Checchi, Mario Cirillo, Cristina Rocca- REF-E

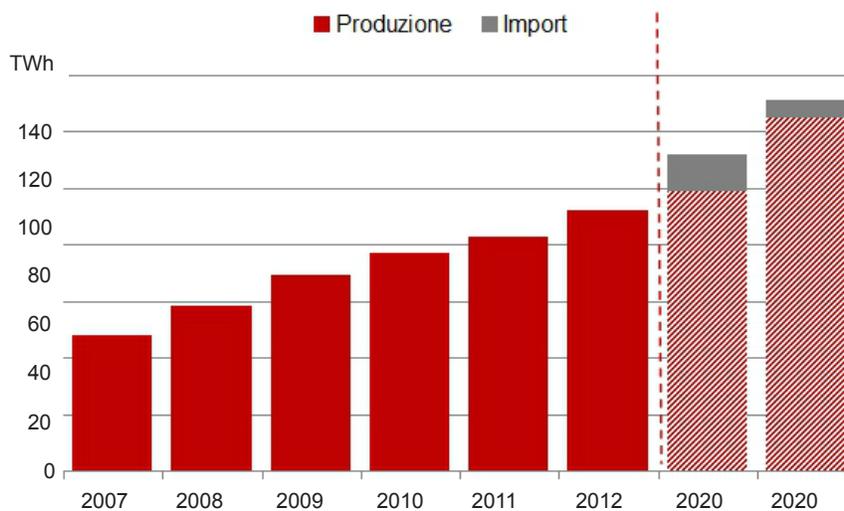
Lo stato attuale

La Strategia Energetica Nazionale (SEN)¹ ha proposto il superamento del target di penetrazione della generazione rinnovabile (FER-E) al 2020 contenuto nel Piano di Azione Nazionale (PAN), il documento che nel 2010 ha definito la via italiana per il raggiungimento degli obiettivi fissati in sede comunitaria attraverso il "pacchetto 20-20-20". Lo scenario SEN (marzo 2013) prevede infatti un contributo del consumo di energia elettrica rinnovabile tra 120 e 130 TWh, contro i 112

TWh del PAN (Figura 1), con l'apporto di "soli" 6 TWh di import attraverso i cosiddetti "meccanismi flessibili"², meno della metà di quanto previsto dal PAN. Le statistiche Terna attestano già per il 2012 una produzione di energia elettrica rinnovabile sopra i 90 TWh, raggiunti nonostante una piovosità, e quindi un livello degli apporti naturali di energia idraulica, in forte diminuzione rispetto al 2011, dato che conferma il trend di crescita sostenuta degli ultimi anni nonché un veloce avvicinamento al target previsto.

Figura 1: Produzione rinnovabile lorda 2012 e obiettivi PAN e SEN al 2020

Fonti: PAN, SEN e Terna



► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ LUGLIO 2013

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

APPROFONDIMENTI

Il futuro prossimo dell'incentivazione alla generazione rinnovabile
di Roberto Bianchini, Claudia Checchi,
Mario Cirillo, Cristina Rocca- REF-E
pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Al picco stagionale di luglio, i volumi di energia elettrica scambiati nel Mercato del Giorno Prima, (poco meno di 35.800 MWh medi orari) si confermano sui livelli in assoluto più bassi, lontani dai circa 41.800 MWh del 2008. La flessione delle vendite da unità di produzione a gas naturale (cicli combinati) ed a carbone ha superato il 20%, mentre gli impianti a fonte rinnovabile hanno registrato una crescita dello stesso ordine di grandezza, sospinte dalla fonte idraulica (+33,6%) e solare

(+10,8%). La liquidità del mercato, pari al 76,0%, si conferma sui livelli più alti di sempre. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), all'undicesimo ribasso tendenziale consecutivo, si è attestato a 66,86 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), i prezzi non hanno evidenziato variazioni di rilievo rispetto a giugno con il prodotto Anno 2014 baseload stabile a 61,20 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in aumento di 10,62 €/MWh rispetto a giugno (+18,9%), ma in flessione di 15,35 €/MWh (-18,7%) su luglio 2012, si è portato a 66,86 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 17,07 €/MWh (-19,2%) nelle ore di picco, con un prezzo pari a 71,63 €/

MWh (il più basso mai registrato nel mese di luglio), e di 14,59 €/MWh (-18,6%) nelle ore fuori picco, con un prezzo pari a 64,04 €/MWh. Il rapporto picco/baseload scende pertanto a 1,07 superiore solo al minimo storico di agosto 2012 (Grafico 1 e Tabella 1).

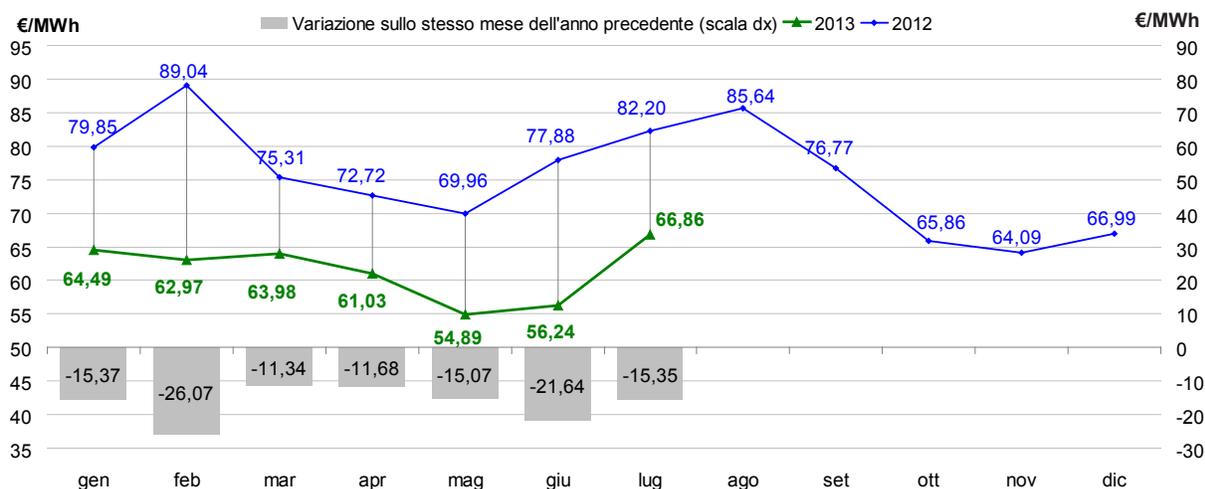
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	66,86	82,20	-15,35	-18,7%	27.209	+15,8%	35.783	-5,6%	76,0%	62,0%
Picco	71,63	88,69	-17,07	-19,2%	32.682	+10,8%	42.948	-6,4%	76,1%	64,3%
Fuori picco	64,04	78,63	-14,59	-18,6%	23.981	+18,8%	31.557	-5,8%	76,0%	60,3%
Minimo orario	18,31	23,49			16.490		23.297		57,3%	48,0%
Massimo orario	118,34	156,31			37.679		47.224		83,6%	69,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



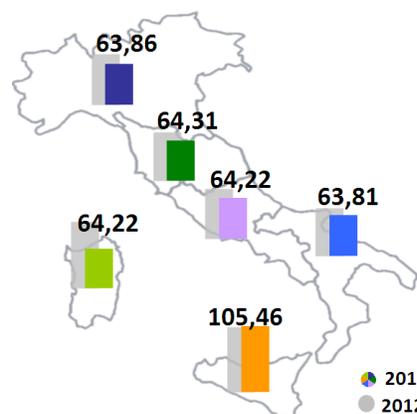
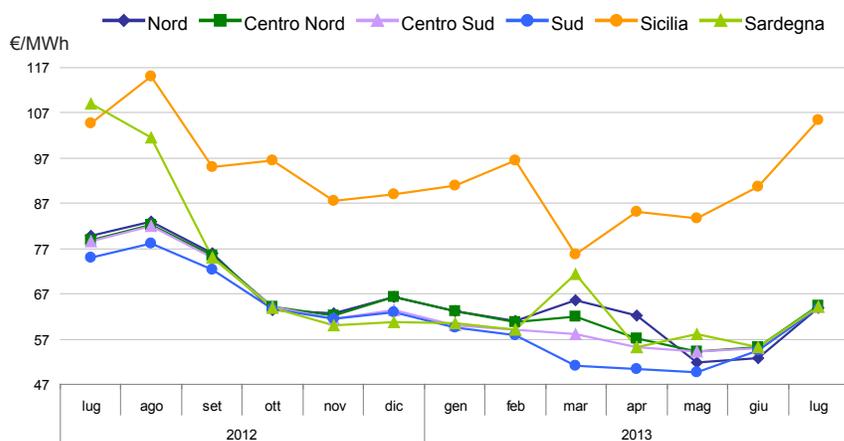
(continua)

I prezzi medi di vendita, in forte calo tendenziale in tutte le zone, evidenziano una sostanziale convergenza attorno ai 64 €/MWh, con un minimo al Sud pari a 63,81 €/MWh. In controtendenza la

Sicilia il cui prezzo di vendita, in aumento dello 0,7% rispetto a luglio 2012, sale a 105,46 €/MWh portando lo spread con le altre zone oltre i 40 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia* segnano una nuova flessione su base annua (-5,6%), portandosi a 26,6 milioni di MWh, valore massimo degli ultimi dodici mesi, ma minimo storico per il mese di luglio. Ancora in crescita, invece, l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 20,2 milioni di MWh (+15,8%), massimo da agosto 2008, sempre trainata dai cospicui sbilanciamenti a programma dei venditori

bilateralisti. L'energia scambiata *over the counter* sulla PCE e nominata su MGP è pertanto scesa a 6,4 milioni di MWh (-40,5%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, in aumento di 14,0 punti percentuali su base annua, ma al secondo ribasso congiunturale consecutivo, si è attestata a 76,0% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.243.369	+15,8%	76,0%
Operatori	12.467.088	+22,7%	46,8%
GSE	4.968.140	-5,3%	18,7%
Zone estere	2.808.140	+35,5%	10,5%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	6.379.103	-40,5%	24,0%
Zone estere	843.462	-34,9%	3,2%
Zone nazionali	5.535.641	-41,2%	20,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	26.622.472	-5,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.057.665	-4,0%	
OFFERTA TOTALE	46.680.137	-4,9%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

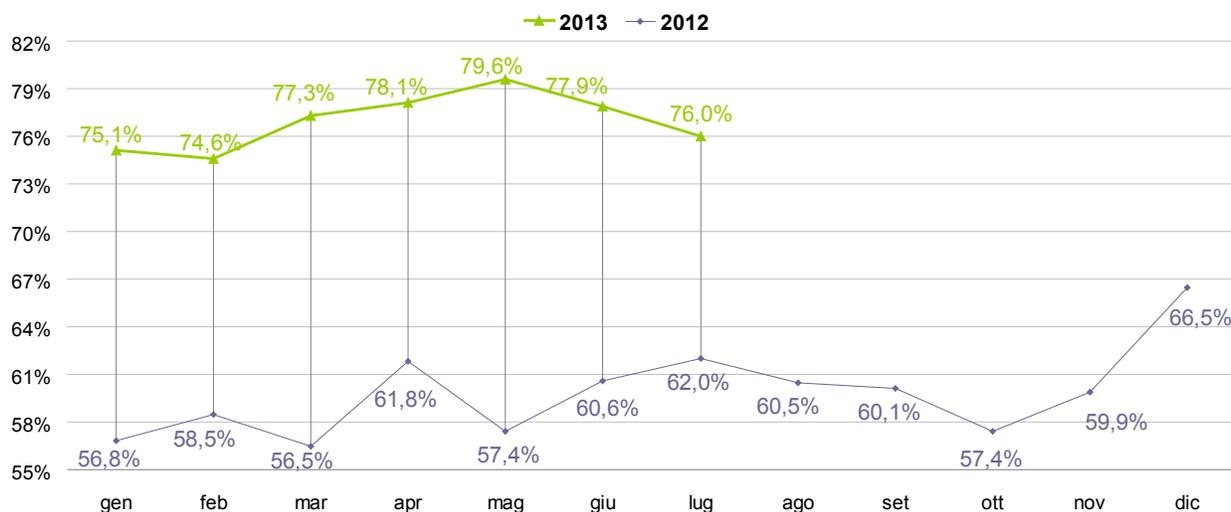
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.243.369	+15,8%	76,0%
Acquirente Unico	2.742.807	-18,6%	10,3%
Altri operatori	9.664.672	-13,6%	36,3%
Pompaggi	4.131	-97,3%	0,0%
Zone estere	52.416	-62,8%	0,2%
Saldo programmi PCE	7.779.343	+195,2%	29,2%
PCE (incluso MTE)	6.379.103	-40,5%	24,0%
Zone estere	1.725	-95,4%	0,0%
Zone nazionali AU	3.832.416	+6,8%	14,4%
Zone nazionali altri operatori	10.324.305	+6,2%	38,8%
Saldo programmi PCE	-7.779.343	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	26.622.472	-5,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.450.702	+21,9%	
DOMANDA TOTALE	30.073.174	-3,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica segnano l'undicesima flessione tendenziale consecutiva (-5,2%) portandosi a 26,6 milioni di MWh. In calo gli acquisti in tutte le zone, in evidenza la *Sardegna* (-23,0%). In netta flessione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 54 mila MWh (-69,6%), ai minimi da marzo 2005 (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione nazionale, in flessione tendenziale del 7,5%, scendono a 23,0 milioni di MWh. A livello zonale, la flessione delle vendite è stata più contenuta al *Nord* (-1,8%) ed al *Centro Sud* (-4,0%). In ripresa, invece, le importazioni (+8,4%), pari a 3,7 milioni di MWh (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	21.619.763	29.059	-6,1%	11.798.987	15.859	-1,8%	14.568.665	19.582	-3,5%
Centro Nord	2.973.042	3.996	-21,3%	1.570.757	2.111	-21,1%	2.630.013	3.535	-8,0%
Centro Sud	7.030.338	9.449	+0,9%	2.843.607	3.822	-4,0%	4.177.454	5.615	-5,4%
Sud	7.315.167	9.832	-1,0%	4.251.207	5.714	-11,5%	2.573.699	3.459	-0,8%
Sicilia	2.738.436	3.681	-0,2%	1.657.128	2.227	-11,4%	1.778.742	2.391	-9,6%
Sardegna	1.321.736	1.777	-22,8%	849.184	1.141	-27,8%	839.758	1.129	-23,0%
Totale nazionale	42.998.482	57.794	-5,7%	22.970.870	30.875	-7,5%	26.568.331	35.710	-5,2%
Estero	3.681.655	4.948	+6,3%	3.651.602	4.908	+8,4%	54.141	73	-69,6%
Sistema Italia	46.680.137	62.742	-4,9%	26.622.472	35.783	-5,6%	26.622.472	35.783	-5,6%

A luglio le vendite da impianti a fonte rinnovabile, anche se in leggero calo congiunturale, hanno ancora registrato una sensibile crescita su base annua (+20,8%), sostenuta soprattutto dalla fonte idraulica (+33,6%) e solare (+10,8%). Si confermano in flessione, invece, le vendite degli impianti

a fonte tradizionale (-21,6%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile si è attestata al 42,2% (32,4% a luglio 2012), a scapito delle fonti tradizionali ed in particolare degli impianti a gas, la cui quota è scesa al 36,7% (45,1% un anno fa) (Grafico 4).

(continua)

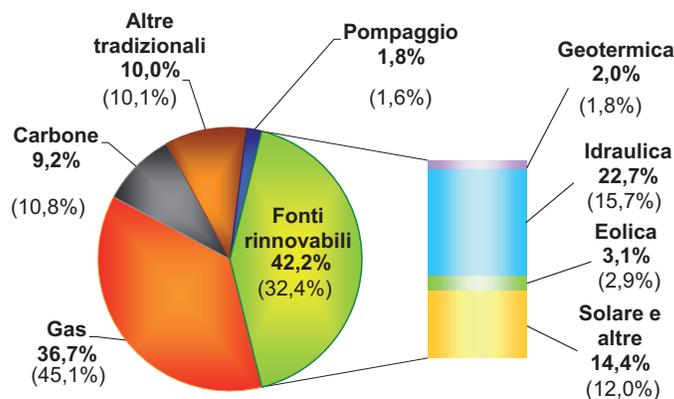
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

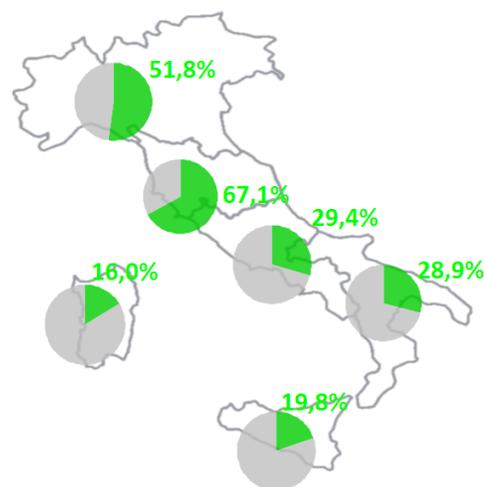
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.143	-22,4%	695	-51,6%	2.622	-14,3%	4.064	-18,2%	1.787	-12,2%	958	-27,4%	17.269	-21,6%
Gas	5.197	-27,2%	608	-53,4%	991	-24,6%	2.409	-18,9%	1.610	-10,9%	518	+1,7%	11.332	-24,7%
Carbone	961	-21,6%	49	-43,2%	1.417	-6,7%	-	-	-	-	412	-47,5%	2.840	-21,5%
Altre	984	+17,6%	39	-14,9%	214	-4,4%	1.655	-17,2%	177	-22,5%	28	+7,9%	3.097	-7,8%
Fonti rinnovabili	8.223	+26,8%	1.416	+17,2%	1.123	+23,2%	1.650	+10,9%	440	-6,2%	183	-21,5%	13.035	+20,8%
Idrraulica	5.988	+29,2%	296	+106,9%	373	+88,8%	272	+36,8%	58	+53,0%	24	-29,4%	7.011	+33,6%
Geotermica	-	-	622	+4,7%	-	-	1	-62,8%	-	-	-	-	623	+4,5%
Eolica	7	-50,8%	9	+237,3%	186	+8,5%	585	+21,1%	131	-33,4%	51	-38,2%	970	+1,9%
Solare e altre	2.227	+21,4%	489	+4,4%	564	+4,0%	793	-1,5%	251	+7,3%	107	-7,3%	4.431	+10,8%
Pompaggio	494	+5,6%	-	-100,0%	77	+533,2%	-	-	0	-100,0%	1	-97,3%	571	+3,9%
Totale	15.859	-1,8%	2.111	-21,1%	3.822	-4,0%	5.714	-11,5%	2.227	-11,4%	1.141	-27,8%	30.875	-7,5%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

A luglio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 427 MWh (404 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato per la quasi totalità delle ore (99,9%) in import (100,0% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è sceso da 22,88 €/MWh dell'anno precedente a 21,50 €/MWh; in calo anche la rendita generata, pari a 7,04 milioni

di € (-3,4%) (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), inferiore del 18,5% rispetto a luglio 2012, è stata allocata per il 96,0% dal market coupling (74,0% a luglio 2012) e per lo 0,2% con asta esplicita e nominata (2,5% di NTC l'anno precedente). Pertanto solo il 3,9% dell'NTC non è stata utilizzata (contro il 23,6% di un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
63,86	42,36	21,50	7,04	444	427	99,9%	90,3%	131	27	0,1%	-
(79,92)	(57,05)	(22,88)	(7,29)	(435)	(404)	(100,0%)	(72,7%)	(143)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

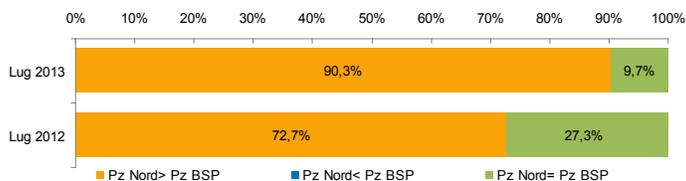
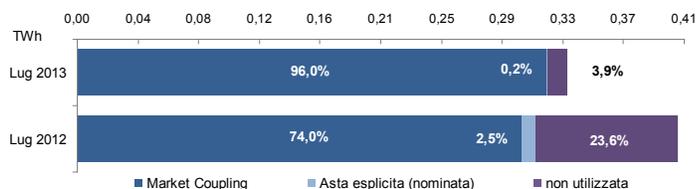


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto si confermano in netta flessione tendenziale in tutte le sessioni di mercato, attestandosi tra 63,65 €/MWh di MI2 e 70,89 €/MWh di MI4, benché in netto incremento congiunturale con MI1 ed MI2 ai massimi dell'anno. Va, tuttavia, considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più bassi in tutte le sessioni del mercato

(Tabella 7 e Grafico 8). I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 2,0 milioni di MWh. Ancora in flessione quelli scambiati su MI1, pari a 1,2 milioni di MWh (-21,4%), e su MI3, pari a 143 mila MWh (-24,1%); in aumento, invece, i volumi scambiati su MI2, pari a 513 mila MWh (+10,6%), e su MI4, pari a 201 mila MWh, che conferma il deciso trend di crescita degli scambi (+111,8%) (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	66,86	82,20	-18,7%	35.783	37.894	-5,6%
MI1 (1-24 h)	65,17 (-2,5%)	77,59 (-5,6%)	-16,0%	1.565	1.991	-21,4%
MI2 (1-24 h)	63,65 (-4,8%)	76,53 (-6,9%)	-16,8%	690	624	+10,6%
MI3 (13-24 h)	66,99 (-3,8%)	81,96 (-5,4%)	-18,3%	385	508	-24,1%
MI4 (17-24 h)	70,89 (-6,8%)	89,47 (-4,5%)	-20,8%	811	383	+111,8%

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

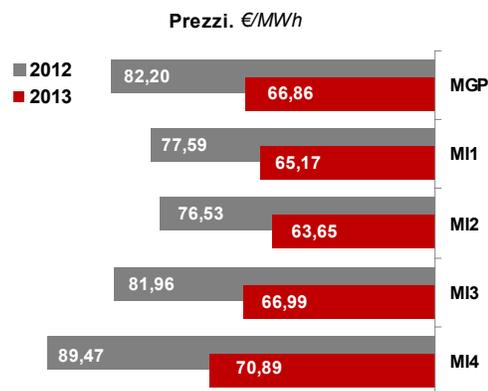
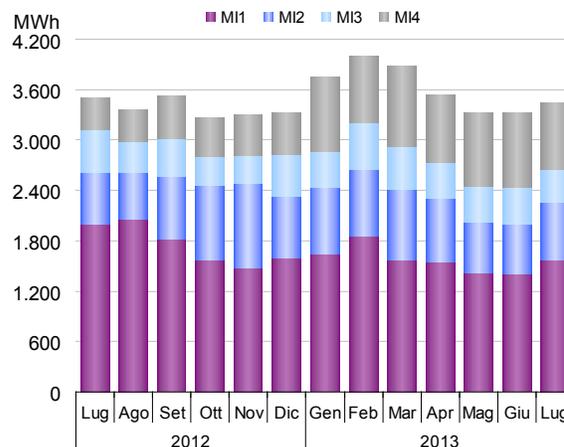
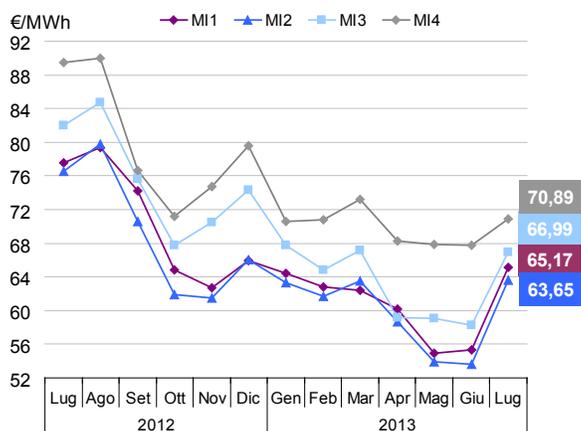


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



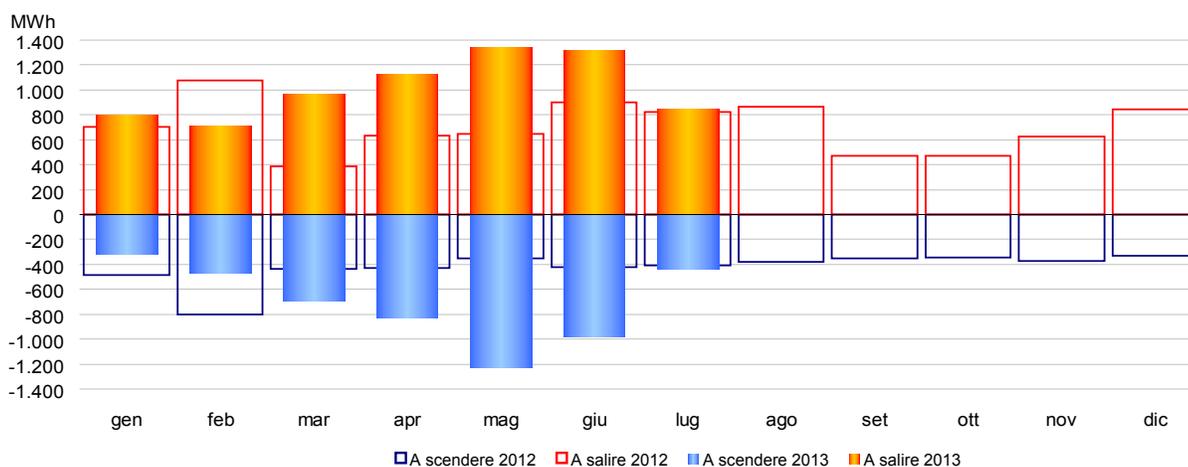
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A luglio, sia gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 631 mila MWh, che le vendite di Terna sullo stesso mercato a scendere, pari a 330 mila MWh, hanno registrato il quinto aumento tendenziale

consecutivo, anche se quello di luglio (+3,0% per gli acquisti e +9,0% per le vendite) risulta decisamente più contenuto rispetto a quelli dei mesi precedenti (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a luglio, si sono registrate 72 negoziazioni in cui si sono scambiati 581 contratti (il numero più alto degli ultimi dieci mesi), pari a 1,8 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 20 contratti O.T.C., pari a 15 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 54,0 milioni di MWh. Pressoché

invariati i prezzi di tutti i prodotti in negoziazione nel mese (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto *Agosto 2013* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 66,05 €/MWh sul *baseload* e 67,33 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 5.067 e 834 MW, per complessivi 4,0 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2013	66,05	+0,0%	3	5	20	25	5.067	3.769.848
Settembre 2013	67,30	+0,0%	-	-	-	-	5.022	3.615.840
Ottobre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Novembre 2013	64,85	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2013	64,85	+0,0%	-	-	-	-	4.866	10.748.994
I Trimestre 2014	64,20	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	57,48	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	61,57	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	61,20	+0,0%	1	1	-	1	3.958	34.672.080
Totale			4	6	20	26		49.036.914

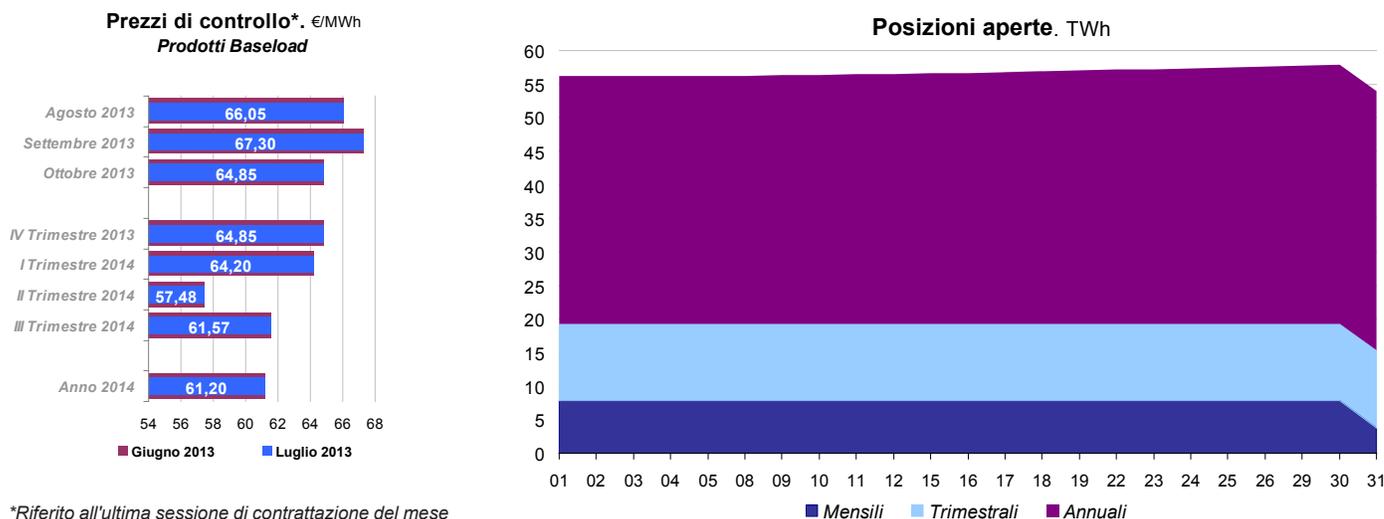
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2013	67,33	-0,9%	-	-	-	-	834	220.176
Settembre 2013	75,53	+0,0%	-	-	-	-	834	210.168
Ottobre 2013	74,87	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Novembre 2013	77,92	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2013	76,86	+0,0%	-	-	-	-	849	672.408
I Trimestre 2014	74,92	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	64,57	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	66,22	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	68,45	+0,7%	68	575	-	575	1.301	4.074.732
Totale			68	575	-	575		4.957.308

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a luglio 2013 sono state pari a 33,6 milioni di MWh, con un aumento del 19,7% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 29,6 milioni di MWh, sono cresciute del 19,1%, sostenute dai contratti *baseload* (+12,1%) e dai *non standard* (+25,7%). Si confermano in aumento anche le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+24,5%), pari a 4,0 milioni di MWh, che pertanto rappresentano l'11,9% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (Tabella 9). Le transazioni registrate sulla PCE hanno determinato una posizione netta di 17,6 milioni

di MWh in aumento del 5,3% su base annua. I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,4 milioni di MWh, si sono ridotti rispetto ad un anno fa del 40,5%, con lo sbilanciamento a programma salito a 11,3 milioni di MWh (+86,6%). Nei conti in prelievo, invece, i programmi registrati, pari a 14,2 milioni di MWh, sono aumentati del 6,1% mentre il più contenuto sbilanciamento a programma (3,5 milioni di MWh) è cresciuto solo del 2,3%. Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è attestato a 1,90, in linea con i valori di maggio e giugno, ma in aumento di 0,22 rispetto ad un anno fa (Grafico 11).

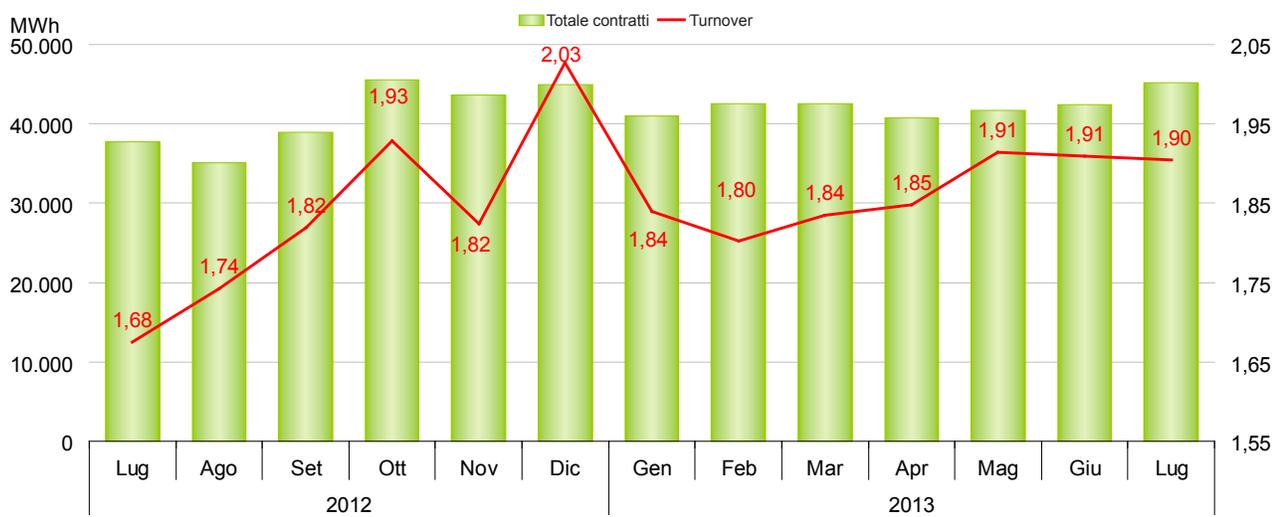
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.033.146	+12,1%	23,9%	Richiesti	11.159.989	-1,9%	100,0%	14.158.446	+6,1%	100,0%
<i>Off Peak</i>	649.908	-7,4%	1,9%	di cui con indicazione di prezzo	5.994.069	+72,9%	53,7%	-	-	-
<i>Peak</i>	743.000	-19,8%	2,2%	Rifiutati	4.780.886	+621,4%	42,8%	-	-	-
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	4.780.634	+626,4%	42,8%	-	-	-
Totale Standard	9.426.054	+7,1%	28,1%	Registrati	6.379.103	-40,5%	57,2%	14.158.446	+6,1%	100,0%
Totale Non standard	20.162.308	+25,7%	60,0%	di cui con indicazione di prezzo	1.213.435	-56,8%	10,9%	-	-	-
PCE bilaterali	29.588.362	+19,1%	88,1%	Sbilanciamenti a programma	11.255.971	+86,6%	-	3.476.628	2,3%	-
MTE	4.001.820	+24,5%	11,9%	Saldo programmi	-	-	-	7.779.343	+195,2%	-
TOTALE PCE	33.590.182	+19,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	17.635.074	+5,3%	52,5%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ La domanda complessiva di gas naturale, sebbene in ripresa dai minimi di maggio e giugno, ha segnato una nuova flessione su base annua (-14,1%), la quarta consecutiva, conseguenza della pesante contrazione dei consumi del settore termoelettrico (-22,9%). Sul lato offerta, calano ancora sia le importazioni che la produzione nazionale. Le giacenze negli stoccaggi a fine mese sono risultate inferiori di oltre il

20% rispetto a luglio 2012; in aumento, invece, le iniezioni negli stoccaggi.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 2,4 milioni di MWh (pari al 5,7% della domanda complessiva di gas naturale), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento, ad un prezzo di 27,79 €/MWh, in linea con le quotazioni registrate sul PSV.

IL CONTESTO

A luglio, i consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 3.992 milioni di mc (42,2 TWh), in calo del 14,1% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. Ancora in netta flessione i consumi del settore termoelettrico, scesi a 1.810 milioni di mc (-22,9%) ai minimi per il mese di luglio, mentre si conferma la crescita dei consumi del settore industriale, con 1.089 milioni di mc (+1,5%), e del settore civile, pari a 1.010 milioni di mc (+4,2%). Ai minimi le esportazioni, pari a 83 milioni di mc (-67,9%).

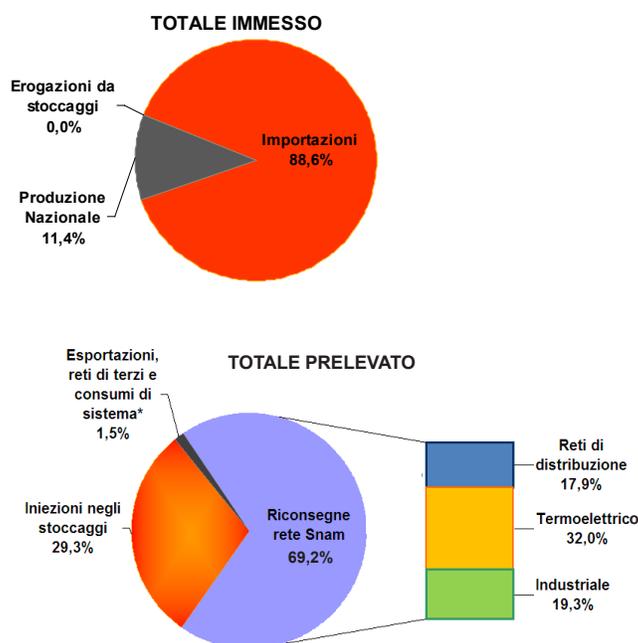
Dal lato offerta, ancora in calo sia la produzione nazionale, pari a 646 milioni di mc (-12,4%), che le importazioni di gas naturale, pari a 5.004 milioni di mc (-4,6%). Tra i punti in entrata, in netta flessione le importazioni da *Mazara* (-55,6%) mentre permangono a regime ridotto quelle da *Gorizia* e dal rigassificatore di *Panigaglia*. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.658 milioni di mc (+23,9%). Come a luglio 2012, non sono state rilevate erogazioni dagli stoccaggi.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.004	53,0	-4,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	663	7,0	-55,6%
Tarvisio	2.388	25,3	+26,9%
Passo Gries	916	9,7	+2,3%
Gela	496	5,3	+5,0%
Gorizia	1	0,0	-94,4%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-98,8%
Cavarzere (GNL)	538	5,7	+36,9%
Produzione Nazionale	646	6,8	-12,4%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.649	59,8	-5,6%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>3.909</i>	<i>41,4</i>	<i>-10,9%</i>
Industriale	1.089	11,5	+1,5%
Termoelettrico	1.810	19,2	-22,9%
Reti di distribuzione	1.010	10,7	+4,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>83</i>	<i>0,9</i>	<i>-67,9%</i>
TOTALE CONSUMATO	3.992	42,2	-14,1%
Iniezioni negli stoccaggi	1.658	18	+23,9%
TOTALE PRELEVATO	5.649	59,8	-5,6%

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



(continua)

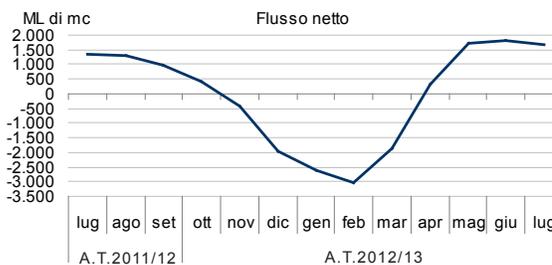
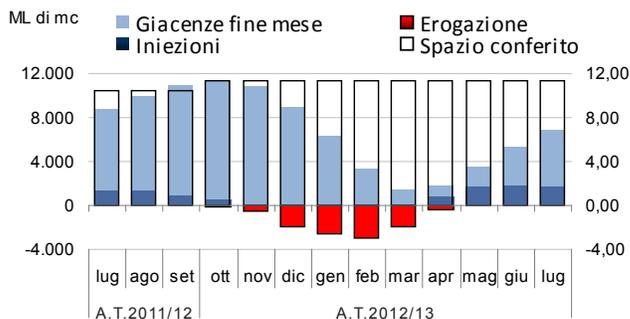
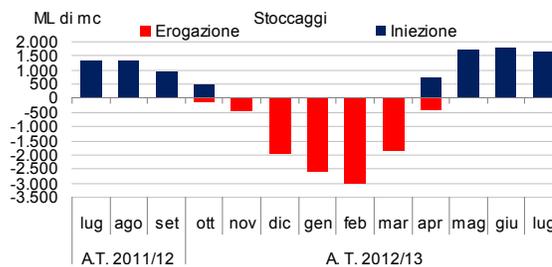
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 6.861 milioni di mc, in calo del 21,3% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto giacenza/spazio conferito sceso al 60,8% (83,0% nel 2012).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con un aumento tendenziale di 1,01 €/MWh (+3,8%), si è attestata a 27,76 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2013)	6.861	-21,3%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.658	+23,9%
Flusso netto	1.658	+23,9%
Spazio conferito	11.291	+7,5%
Giacenza/Spazio conferito	60,8%	-22,2 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A luglio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,4 milioni di MWh, pari al 5,7% della domanda complessiva di gas naturale (6,0% a luglio 2012).

Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato sul Mercato

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

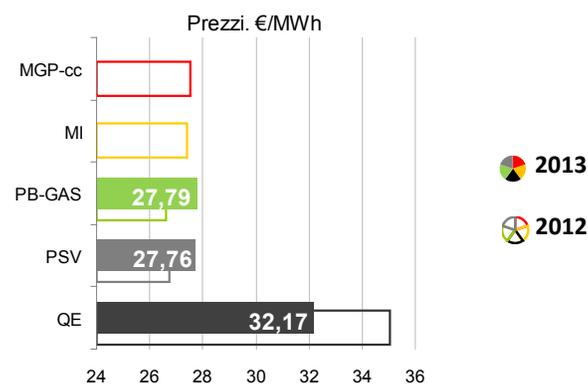
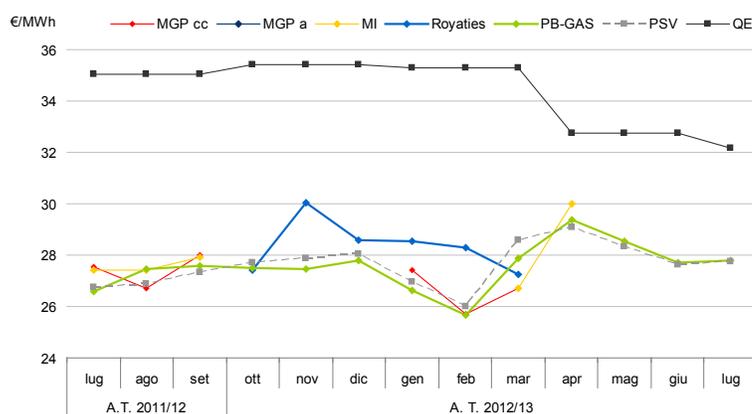
Anche nei comparti Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale *

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
M-GAS					
MGP-asta	-	-	-	-	-
MGP-CC	-	(27,55)	-	-	(7.200)
MI	-	(27,40)	-	-	(2.880)
PB-GAS					
	27,79	(26,60)	27,61	2.405.140	(2.947.149)
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-
D.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati tutti i 2,4 milioni di MWh, in flessione del 18,4% su base annua, ad un prezzo medio di 27,79 €/MWh (+4,5%).

Nei 18 giorni, sui 31 di luglio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,8 milioni di MWh, di cui il 72,3% venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un

prezzo medio di 27,75 €/MWh. Nei restanti 13 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 587 mila MWh, di cui il 69,7% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 27,86 €/MWh.

Complessivamente il 71,7% dei volumi scambiati (1,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 28,3% (681 mila MWh) da scambi tra operatori.

(continua)

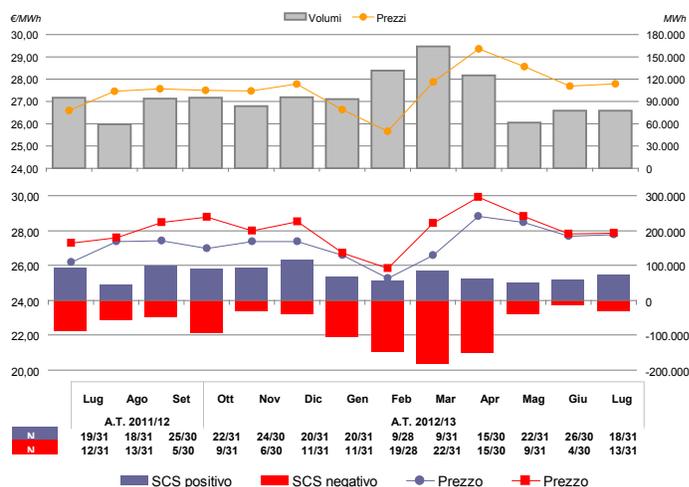
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
		positivo	negativo
		n.giorni 18/31	n.giorni 13/31
Prezzo. €/MWh	27,79 (+4,5%)	27,75	27,86
Acquisti. MWh	2.405.140 (-18,4%)	1.818.460	586.680
RdB	409.025 (-60,3%)		409.025
Operatori	1.996.115 (+4,2%)	1.818.460	177.655
Vendite. MWh	2.405.140 (-18,4%)	1.818.460	586.680
RdB	1.314.886 (-26,2%)	1.314.886	
Operatori	1.090.254 (-6,4%)	503.574	586.680

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	44	43	20



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ La moderata crescita registrata nel mese di luglio spinge le quotazioni del Brent e del gasolio sui livelli più elevati dell'ultimo quadrimestre, pur mantenendole ancora lontane dai valori decisamente più sostenuti rilevati nei primi tre mesi dell'anno. Sostanzialmente stabili, invece, i prezzi del carbone e del gas, con i primi ancorati ai livelli

più bassi dell'ultimo triennio.

Quotazioni in ripresa anche sulle principali borse elettriche, secondo un andamento stagionale più volte riscontrato a luglio, tale da trainare al massimo valore del trimestre maggio-luglio i riferimenti centro-europei e del 2013 i listini dell'area mediterranea.

Nel corso di luglio sono due i fenomeni che caratterizzano principalmente il mercato del petrolio: da un lato, il riallineamento tra il WTI statunitense e il greggio europeo, dall'altro un aumento congiunturale delle quotazioni che ribalta le aspettative espresse a termine dagli operatori nel mese precedente. Rispetto al primo, la repentina impennata mostrata dal riferimento USA, peraltro all'interno di una fase di lenta ma progressiva crescita rilevata in tutto il 2013, favorisce una rinnovata convergenza tra i prezzi del WTI e del Brent, posizionati su livelli diversi ormai dalla fine del 2010. Quanto al secondo, la moderata ripresa del petrolio europeo, salito a 108 \$/bbl, porta il prezzo sopra il valore di giugno (+4,9%), in linea con un andamento stagionale verificatosi puntualmente dal 2010 ad oggi, facendo emergere un primo segnale di inversione di una tendenza altrimenti al ribasso dal mese di aprile. Di pari intensità anche l'incremento rispetto al 2012 (+5,2%), il secondo consecutivo dopo un periodo di significativa flessione. In ottica futura, la ripresa del petrolio produce una revisione al rialzo delle attese manifestate dai mercati a termine che rimangono tuttavia inferiori ai valori correnti. Andamenti analoghi a quelli della commodity di riferimento si osservano sul prezzo del gasolio, risultato pari a 912,3 \$/MT,

per un incremento del 4,2% su giugno e del 2,7% su base annua, non trovando riscontro, invece, nell'olio combustibile, confermatosi sui valori dell'ultimo trimestre (605,3 \$/MT) e addirittura in calo rispetto alle più elevate quotazioni di luglio 2012 (-4,6%). La divergenza tra i due prodotti di raffinazione del greggio sembra confermarsi anche in proiezione futura, rispetto alla quale si evidenzia tuttavia un'inversione della tendenza attuale, segnalata da un debole aumento dei prezzi futures dell'olio combustibile e da un contemporaneo calo di quelli del gasolio.

La sostanziale stabilità delle quotazioni non produce, invece, variazioni significative nella dinamica fortemente ribassista del carbone, attestatosi in Europa a 75,6 \$/MT, in diminuzione del 15,3% rispetto allo scorso anno, ma con prospettive di moderata crescita soprattutto nel corso del prossimo anno, quando il prezzo continentale della commodity è previsto risalire attorno a 85 \$/MT. In questo panorama merita rilevare che il forte apprezzamento tendenziale registrato dal tasso di cambio dollaro/euro (1,31 \$/€, +6,5%) favorisce su base annua una diminuzione delle quotazioni dei combustibili convertite nella moneta europea, invertendo o inasprando, in tal modo, le variazioni summenzionate.

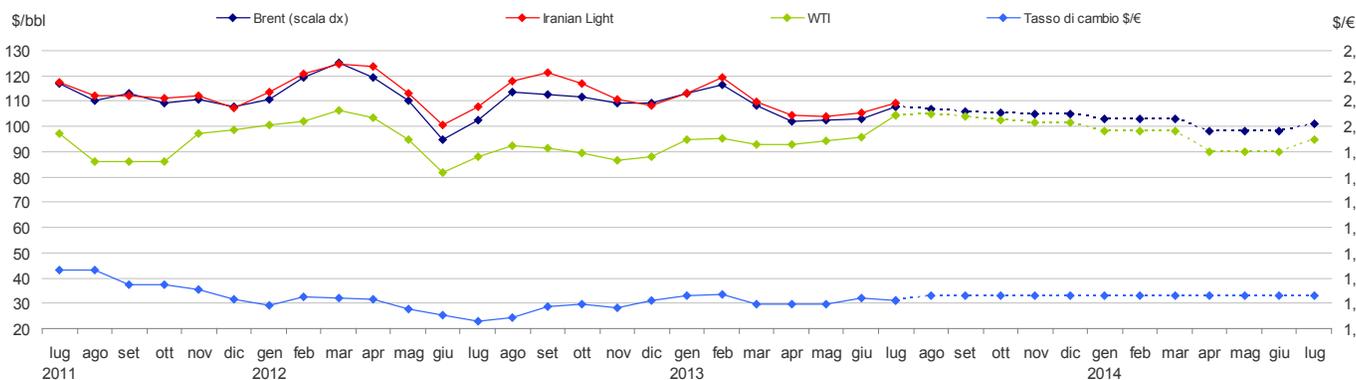
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Lug 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 13	Set 13	Ott 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,31	-0,8%	+6,5%	1,30	1,33 ▲	1,33 ▲	1,33 -	1,33 ▲
Brent	\$/bbl	108,0	+4,9%	+5,2%	101,5	106,7 ▲	105,9 ▲	105,3 -	101,3 ▲
FOB	€/bbl	82,4	+5,7%	-1,2%	78,0	80,3 ▲	79,7 ▲	79,3 -	76,0 ▲
Fuel Oil	\$/MT	605,3	-0,3%	-4,6%	591,8	606,3 ▲	608,5 ▲	609,8 -	609,0 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	462,3	+0,5%	-10,4%	454,9	456,3 ▲	457,9 ▲	458,8 -	457,1 ▲
Gasolio	\$/MT	912,3	+4,2%	+2,7%	861,3	911,5 ▲	911,5 ▲	910,0 -	881,0 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	696,8	+5,0%	-3,6%	662,1	686,0 ▲	685,9 ▲	684,7 -	661,2 ▲
Coal	\$/MT	75,6	+1,0%	-15,3%	75,2	77,7 ▲	77,6 ▼	78,3 -	85,3 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	57,7	+1,8%	-20,5%	57,8	58,5 ▼	58,4 ▼	58,9 -	64,0 ▼

Fonte: Thomson-Reuters

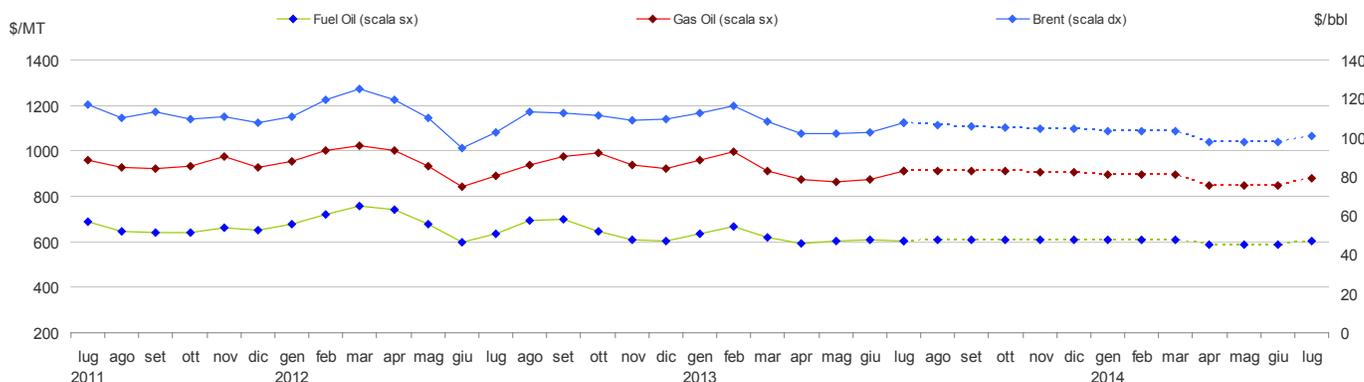
(continua)

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



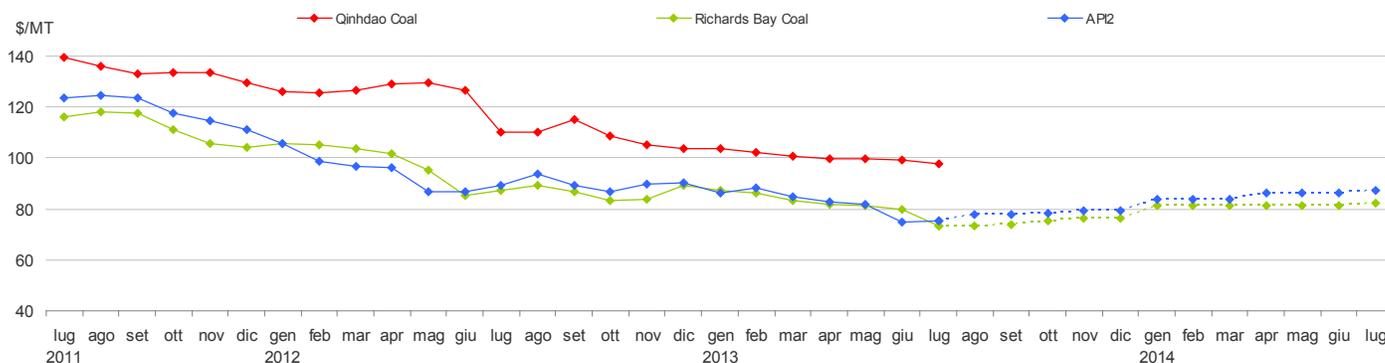
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

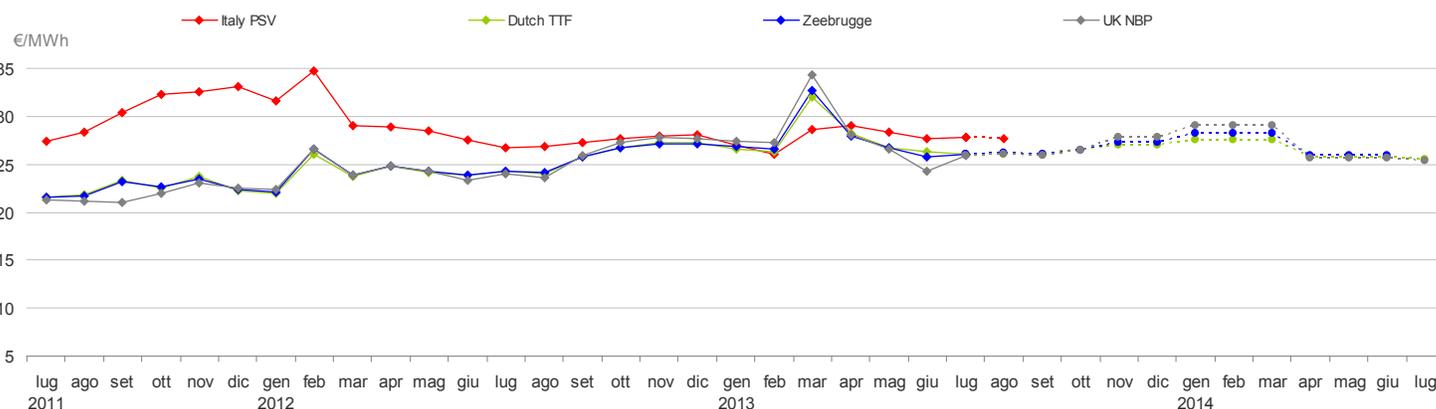
D'altro canto, sui principali hub europei del gas naturale il prezzo si mantiene sui livelli più bassi del 2013, confermandosi sui 26 €/MWh, valore al quale si riallinea anche il NBP britannico, disaccoppiatosi dagli altri riferimenti continentali nel corso del mese precedente (+6,8%). Stazionario a livello congiunturale anche il PSV italiano

(27,76 €/MWh), stabilmente superiore di poco meno di 2 €/MWh al resto d'Europa. Su base tendenziale si rafforza, in generale, il consolidato trend rialzista (+7/8%), più contenuto in Italia (+3,8%), e tale da favorire la formazione di aspettative moderatamente rialziste per il prossimo anno termico, quotato attorno ai 27 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)							
GAS	Area	Lug 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 13	Set 13	Ott 13	Gas Year 13				
PSV DA	Italia	27,76	+0,5%	+3,8%	27,55	27,65	-	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,05	-0,8%	+7,0%	25,95	26,10	▼	26,10	-	-	-	26,45	▼
Zeebrugge	Belgio	26,01	+0,7%	+7,2%	25,81	26,13	▼	26,07	-	26,43	-	26,74	▼
UK NBP	Regno Unito	25,87	+6,8%	+7,6%	25,41	26,09	▲	25,89	▲	26,51	▼	26,98	▼



Come più volte registrato anche negli anni scorsi, il mese di luglio porta sulle borse dell'elettricità aumenti congiunturali legati prevalentemente alle stagionali dinamiche dei fondamentali. L'incremento interessa tutti i mercati, risultando, in termini relativi, più forte in Francia (34,36 €/MWh, +46,9%) e in Germania (36,42 €/MWh, +30,9%), dove tuttavia i prezzi avevano toccato livelli minimi a giugno. Nei paesi mediterranei la crescita spinge le quotazioni al massimo valore annuo, pari a 66,86 €/MWh in Italia (+18,9%) e a 51,16 €/MWh in Spagna

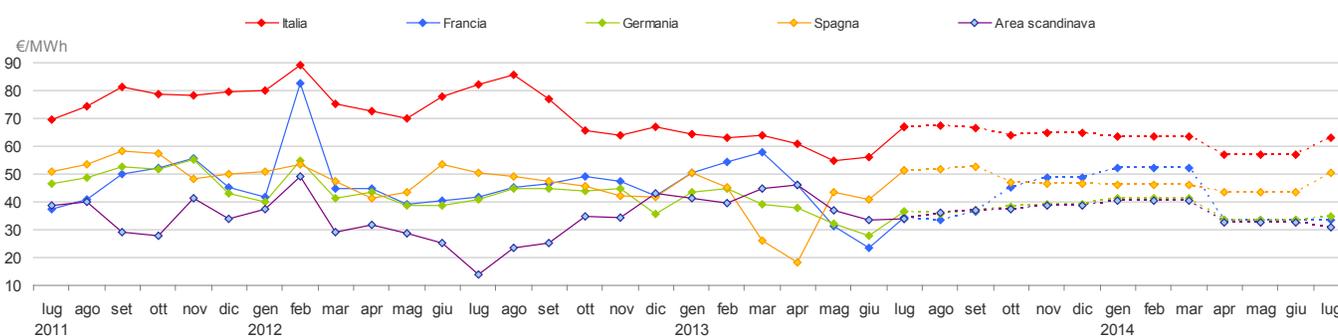
(+25,2%). A fronte di tali rialzi, i prezzi rimangono quasi ovunque inferiori a dodici mesi fa (-10/-19%), consolidando la tendenza ribassista osservata in generale nel corso di tutto il 2013 e parzialmente nel 2012. In merito alle attese espresse dai mercati futures, si evidenzia una progressiva ripresa delle quotazioni francesi che culmina in ottobre, quando lo spread previsto tra Francia e Germania, nullo sul prodotto mensile di settembre, si posiziona sui 7 €/MWh, riproducendo sostanzialmente il differenziale mediamente rilevato dal 2007.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Lug 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 13	Set 13	Ott 13	Calendar
Italia	66,86	+18,9%	-18,7%	-	67,45 ▲	66,70 ▲	64,00 -	61,15 ▲
Francia	34,36	+46,9%	-17,7%	-	33,50 ▲	36,63 ▲	45,13 -	41,78 ▼
Germania	36,42	+30,9%	-11,2%	32,75	35,70 -	36,86 ▲	38,12 -	37,35 ▼
Svizzera	36,24	+28,9%	-10,2%	-	-	-	-	-
Austria	35,81	+28,9%	-11,7%	-	-	-	-	-
Spagna	51,16	+25,2%	+1,7%	47,03	51,85 ▲	52,70 ▲	47,04 -	47,00 ▲
Area scandinava	33,81	+1,0%	+146,8%	28,73	36,20 ▲	36,75 ▲	37,24 -	35,00 ▲



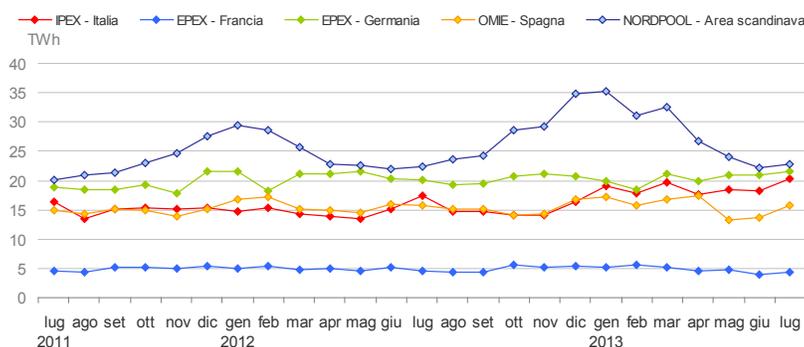
In relazione agli scambi effettuati sulle borse spot, a luglio trovano ulteriore conferma le principali dinamiche emerse nell'ultimo trimestre, attestanti il maggior volume di energia negoziata su Epex rispetto a NordPool (25,9 TWh vs. 22,8

TWh), anche in virtù di un incremento tendenziale superiore (+4,9% vs. +2,4%), e il persistere di un differenziale significativo tra Italia, ancora in crescita sul 2012 (20,2 TWh, +15,8%), e Spagna (15,8 TWh).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Lug 13	Diff M-12(%)
Italia	20,2	+15,8%
Francia	4,4	-4,9%
Germania	21,5	+7,1%
Svizzera	1,9	+17,8%
Austria	0,6	-11,5%
Spagna	15,8	+0,2%
Area scandinava	22,8	+2,4%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di luglio sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 111.110 TEE, in aumento rispetto ai 48.076 TEE scambiati a giugno.

Dei 111.110 TEE sono stati scambiati 33.376 TEE di Tipo I, 72.900 TEE di Tipo II, e 4.834 TEE di Tipo III.

Rispetto al mese di giugno, si registra un aumento dei prezzi medi pari a 0,25 % per la Tipologia I, 0,02 % per la Tipologia II, 0,32 % per la Tipologia III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 97,78 € (rispetto a 97,55 € di giugno), i titoli di Tipo II ad una media di 97,56 € (rispetto a € 97,54 di giugno) e, infine, i titoli di Tipo III ad una media di 97,52 € (rispetto a 97,21 € di giugno). I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 4.058.804 (1.001.992 di Tipo I, 1.659.217 di Tipo II, 386.410 di Tipo II CAR e 1.011.185 di Tipo III). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 21.288.546.

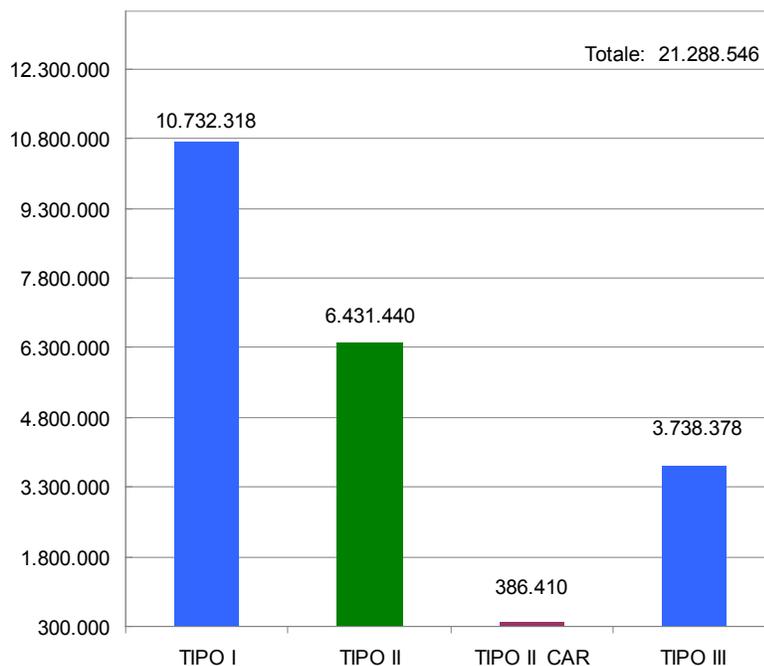
TEE, risultati del mercato del GME - luglio 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	33.376	72.900	4.834
Valore Totale (€)	3.263.646,30	7.112.434,39	471.406,54
Prezzo minimo (€/TEE)	96,50	96,50	96,50
Prezzo massimo (€/TEE)	98,50	98,50	98,50
Prezzo medio (€/TEE)	97,78	97,56	97,52

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

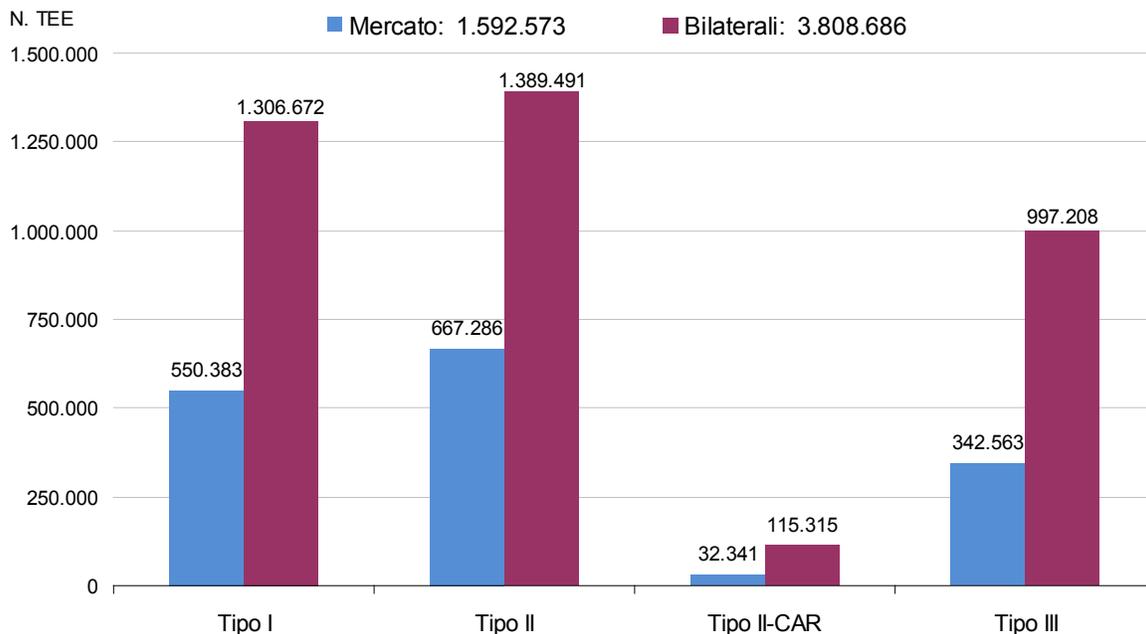
Fonte: GME



(continua)

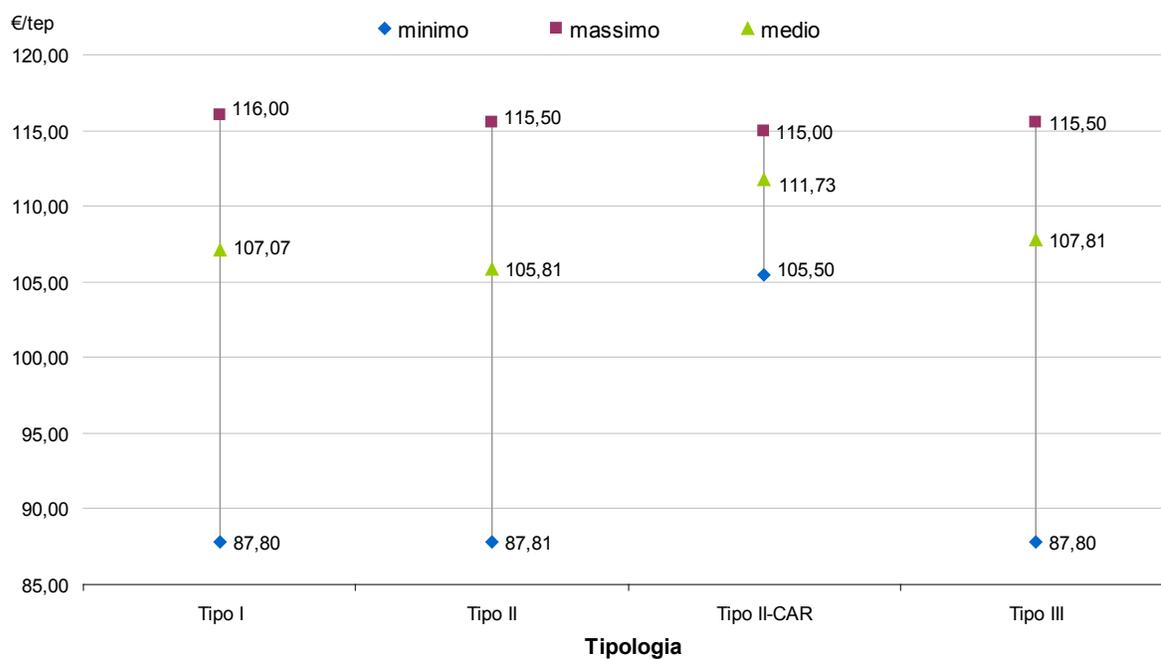
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



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

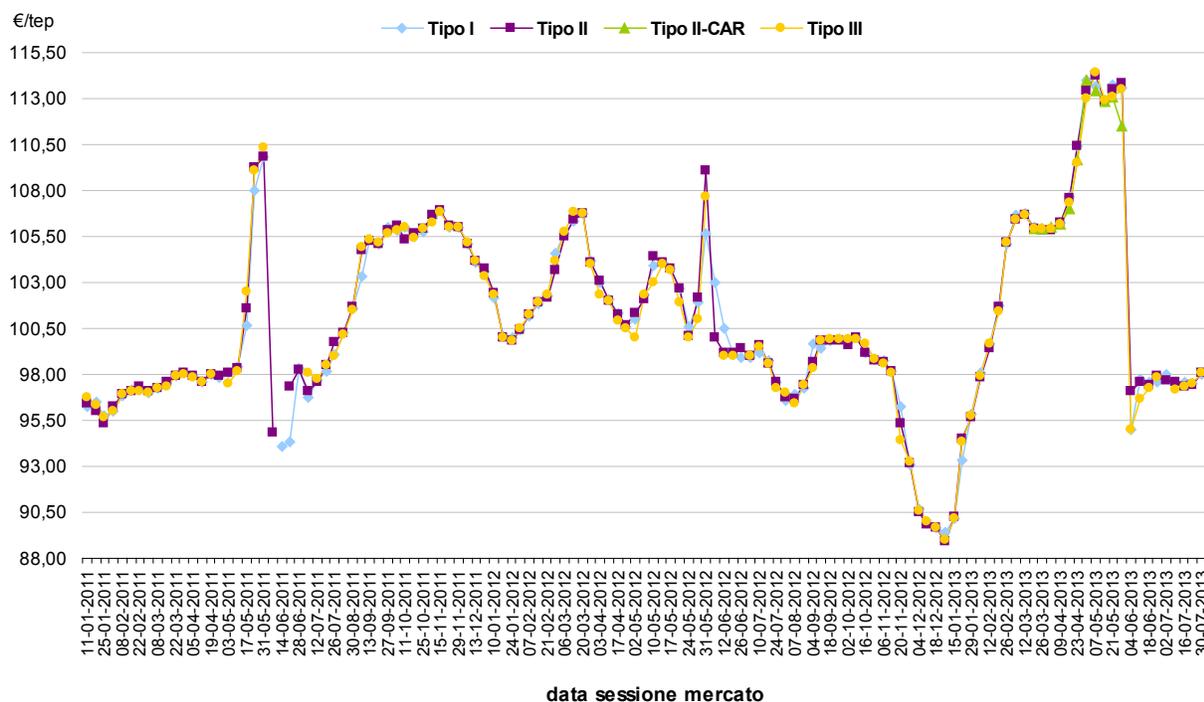
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

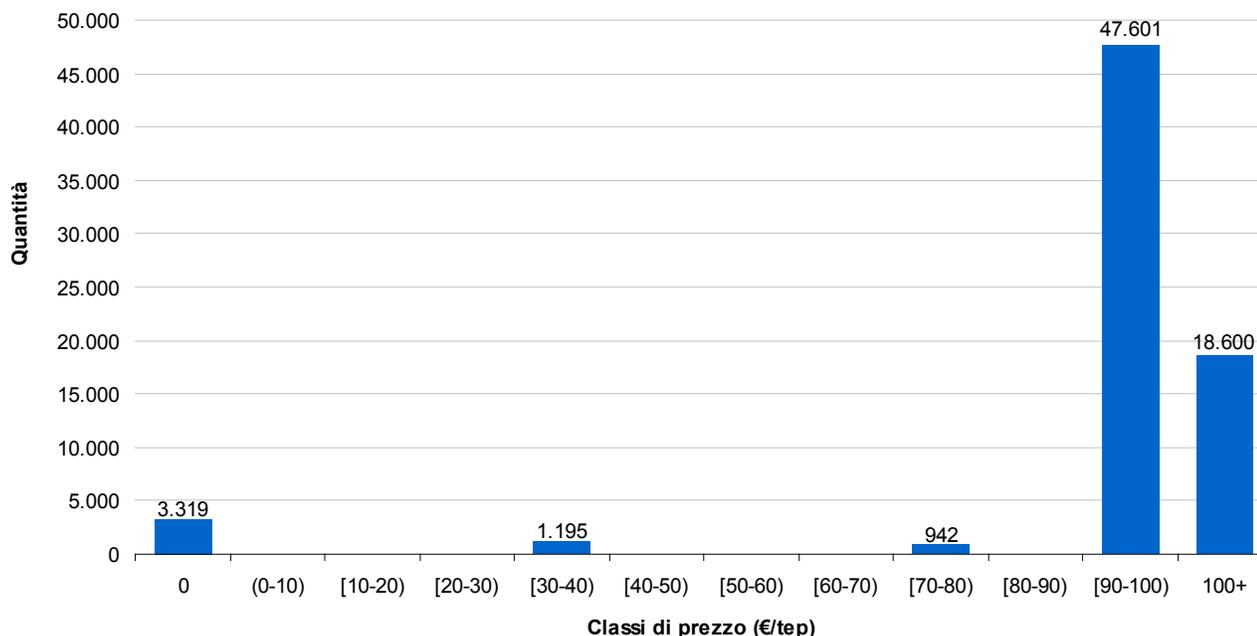


Nel corso del mese di luglio 2013 sono stati scambiati 71.657 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 93,46 €/tep, minore di 4,17 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato di 97,63€/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - luglio 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di luglio 2013, sono stati scambiati 651.151 CV, in aumento rispetto ai 354.178 CV negoziati nel mese di giugno.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere della tipologia di CV I Trim 2013, con un volume pari a 243.771 (159.037 CV_I_Trim_2013 il mese scorso) e della tipologia di CV con anno di riferimento 2012, con una numerosità pari a 204.116 (189.768 CV_2012 a giugno).

Segue la tipologia CV II Trim 2013 con un volume pari a 152.364 titoli scambiati, per la prima volta sul mercato, la tipologia di CV_TRL relativa all'anno di produzione 2012, che ha conseguito un volume di scambi pari a 44.324 (5.313 CV_2012_TRL nel mese a confronto) e infine, la tipologia di CV con anno di riferimento 2011 con un volume di titoli pari a 6.576 (60 CV_2011 il mese scorso).

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi, i CV_2012_TRL, i CV_I_Trim_2013 e i CV_2011 hanno registrato un aumento rispetto al mese precedente pari, rispettivamente, a 1,65 €/MWh, 0,87 €/MWh e 0,62 €/MWh; i CV_2012 hanno registrato, invece, una diminuzione del prezzo medio pari a 0,66 €/MWh.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV I Trim 2013 è stato pari a 85,64 €/MWh, il prezzo medio dei CV II Trim 2013 è stato pari a 84,69 €/MWh, il prezzo medio dei CV_2012_TRL è stato pari a 83,16 €/MWh, il prezzo medio dei CV_2012 è stato pari a 81,63 €/MWh e, infine, il prezzo medio dei CV_2011 è stato pari a 81,56 €/MWh.

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

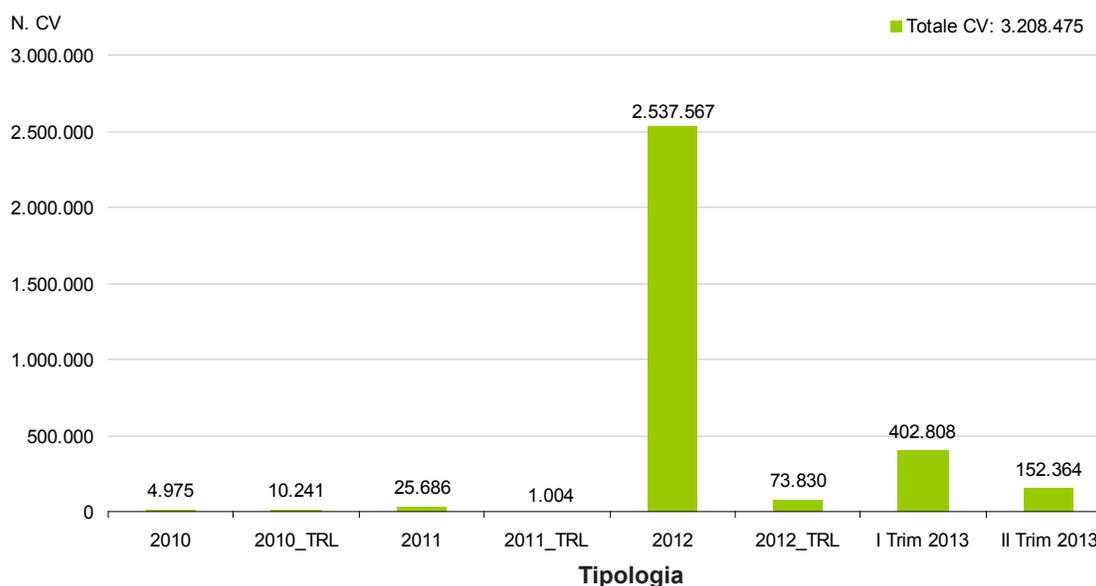
CV, risultato del mercato GME - luglio 2013

Fonte: GME

	Periodo di riferimento				
	2011	2012	2012_TRL	I Trim 2013	II Trim 2013
Volumi scambiati (n.CV)	6.576	204.116	44.324	243.771	152.364
Valore Totale (€)	536.355,90	16.661.980,71	3.685.846,65	20.877.127,96	12.903.925,28
Prezzo minimo (€/CV)	81,00	80,50	82,20	84,26	84,00
Prezzo massimo (€/CV)	85,00	83,49	83,55	86,00	86,00
Prezzo medio (€/CV)	81,56	81,63	83,16	85,64	84,69

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

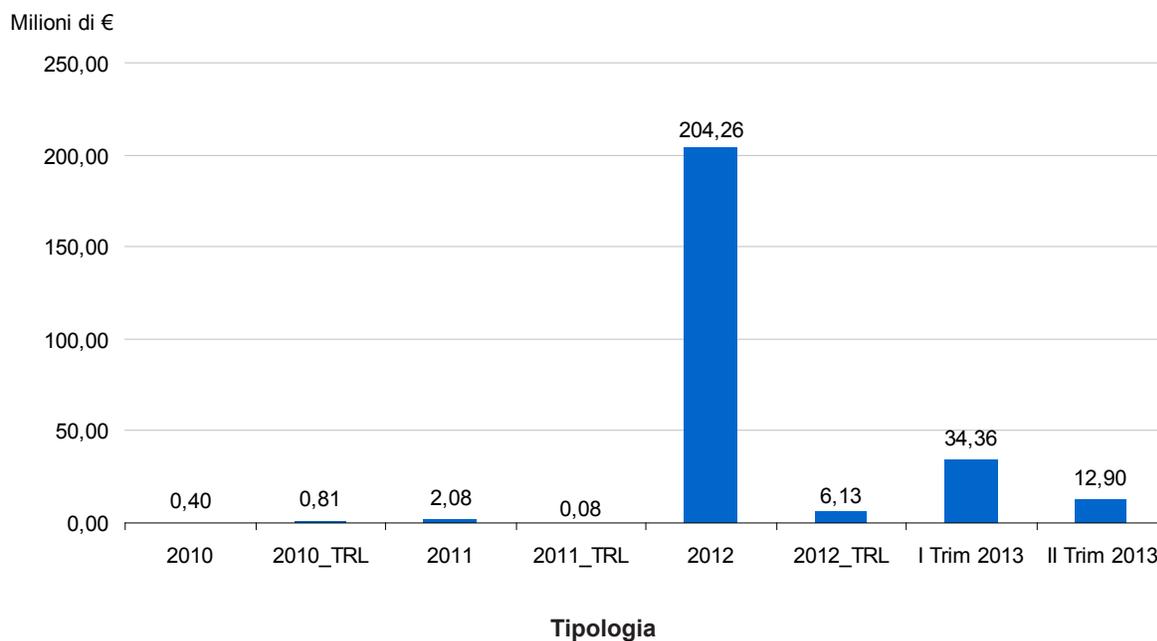
Fonte: GME



(continua)

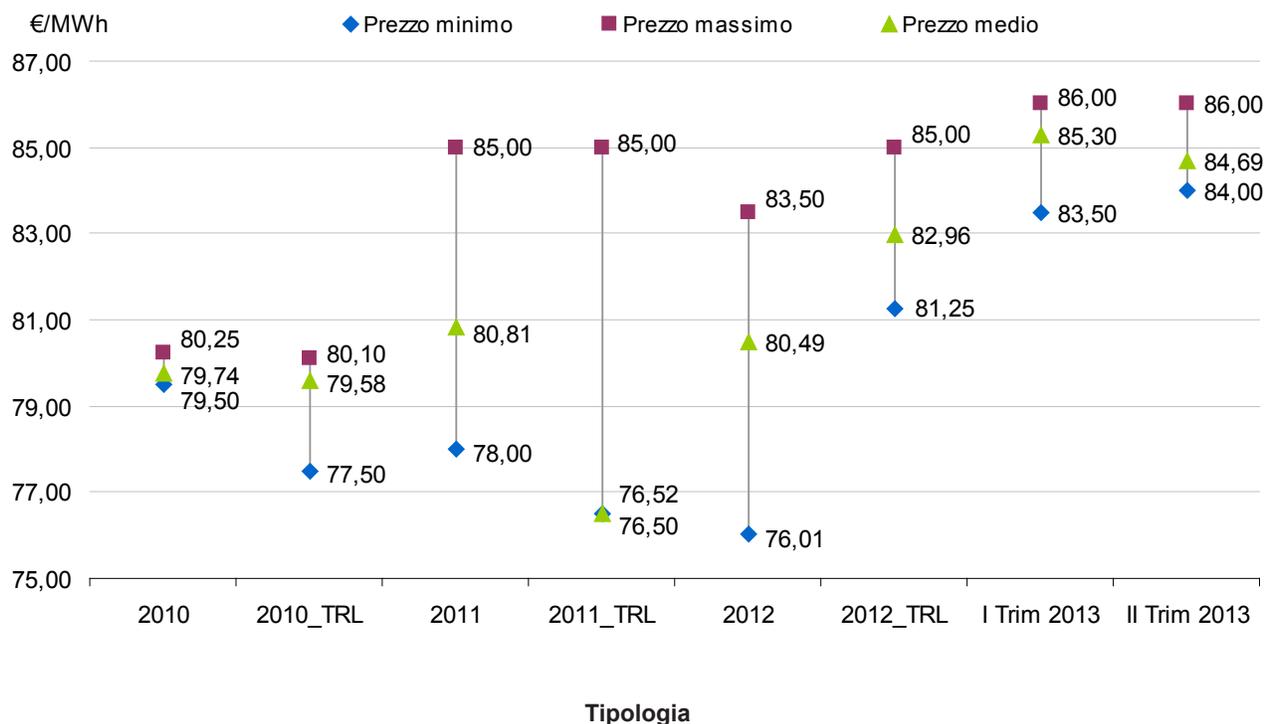
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



(continua)

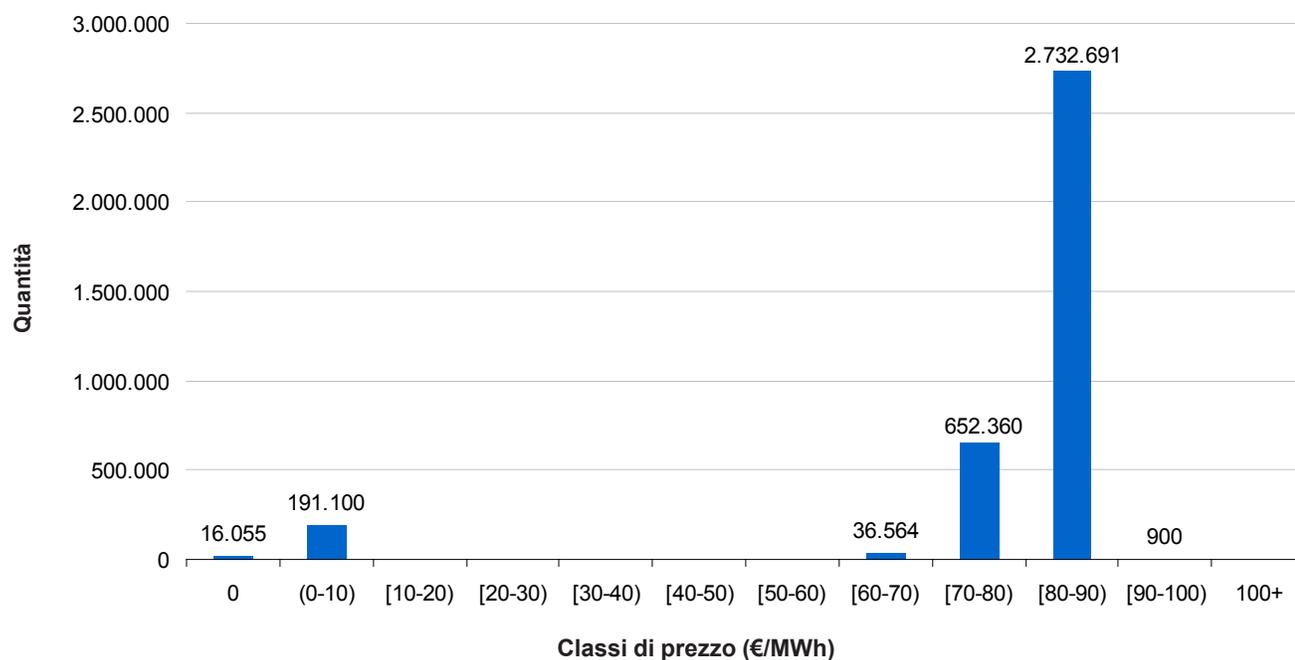
Nel corso del mese di luglio 2013 sono stati scambiati 3.629.670 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (2.082.768 CV il mese scorso).

La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso

del mese di luglio, è stata pari a 77,07 €/MWh, minore di 6,88 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (83,95 €/MWh).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - Luglio 2013

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di luglio 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 500 milioni di EUAs, in diminuzione del 46,70 % rispetto al mese precedente (938 milioni di EUA a giugno - fonte Point Carbon).

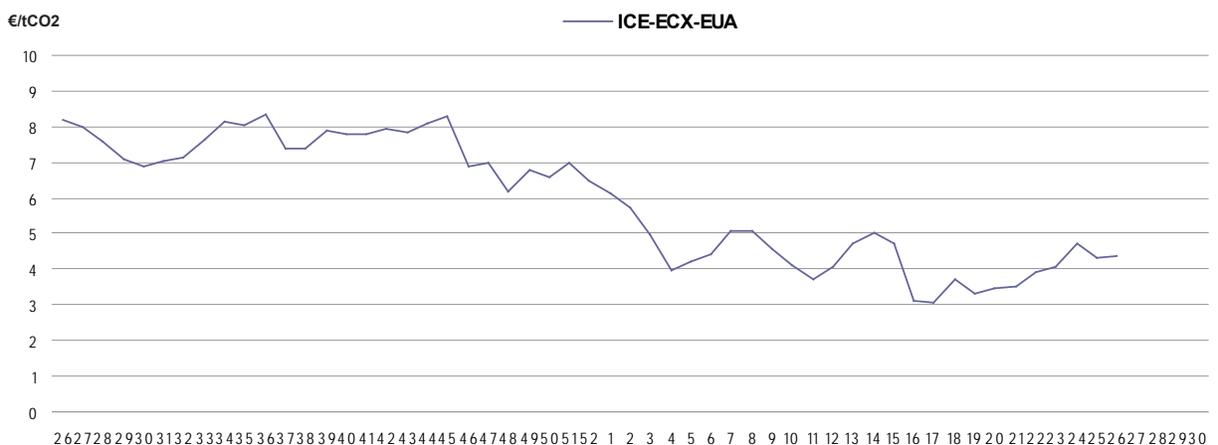
Nonostante la fase di eccessiva cautela contrassegnata dalla scarsa liquidità dei titoli sui maggiori mercati europei, l'approvazione del piano di backloading da parte del Parlamento UE, in giugno, ha provocato l'aumento dei

prezzi delle EUAs per tutte le scadenze e, riguardo il titolo di riferimento (ICE-ECX_DEC_13), un andamento in crescita nelle ultime dieci sessioni di mercato senza perdite.

Riguardo le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, il mercato ICE-ECX è stato sospeso a causa dell'attivazione di nuove funzionalità di attuazione delle norme in materia di detenzione di alcune unità di emissione sui conti EU ETS (4,39 €/tonn alla fine di giugno).

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Settimane 2012-2013

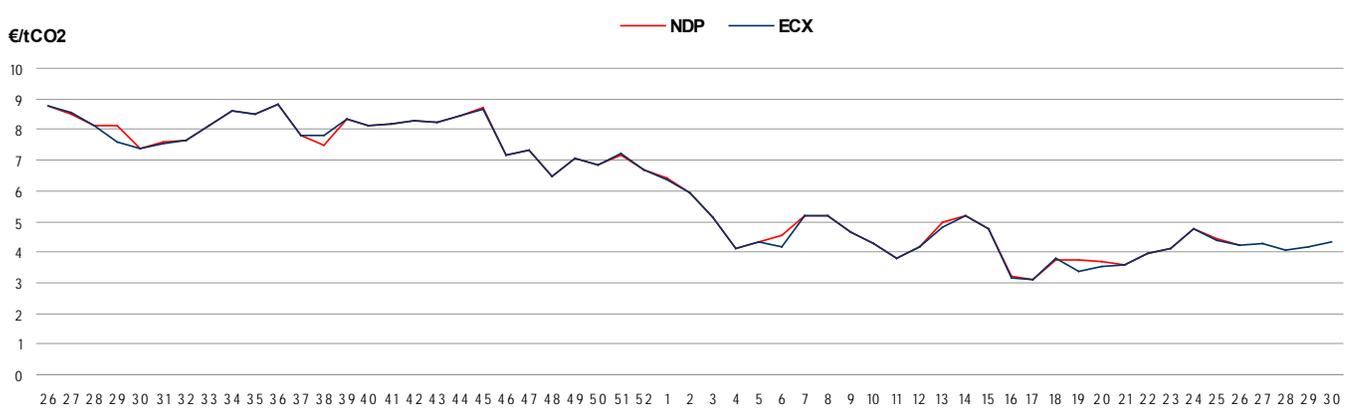
In relazione, all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 – monthly), il titolo ha chiuso con settlement price a 4,29 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine

mese, con settlement price pari a 4,33 €/tonn. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2013 sui maggiori mercati europei.

(continua)

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



IL FUTURO PROSSIMO DELL'INCENTIVAZIONE ALLA GENERAZIONE RINNOVABILE

di Roberto Bianchini, Claudia Checchi, Mario Cirillo, Cristina Rocca- REF-E

(continua dalla prima)

La SEN non ha carattere vincolante. Tuttavia, nel 2011-2012³ il legislatore ha confermato, seppur a valle di profonde revisioni, il sostegno economico alla FER-E, sia per il solare fotovoltaico (FV), sia per tutte le altre fonti: con l'obiettivo di garantire l'efficienza dell'incentivazione e limitare i costi a carico del sistema, le nuove regole hanno introdotto limiti massimi alla spesa e alla capacità totale incentivabile, differenziati per fonte, con meccanismi di assegnazione degli incentivi più stringenti che in passato e livelli degli incentivi decrescenti in termini nominali (e quindi tanto più in termini reali).

La proroga degli incentivi per il FV ha avuto vita breve: il 6 giugno

2013 è stata, infatti, raggiunta la soglia di 6,7 miliardi di euro, che ha determinato la cessazione del quinto Conto Energia. D'ora in avanti, fatta salva la possibilità per gli impianti fino a 200 kW di accedere al meccanismo di scambio sul posto, e quella per gli impianti installati nel settore residenziale a seguito di ristrutturazioni edilizie, di accedere alle detrazioni fiscali del 50-36%, la generazione fotovoltaica dovrà confrontarsi con i livelli di remunerazione di mercato.

Per le altre fonti, invece, il raggiungimento del cap di spesa di 5,8 miliardi di euro è ancora abbastanza lontano: al 30 giugno, il costo indicativo annuo risulta pari a 4,3 miliardi di euro (Tabella 1).

Tabella 1: Contatore del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per regime

Fonte: GSE

aggiornamento al 30 giugno 2013

Regime incentivante	€ milioni
Certificati Verdi	2.625
Tariffa Omnicomprensiva	1.262
CIP6	216
Registri e Aste (assegnati)	212
Registri e Aste (impianti in esercizio)	4
Totale complessivo	4.319

L'analisi prospettica della crescita della capacità installata, e quindi della spesa annua, risulta fondamentale per prevedere cosa accadrà dopo il primo triennio di applicazione dei nuovi incentivi, che avranno termine nel 2015. Nel caso in cui allo scadere del prossimo triennio non si fosse raggiunta la spesa massima, è possibile ipotizzare l'assegnazione di nuovi contingenti. D'altro canto, a prescindere dalle risorse eventualmente ancora disponibili dopo il 2015, la grid/market parity potrebbe essere già raggiunta dalle tecnologie più mature (IEA 2013, REN21 2013, BNEF 2013)⁴: tale traguardo potrebbe consentire la crescita delle rinnovabili a prescindere dall'incentivazione.

Lo scenario atteso: obiettivi alla portata

Secondo le stime REF-E l'obiettivo PAN dovrebbe essere raggiunto già al 2015: grazie soprattutto all'*overshooting* rispetto al target del FV, già ampiamente superato (con una produzione che si attesta sopra i 24 TWh rispetto agli 11,4 previsti per il 2020), la quota rinnovabile complessiva arriva a 111 TWh. L'obiettivo è, tuttavia, raggiunto senza superare

il limite di spesa previsto. La spesa complessiva, considerato anche il costo prospettico annuo legato ai Certificati Verdi (CV)⁵, alla remunerazione della mini-generazione tramite tariffa omnicomprensiva (TO) e all'onere delle convenzioni CIP6 ancora in essere, dovrebbe infatti fermarsi a 4,7 miliardi di euro.

Le risorse restanti – 1,1 miliardi di euro – sembrerebbero anche sufficienti per prolungare gli incentivi fino al 2020: il costo complessivo dovrebbe, infatti, rimanere contenuto sia perché si riduce il costo legato ai regimi precedenti al 2013 (CV, tariffe onnicomprensive e CIP6), sia perché la spesa legata ai nuovi meccanismi cresce in modo contenuto con il passare del tempo, pur rimanendo sufficiente a promuovere la crescita di alcune fonti. Se il loro stanziamento fosse riconfermato dopo il 2015, l'obiettivo SEN potrebbe, quindi, essere centrato al 2020 con le risorse ad oggi disponibili, la produzione rinnovabile complessiva, superiore a 128 TWh (import escluso), si collocherebbe, nello scenario descritto, solo leggermente al di sotto dell'estremo superiore del *range* di 120-130 TWh previsto dalla SEN.

IL FUTURO PROSSIMO DELL'INCENTIVAZIONE ALLA GENERAZIONE RINNOVABILE

(continua)

Lo scenario proposto è ottenuto attraverso l'impiego di un modello economico/finanziario di *Discounted Cash Flow* che simula i risultati delle nuove procedure di asta e di registrazione. Dato il livello di sostegno atteso (tariffe *feed-in* di riferimento e risultati delle aste) e date le stime dei potenziali residui di sviluppo della capacità rinnovabile e i contingenti massimi incentivabili, la penetrazione della FER-E, per ciascuna fonte e tipologia d'impianto, è stimata sulla base dei costi marginali di lungo periodo. Tali costi, determinati con un approccio probabilistico, sono ottenuti combinando iterativamente i principali input del modello: costi di investimento, costi operativi, efficienza di combustione, *load factor*, tassi di rendimento atteso dell'investimento. Per il periodo 2016-2020 si è assunta la riproposizione delle attuali norme per l'incentivazione. Si sono, inoltre, assunti l'assenza di ribassi nelle tariffe di

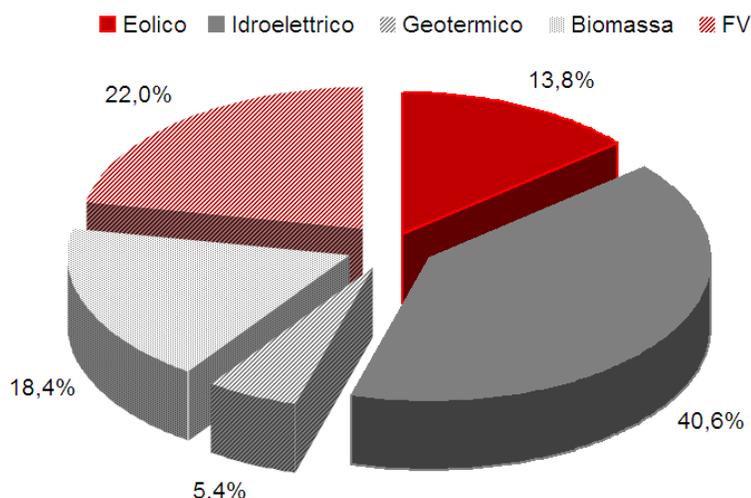
riferimento (ad esempio nel 2016) maggiori di quelli automatici e la riproposizione di contingenti in linea con quelli del triennio in corso. Le proiezioni e la stima del costo per il sistema elettrico poggiano sulle previsioni di prezzo elettrico annuale, ottenute attraverso il simulatore del mercato del giorno prima di REF-E.

Biomassa alla riscossa, eolico in rincorsa

Il livello di produzione rinnovabile, al netto del FV (24 TWh), è previsto a fine 2015 a circa 87 TWh, con una capacità installata superiore ai 32 GW. La crescita interessa soprattutto biomassa ed eolico, tuttavia mentre la prima fonte, insieme all'idroelettrico, supera, seppur di poco, l'obiettivo, la seconda, insieme alla fonte geotermica, risulta ancora distante dal target 2020. Il mix di FER-E è illustrato nella Figura 2.

Figura 2: Contributo di ciascuna fonte alla produzione lorda rinnovabile, anno 2015

Fonte: elaborazione REF-E



Gli impianti di piccola dimensione, che accedono ai registri, mostrano l'incremento più forte. Per quanto riguarda la bioenergia, lo scenario evidenzia un vero e proprio boom dei piccoli impianti a biogas e a biomassa solida che utilizzano come combustibile i sottoprodotti. Al contrario, gli investimenti degli impianti alimentati da bioliquidi restano non redditizi, a causa degli elevati prezzi delle materie prime. Si conferma,

perciò, il trend già evidente dalle statistiche sulla generazione rinnovabile, che segnalano la sempre maggior penetrazione della generazione distribuita⁶.

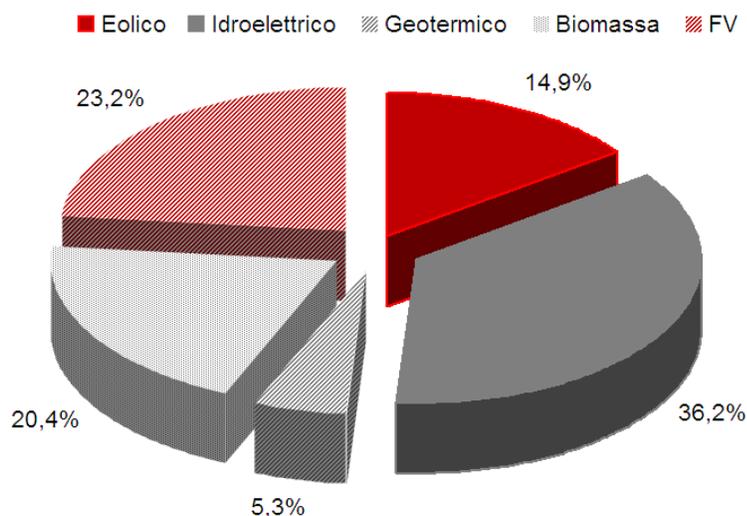
Al 2020 l'idroelettrico contribuisce per la quota più elevata (36%), a seguire il FV (23%) e la biomassa (20%). La produzione eolica rappresenta il 15%, mentre il geotermoelettrico supererà di poco il 5% del totale (Figura 3).

IL FUTURO PROSSIMO DELL'INCENTIVAZIONE ALLA GENERAZIONE RINNOVABILE

(continua)

Figura 3: Contributo di ciascuna fonte alla produzione lorda rinnovabile, anno 2020

Fonte: elaborazione REF-E



Grid parity ancora lontana

L'eolico *onshore* è una delle tecnologie caratterizzate negli ultimi anni da elevata innovazione di prodotto, per lo meno quando applicata a impianti di grande taglia. I costi delle turbine, e di conseguenza quelli di investimento, seguono un trend decrescente abbastanza pronunciato, così come, almeno negli ultimi anni, i costi operativi. I risultati del primo round di aste per l'assegnazione del diritto all'incentivazione hanno mostrato come il costo pieno di produzione non sia più lontanissimo dal livello di remunerazione sul mercato dell'energia elettrica: sia le aste 2013 che quelle 2014, appena concluse, sono state caratterizzate da ribassi consistenti: le offerte più basse si sono attestate rispettivamente a 96 e 101 €/MWh⁷. Tali livelli, non sono più lontanissimi dalla valorizzazione dell'energia. Tuttavia anche per l'eolico le stime REF-E mostrano una certa difficoltà nel raggiungimento della *grid parity*: questa verrebbe raggiunta, infatti, solo alla fine del periodo considerato (2020) e

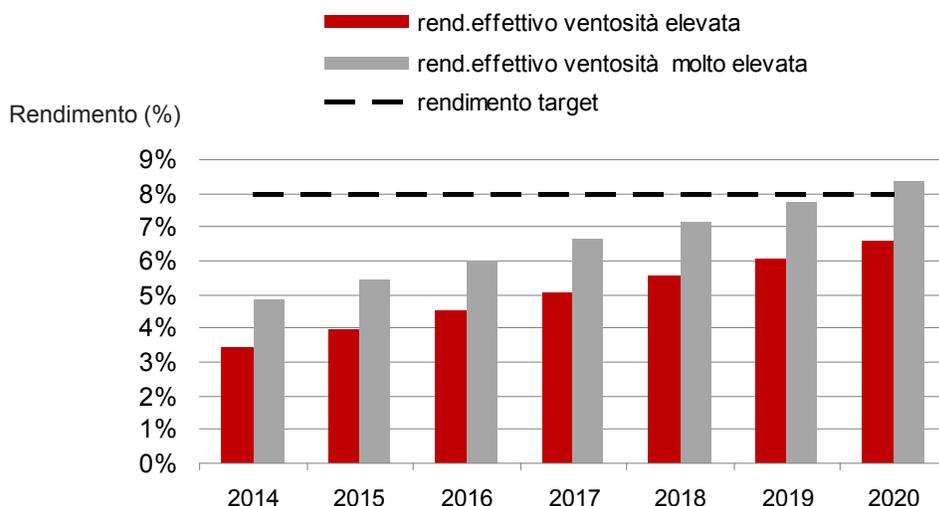
solo per i siti caratterizzati da ventosità elevata (2100 ore/anno). Siti con ventosità più contenuta, ancorché abbastanza elevata (1850 ore/anno), mostrano un ritorno atteso dell'investimento inferiore al tasso medio utilizzato dagli analisti finanziari per determinare il valore delle società attive nella generazione da fonti rinnovabili in Italia, stimato all'8% (Figura 4). L'analisi di rendimento è stata effettuata ipotizzando una decrescita dei costi di investimento in linea con il trend storico dell'ultimo triennio, cioè di poco superiore al 3% (BNEF 2013) e una previsione del prezzo elettrico medio sul territorio nazionale in termini nominali in crescita⁸. L'utilizzo del PUN, in luogo del prezzo zonale, si giustifica con l'attesa di chiusura dei differenziali di prezzo nelle diverse zone del mercato, grazie soprattutto all'entrata in esercizio a partire dal 2016 del cavo Sorgente-Rizziconi fra Sicilia e Zona Sud, con il conseguente forte incremento dell'esportazione verso l'isola.

IL FUTURO PROSSIMO DELL'INCENTIVAZIONE ALLA GENERAZIONE RINNOVABILE

(continua)

Figura 4: Market parity impianto eolico

Fonte: elaborazione REF-E



La valutazione della competitività delle diverse tipologie di impianti a biomassa, risulta ancora più complessa; per questa fonte, infatti, il costo di approvvigionamento del combustibile diventa variabile-chiave per avvicinarsi alla *grid parity*, che nel medio termine sarà probabilmente raggiunta solo nei casi di condizioni di approvvigionamento particolarmente favorevoli.

Gli incentivi rimangono, quindi, almeno per i prossimi anni, l'unica via per l'incremento della generazione rinnovabile, anche se le recenti riforme hanno mostrato come strumenti quali contingentamento, concorrenza del mercato e aggiustamenti automatici, siano in grado di migliorare notevolmente l'efficienza degli interventi sul settore.

¹ Decreto Interministeriale 8 marzo 2013 avente ad oggetto l'approvazione della Strategia Energetica Nazionale, il cui Comunicato è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.73 del 27 marzo 2013.

² Si tratterebbe di import fisico, non virtuale; l'energia dovrebbe provenire dal Montenegro.

³ Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 recante "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE". Decreto Ministero Sviluppo Economico 5 luglio 2012, -avente ad oggetto l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia). Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti diverse dal fotovoltaico.

⁴ IEA (2013), World Energy Outlook. Renewables Energy Policy Network for the 21st Century (2013), Renewables Global Status Report. Bloomberg New Energy Finance (BNEF, 2013). IEA prevede che l'eolico raggiungerà la competitività in Europa attorno al 2020; inoltre, secondo i rapporti di REN 21 e gli analisti di BNEF, il forte calo del prezzo delle turbine e dei costi operativi, dovuto non solo alla crisi ma anche alla maggiore concorrenza e agli effetti di apprendimento, permetterà il raggiungimento della grid/market parity nei prossimi anni.

⁵ Per quanto riguarda i CV, si utilizzano per la stima sia il prezzo di ritiro previsto da REF-E, sia quello di mercato dei titoli, ciascuno per le rispettive quantità rilevanti, ossia le quantità ritirate e quelle scambiate sul mercato.

⁶ Terna, Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia, anno 2012. AEEG - Delibera 129/2013/1/el, Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita in Italia per l'anno 2011.

⁷ Tali valori sono calcolati rispetto alla tariffa di riferimento nell'anno di effettuazione dell'asta e sono da considerarsi indicativi: il livello di remunerazione effettivo dipende infatti dalla data di effettiva entrata in esercizio dell'impianto.

⁸ La previsione del PUN in termini nominali è coerente con una previsione di evoluzione dei costi di investimento e di remunerazione attesa del capitale entrambe espresse in termini nominali.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 25 luglio 2013 338/2013/R/efr** | “Definizione del contratto-tipo ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012, relativi a interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili” | pubblicata il 26 luglio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/338-13.htm>

Nell'ambito della gestione degli incentivi previsti dal Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012 - attuativo di quanto previsto dall'Art. 28, comma 1, del D.lgs 3 marzo 2011, n.28 - l'AEEG con la deliberazione in oggetto ha pubblicato il contratto-tipo da utilizzare ai fini dell'erogazione degli incentivi riconosciuti dal citato decreto per gli interventi di piccole dimensioni effettuati per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Segnatamente, l'Art. 28, comma 1, del D.lgs 28/11, oltre a prevedere l'incentivazione degli interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, ha altresì indicato le modalità di erogazione di tali incentivi stabilendo che le stesse siano regolate tramite contratti di diritto privato fra il GSE e il soggetto responsabile dell'impianto- redatti sulla base di un contratto-tipo definito dall'Autorità.

Allo scopo il Decreto Interministeriale 28 dicembre 2012, ai sensi dell'art. 8, comma 6, ha assegnato al GSE il compito di fornire al Regolatore tutti gli elementi necessari per la definizione della scheda-contratto tipo disciplinante le condizioni e le modalità di accesso agli incentivi.

In attuazione di quanto richiamato, il GSE, in data 13 febbraio 2013, ha inviato all'Autorità gli elementi informativi previsti, unitamente ad uno schema generale relativo al processo di accesso ed erogazione degli incentivi previsti.

Sulla base degli elementi acquisiti l'Autorità, con deliberazione 201/2013/R/efr, ha avviato un procedimento ai fini della predisposizione del contratto-tipo disciplinante l'erogazione degli incentivi previsti dal D.l. 28 dicembre 2012; in particolare l'Autorità, con l'Allegato A alla citata deliberazione, ha pubblicato una prima proposta di contratto-tipo, sottoponendo la stessa alla consultazione degli operatori interessati.

Ciò premesso, tenendo anche conto delle osservazioni pervenute nell'ambito del processo di consultazione, con la deliberazione *de qua*, l'AEEG ha pubblicato lo schema definitivo del contratto-tipo di cui all'art. 28, comma 1, lettera e), del D.lgs 28/11.

Rispetto alla versione posta precedentemente in consultazione, la versione del contratto-tipo approvata con la deliberazione in oggetto, prevede una maggiore flessibilità nella gestione di determinate clausole. Nel dettaglio:

- il contratto-tipo potrà essere successivamente modificato dall'AEEG anche a seguito di eventuali modifiche normative e regolatorie che dovessero risultare necessarie;
- le clausole relative alle condizioni contrattuali per la cessione del credito spettante al responsabile dell'impianto, la clausola relativa all'individuazione del giudice territorialmente competente per la risoluzione di eventuali controversie, nonché gli eventuali aggiornamenti che si rendessero necessari ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal D.l. 28 dicembre 2012, potranno essere aggiornate direttamente dal GSE, previa verifica positiva in tal senso da parte del Direttore della Direzione Mercati Elettricità e Gas dell'Autorità.

■ **Delibera 11 luglio 2013 307/2013/R/eel** | “Definizione dei criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6 dall'applicazione dell'emission trading system, a decorrere dall'anno 2013” | pubblicata il 12 luglio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/307-13.htm>

Con riferimento ai primi 3 anni del terzo periodo di attuazione dell'*Emission Trading System* (2013–2015), con il provvedimento in oggetto l'Autorità pubblica i criteri per il riconoscimento, ai produttori titolari di convenzioni sottoscritte ai sensi del Titolo II, punto 7bis del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri aggiuntivi derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE - come successivamente modificata ed integrata dalla Direttiva 2009/29/CE.

L'applicazione dei criteri indicati nella deliberazione de qua conferma, quanto anticipato in precedenza dal Regolatore con il proprio DCO 130/2013/R/EEL, recante gli “Orientamenti per la definizione dei criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6 dall'applicazione dell'emission trading system a decorrere dall'anno 2013” (cfr. N.L. GME n. 59).

In breve si evidenzia che in esecuzione di quanto stabilito dal provvedimento Cip n.6/92 è prevista, a favore dei titolari di convenzioni di cessione destinata, l'erogazione a titolo di indennizzo di un contributo economico su base annuale per gli oneri aggiuntivi derivanti dall'applicazione della normativa europea relativa all'*Emission Trading System*.

Tale contributo è determinato e periodicamente aggiornato sulla base di criteri e provvedimenti emessi dall'AEEG.

In linea generale, in base ai criteri indicati nel provvedimento in oggetto, il Regolatore prevede:

- il tempestivo massimo utilizzo dei titoli CER ed ERU attualmente consentito, dal momento che i titoli CER ed ERU, nei limiti di utilizzo consentiti, rappresentano la soluzione più economica per approvvigionarsi delle quote d'emissione necessarie per poter emettere gas serra;
- che i criteri individuati nel provvedimento in oggetto abbiano effetti limitati ai primi tre anni (2013-2015) del terzo periodo di assegnazione, poiché sono attese evoluzioni a livello europeo in merito all'applicazione dell'*emission trading system*;

Novità normative di settore (continua)

- che per ciascun impianto avente diritto, e per ciascun anno di riferimento, il numero delle quote di emissione ammesse al riconoscimento del valore di indennizzo, è posto pari alla differenza tra le quote complessivamente rese dal singolo impianto (come risulta dall'attestato di verifica della dichiarazione riguardante le emissioni, rilasciato da un verificatore accreditato ai sensi del D.lgs 30/13) e quelle eventualmente assegnate al medesimo impianto a titolo gratuito (tale differenza fra quote restituite e quote gratuitamente assegnate prende il nome di "quote scoperte");

- che le quote di emissione ammesse al riconoscimento degli oneri per ogni impianto e per ogni anno solare sono suddivise in due classi:

a) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli CER ed ERU.

b) quote da remunerare sulla base dei prezzi registrati sui mercati europei di riferimento per i titoli EUA.

- che i valori unitari degli indici di prezzo (P_{FLEX} e P_{EUA}) da utilizzare nella formula di determinazione del contributo annuale, siano definiti prendendo come riferimento i volumi e i prezzi di chiusura giornalieri relativi a ciascun anno oggetto di riconoscimento degli oneri e non solo i volumi e i prezzi di chiusura giornalieri relativi al solo anno 2013.

La definizione di tale criterio consegue dal fatto che non vi sono elementi definitivi che consentano di escludere la possibilità che, negli anni successivi al 2013, non si possa verificare un'ulteriore riduzione dei prezzi delle quote di emissione.

Da ultimo, l'AEEG segnala che il rimborso degli oneri riconosciuti ai sensi del provvedimento de quo verrà operato dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 47, comma 47.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

GAS

■ **Deliberazione dell'11 luglio 2013 310/2013/R/Gas | "Disposizioni in materia di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2013-2014" | pubblicato il 15 luglio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/310-13.pdf>**

In considerazione del parziale conferimento della capacità di stoccaggio avvenuto in esito alle procedure di assegnazione effettuate da Stogit S.p.A. in esecuzione delle deliberazioni dell'AEEG 92/2013/R/GAS e 159/2013/R/GAS ed attesa l'esigenza di recuperare almeno in parte i costi connessi al mancato conferimento della capacità di stoccaggio che, stante l'attuale quadro regolatorio di riferimento, graverebbero in ogni caso sul sistema gas, con il provvedimento in oggetto l'AEEG ha previsto che Stogit S.p.A. offra le capacità di stoccaggio, ancora disponibili nell'attuale fase di iniezione, per servizi di stoccaggio infrannuali che prevedano:

- la disponibilità di prestazione di erogazione limitatamente al periodo centrale della fase di erogazione caratterizzato da maggiori consumi;

- l'applicazione di corrispettivi a copertura dei costi di trasporto determinati dal prodotto:

- per la prestazione in iniezione, tra la massima prestazione di iniezione disponibile all'utente ed il corrispettivo annuo di capacità relativo ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con lo stoccaggio, riproporzionato in base al periodo intercorrente tra l'inizio del servizio ed il termine della fase di iniezione;

- per la prestazione in erogazione, tra la massima prestazione di erogazione disponibile all'utente ed il corrispettivo annuo di capacità relativo ai punti di entrata della rete di trasporto interconnessi con lo stoccaggio, riproporzionato in base al periodo di disponibilità della prestazione di erogazione connessa allo specifico servizio.

Per effettuare il conferimento delle capacità di stoccaggio disponibili per i servizi infrannuali, l'AEEG ha disposto altresì che Stogit S.p.A. organizzi procedure di assegnazione conformi alle previsioni di cui alla deliberazione 92/2013/R/Gas per il servizio di stoccaggio uniforme, laddove applicabili, e comunque integrate dai seguenti criteri:

- l'applicazione di corrispettivi di capacità di spazio, erogazione e iniezione determinati in esito alle medesime procedure;

- la definizione di un prezzo di riserva pari a zero.

Le procedure di conferimento, le condizioni di erogazione dei servizi oggetto di assegnazione nonché le condizioni di erogazione dei medesimi servizi, ivi incluse le modalità di determinazione delle prestazioni e dei profili di utilizzo ad esso associati, saranno resi disponibili da Stogit S.p.A. sul proprio sito internet.

■ **Documento di consultazione del 4 luglio 2013 294/2013/R/GAS | "Mercato del gas naturale – Disposizioni procedurali relative alla seconda fase della riforma delle condizioni economiche del servizio di tutela" | pubblicata il 4 luglio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/294-13.pdf>**

Nell'ambito del processo di revisione della condizioni economiche di riferimento per il mercato tutelato del gas naturale portato a compimento dall'AEEG con l'adozione della deliberazione 196/2013/R/GAS, in continuità con quanto disposto nella predetta deliberazione, l'AEEG nel documento per la consultazione in oggetto ha formulato alcune proposte in ordine:

- al completamento della disciplina relativa al meccanismo volto a favorire la rinegoziazione dei contratti di lungo termine a cui gli esercenti l'attività di vendita di gas naturale possono aderire;

- alle modalità di adempimento dell'obbligo di offerta, in capo ai venditori che si sono avvalsi del predetto meccanismo di

Novità normative di settore (continua)

rinegoziazione dei contratti di lungo periodo, di prodotti a termine presso il mercato organizzato e gestito dal GME almeno pari ai volumi di gas per i quali l'impresa di vendita ha usufruito direttamente o indirettamente del predetto meccanismo di rinegoziazione.

L'AEEG, pur riconoscendo che in questa fase non siano ancora disponibili le informazioni necessarie per definire in modo puntuale tutti gli aspetti relativi al predetto obbligo di offerta presso il mercato a termine del GME che in ogni caso verrà istituito, in base a quanto disposto dall'AEEG con la deliberazione 196/2013/R/Gas, a partire dall'anno termico 2014/2015 (ovvero solo allorquando le quotazioni dei prodotti a termine negoziati sul relativo mercato del GME diverranno l'unico riferimento per l'indicizzazione della componente posta a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso del gas naturale CMEM), ha richiesto osservazioni agli stakeholder, entro il termine dello scorso 22 luglio 2013, in merito ai seguenti aspetti:

- modalità e termini di presentazione all'AEEG dell'istanza di adesione al meccanismo di rinegoziazione dei contratti di

lungo periodo da parte dei venditori;

- definizione del criterio di calcolo dei quantitativi di gas che risulteranno soggetti all'obbligo di offerta presso il mercato del GME e che saranno utilizzati per la determinazione dell'importo A_{PR} di cui alla deliberazione 196/2013/R/GAS, riconosciuto agli esercenti l'attività di vendita che parteciperanno al meccanismo di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo;

- affidamento a CCSE del compito di regolazione delle partite economiche dell'importo A_{PR} spettante a ciascun venditore in conseguenza dell'ammissione al meccanismo di rinegoziazione dei contratti di lungo periodo;

- definizione dei prodotti funzionali all'assolvimento dell'obbligo di offerta presso il mercato organizzato del GME;

- periodo di negoziazione associato a ciascun prodotto oggetto dell'obbligo di offerta;

- eventuale prestazione di adeguate garanzie da parte delle imprese di vendita ammesse al predetto meccanismo di rinegoziazione.

Gli appuntamenti

13-14 agosto

Renewable Energy Storage Symposium

Boston, MA, Usa

Organizzatore: Northeastern University & Sandia National Laboratory

www.knowledgefoundation.com

17-18 agosto

2013 6th International Conference on Advanced Computer Theory and Engineering

Malé, Maldive

Organizzatore: IACSIT

www.icacte.org

22-25 agosto

Climate Change, Sustainability and an Ethics of an Open Future

Utrecht, Olanda

Organizzatore: Societas Ethica

www.societasethica.info

27-29 agosto

Shale Gas World Argentina 2013

Buenos Aires, Argentina

Organizzatore: Terrapinn

www.terrapinn.com

27-29 agosto

DUG Australia Conference & Exhibition

Brisbane, QLD, Australia

Organizzatore: APPEA

www.dugaustralia.com

22-25 agosto

Climate Change, Sustainability and an Ethics of an Open Future

Utrecht, Olanda

Organizzatore: Societas Ethica

www.societasethica.com

7-8 settembre

2013 3rd International Conference on Energy and Environmental Science

Shanghai, Cina

Organizzatore: IACSIT

www.icees.org

10-11 settembre

Chilean Renewable Energy Conference 2013

Santiago, Cile

Organizzatore: Green Power Conferences

www.greenpowerconferences.com

11-12 settembre

Reti tecnologiche e futuro delle smart city

Padova, Italia

Organizzatore: TECNEDIT S.r.l.

www.tecneditazioni.it

12 settembre

NextWave Greentech Investing

Menlo Park, CA, Usa

Organizzatore: Greentech Investing

www.greentechmedia.com

13 settembre

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

Parigi, Francia

Organizzatore: Agenzia internazionale dell'energia

www.iea.org

16 settembre

Un anno dopo Rio+20: rilanciare la crescita con la Green Economy

Milano, Italia

Organizzatore: Università Bocconi

www.unibocconi.it

16-17 settembre

6th Renewable Energy Finance Forum - West

San Francisco, USA

Organizzatore: Euro Money energy

www.euromoneyenergy.com

17 settembre

Webinar Enea sul Reach

Roma, Italia

Organizzatore: Enea

www.enea.it

18-19 settembre

15th Renewable Energy Finance Forum – Europe

London, United Kingdom

Organizzatore: Euro Money energy

www.euromoneyenergy.com

20 settembre

Workshop “Le rinnovabili tra crisi economica e nuovi modelli di business”

Milano, Italia

Organizzatori: IEFE Università Bocconi e OIR -

Osservatorio Internazionale sull'Industria e la Finanza delle Rinnovabili

www.unibocconi.it

20 settembre

Le rinnovabili tra crisi economica e nuovi modelli di business - Strategie imprenditoriali e politiche governative

Milano, Italia

Organizzatore: IEFE –OIR

www.unibocconi.it

25-26 settembre

Energy from Waste 2013

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group

www.smi-online.co.uk

25 settembre

Gestione e Recupero Crediti per le forniture di energia elettrica e gas - Come valutare i Clienti e ridurre i rischi nei Servizi a Rete

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

26-27 settembre

Le giornate dell'energia

Ancona, Italia

Organizzatore: Confindustria Ancona

www.legiornatedellenergia.it

30 settembre

13° Italian Energy Summit - Economia e industria verde: i nuovi orizzonti per il rilancio e lo sviluppo energetico

Milano, Italia

Organizzatori: Il Sole 24 ORE in collaborazione con BLS, Deloitte, KPMS, MAPEI e PWC

www.ilsole24ore.com

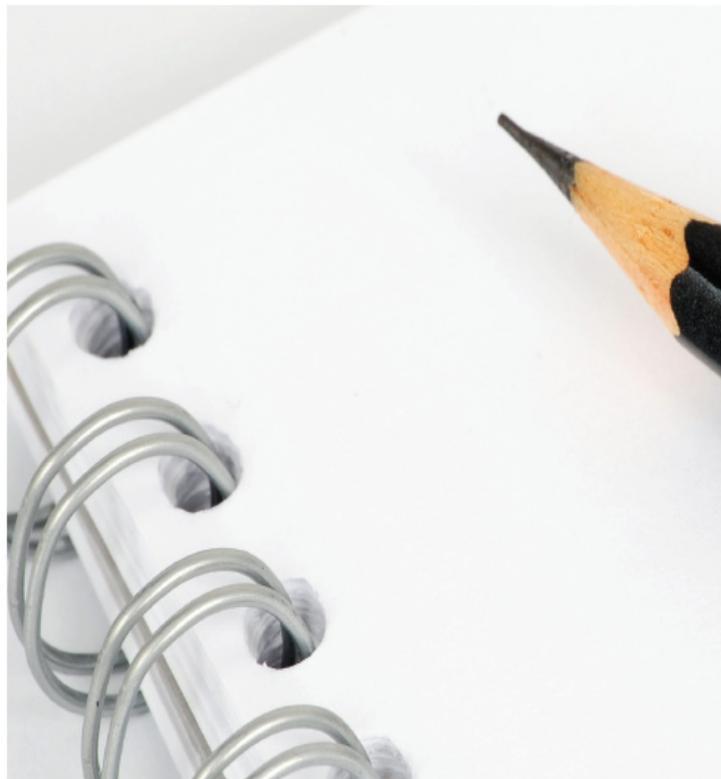
30-1 ottobre

Italian Energy Summit

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore Formazione ed Eventi

www.formazione.ilsole24ore.com



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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