

FOCUS

L'interscambio di energia elettrica nell'UE a 27

Le proposte delle autorità di regolazione europee

A cura di Energy Advisors

■ Uno degli effetti più significativi del processo di liberalizzazione dei mercati energetici innescato con la Direttiva europea 96/92/CE, è stato lo sviluppo dell'interscambio tra i diversi paesi dell'Europa dei 27. Il fenomeno è largamente sottovalutato, perché normalmente si guarda non all'interscambio energetico (somma delle importazioni e delle esportazioni) ma al saldo tra import ed export, cioè a quella che apparentemente sembra la dipendenza energetica di un singolo paese. Ora è indubbiamente vero che se consideriamo il saldo, la situazione non è significativamente cambiata da ante-liberalizzazione, quando ogni Paese cercava di essere autosufficiente nell'approvvigionamento elettrico. Facendo eccezione per la Francia e per l'Italia, che si situano ai poli opposti, nessuno dei grandi paesi europei presenta un saldo che sulla domanda interna superi il 2,5%:

si va dal -0,9% della Germania (prevalenza delle esportazioni) al +2,1% del Regno Unito (prevalenza delle importazioni). Il range è abbastanza stretto, compreso in tre punti percentuali. Con due vistose eccezioni: Italia e Francia. L'Italia dopo l'uscita dal nucleare ha sviluppato una politica di importazioni, con contratti a lungo termine stipulati dall'Enel (ancora in posizione monopolista) con EdF e con Atel (ora Alpiq). Oggi questi contratti sono stati ereditati dall'Acquirente Unico, ma ancora dob-

biamo essere grati all'Enel vecchia gestione, per aver individuato l'unica strada per ridurre i costi della bolletta italiana. Il risultato è che il nostro paese copre con le importazioni circa il 15% del suo fabbisogno. Al lato opposto la Francia, che ha

scelto deliberatamente di essere un esportatore netto di energia e su questo caposaldo ha costruito una componente essenziale della sua presenza economica in Europa, con un export che più o meno rappresenta un 15% dei suoi (elevati) consumi interni. Se guardiamo dunque ai saldi, la gestione degli scambi interfrontalieri sembra assolutamente marginale. In realtà non è così. Sino ai primi anni 2000 ogni Paese cercava di assicurarsi l'autosufficienza energetica e dunque c'è una forza d'inerzia che non si smorza rapidamente, e che ancora esercita il suo peso. Intendiamo dire che nelle scelte d'investimento degli ultimi dieci anni ancora non si è assunto come riferimento lo scenario europeo, ma il singolo mercato nazionale. Una scelta quasi obbligata, perché al di là dell'invero pretenzioso titolo "mercato interno dell'energia" le due direttive europee (la 96/92 per l'energia elettrica e la 98/30 per il gas) in realtà si rivolgono ad un mercato che in tutti i modi può essere definito salvo che come "interno", ove con tale termine usualmente si definisce un mercato integrato, nel quale non ci sono difficoltà negli scambi.



► a pagina 19

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/OTTOBRE 2010

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

■ FOCUS

L'interscambio di energia elettrica nell'UE a 27. Le proposte delle autorità di regolazione europee
 A cura di Energy Advisors
 pag. 1 - 19 - 20

■ APPROFONDIMENTI

Obiettivi climatici post-crisi e posizionamento dei settori ETS e non-ETS
 Di Stefano Clò, RIE
 pag. 21 - 23

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 24 - 26

■ APPUNTAMENTI

pagina 27 - 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il dato di ottobre conferma i segnali di rallentamento della domanda elettrica manifestatisi a settembre: i volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia hanno infatti segnato, per il secondo mese consecutivo, una flessione su base annua (-3,9%). Il calo tendenziale dei volumi ha interessato sia gli acquisti nazionali (-2,5%) che le vendite delle unità di produzione (-6,0%).

Ancora in crescita invece le importazioni (+8,3%), nonostante la netta flessione provocata dalle tensioni sui prezzi di

alcune borse europee nelle ultime due settimane del mese. La liquidità del mercato elettrico, in linea con i mesi precedenti, ma in calo di 7 punti percentuali su base annua, si è attestata a 60,5%. In tale scenario, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), pari a 65,78 €/MWh, ha registrato un aumento su base annua di 8,16 €/MWh (+14,2%), ma il differenziale con i prezzi delle altre borse europee ad ottobre è sceso al livello minimo da inizio anno (circa 14 €/MWh).

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 8,16 €/MWh rispetto ad ottobre 2009, si è portato a 65,78 €/MWh (+14,2%). Il rialzo ha interessato principalmente le ore di bassa domanda: nelle ore fuori picco, infatti, il prezzo, con un aumento di 12,62 €/MWh (+27,1%), è salito a 59,28 €/MWh; più modesto, invece, l'incremento registrato nelle ore di picco (+0,89 €/MWh; +1,1%), con il prezzo attestatosi a 78,50 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Tra i prezzi di vendita zionali, tutti in aumento tendenziale, si evidenzia quello della

Sicilia, cresciuto del 23,3%. Le tensioni sui prezzi dell'isola sono state particolarmente rilevanti nei giorni dal 18 al 24 ottobre a causa della chiusura del transito di interconnessione con il continente e della contemporanea forte riduzione dell'offerta da impianti a ciclo combinato. La zona Sud ha segnato ancora il prezzo più basso con 61,82 €/MWh; tra 64 e 66 €/MWh il prezzo delle altre zone continentali e della Sardegna; più alto quello della Sicilia, pari a 93,03 €/MWh (Grafico 2).

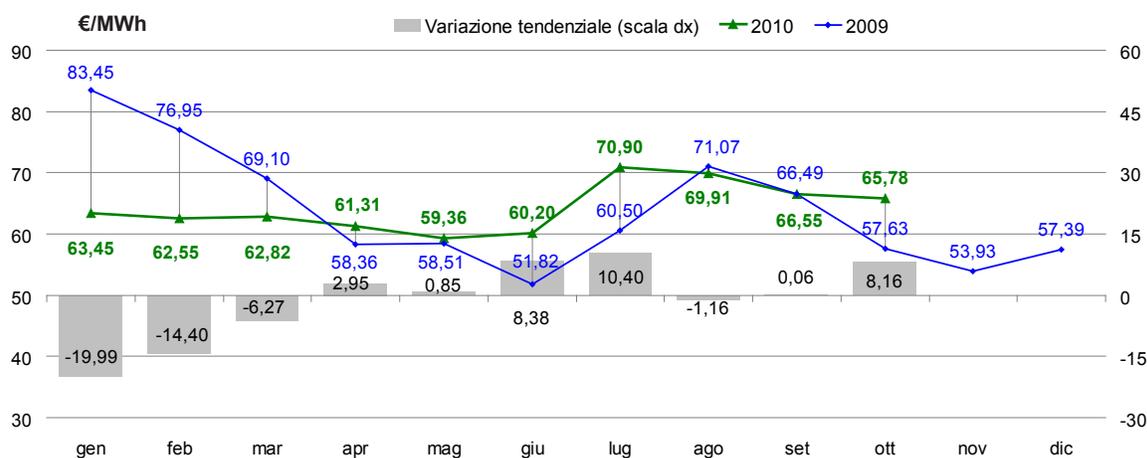
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2010	2009	Var vs 2009		Borsa		Sistema Italia		2010	2009
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	65,78	57,63	8,16	14,2%	21.945	-13,9%	36.279	-3,9%	60,5%	67,5%
<i>Picco</i>	78,50	77,61	0,89	1,1%	26.197	-15,3%	44.452	-3,9%	58,9%	66,8%
<i>Fuori picco</i>	59,28	46,66	12,62	27,1%	19.772	-12,1%	32.102	-2,9%	61,6%	68,1%
<i>Minimo orario</i>	25,29	14,00			13.185		24.410		53,4%	61,3%
<i>Massimo orario</i>	138,88	139,36			30.443		48.354		70,7%	74,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

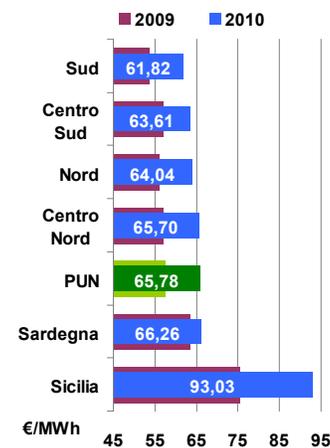
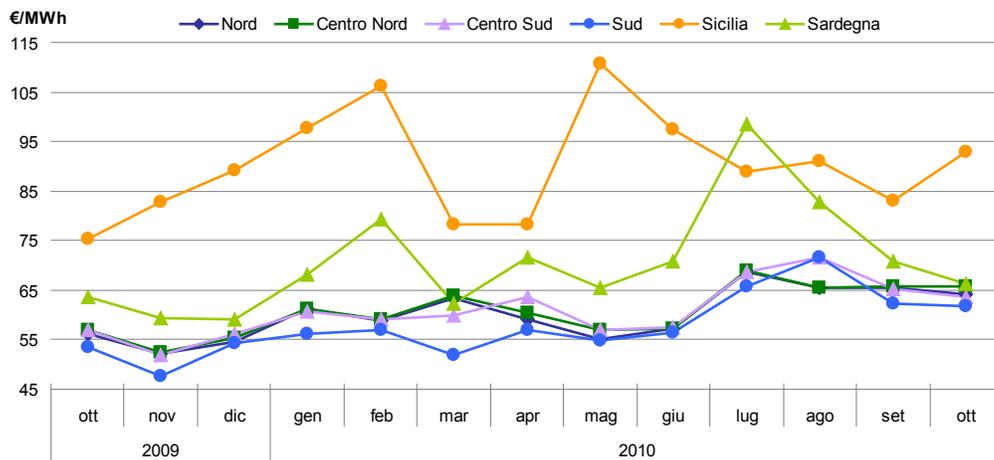
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 27,0 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale del 3,9%, la seconda consecutiva. Ancora in calo l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 16,3 milioni di MWh (-13,9%),

ed in crescita quella scambiata con contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,7 milioni di MWh (+17,0%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 7,0 punti percentuali su base annua, attestandosi al 60,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.349.259	-13,9%	60,5%
Operatori	9.705.659	-16,3%	35,9%
GSE	3.738.226	-6,8%	13,8%
Zone estere	2.902.637	+17,6%	10,7%
Saldo programmi PCE	2.736	-99,7%	0,0%
PCE (incluso MTE)	10.678.892	+17,0%	39,5%
Zone estere	1.586.573	-5,4%	5,9%
Zone nazionali	9.095.055	+8,8%	33,7%
Saldo programmi PCE	-2.736		
VOLUMI VENDUTI	27.028.151	-3,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.973.080	+5,5%	
OFFERTA TOTALE	43.001.230	-0,6%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

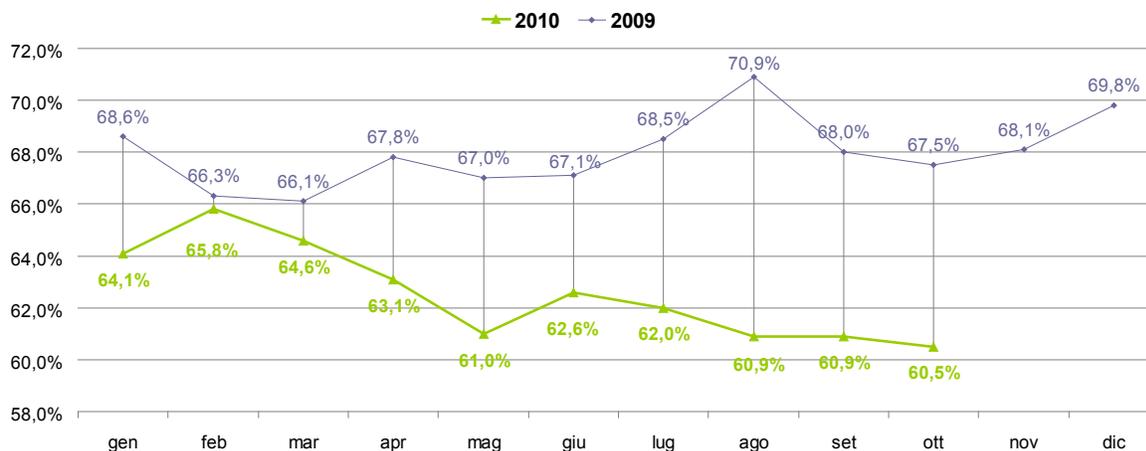
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.349.259	-13,9%	60,5%
Acquirente Unico	2.751.492	-51,4%	10,2%
Altri operatori	11.950.101	-0,8%	44,2%
Pompaggi	130.451	-47,8%	0,5%
Zone estere	632.578	-39,0%	2,3%
Saldo programmi PCE	884.637	+4350859,8%	3,3%
PCE (incluso MTE)	10.678.892	+17,0%	39,5%
Zone estere	40.560	+7,6%	0,2%
Zone nazionali AU	4.199.009	+94,0%	15,5%
Zone nazionali altri operatori	7.323.960	+5,7%	27,1%
Saldo programmi PCE	-884.637		
VOLUMI ACQUISTATI	27.028.151	-3,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.568.628	-0,5%	
DOMANDA TOTALE	29.596.778	-3,6%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 26,4 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale del 2,5%; la riduzione degli acquisti ha interessato, seppur in diversa misura, tutte le zone, con la sola eccezione della Sardegna (+1,7%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 673 mila MWh (-37,4%), hanno raggiunto il livello più alto da inizio anno, stimolati dagli alti prezzi di alcune borse europee (segnatamente la francese Powernext) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionale, pari a 22,5 milioni di MWh, si sono ridotte del 6,0%, mentre le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,5 milioni di MWh, nonostante la contrazione causata dai succitati aumenti dei prezzi delle borse

europee nella seconda parte del mese, hanno messo a segno un +8,3% (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela aumenti tendenziali delle vendite solo per gli impianti idroelettrici ad apporto naturale (+20,3%), a pompaggio (+17,4%) e geotermici (+1,7%). In flessione le vendite da tutti gli altri impianti ed in particolare da quelli termici tradizionali (-16,9%). Pertanto la quota delle vendite dagli impianti a ciclo combinato è scesa al 57,5% (-1,6 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella dagli impianti termici tradizionali al 14,5% (-1,9 p.p.), mentre è salita al 13,0% quella dagli impianti idroelettrici ad apporto naturale (+2,8 p.p.); pressoché invariate le quote dagli altri impianti (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.213.224	24.447	-3,8%	11.424.754	15.335	-7,7%	14.718.056	19.756	-1,5%
Centro Nord	3.137.596	4.212	+4,8%	1.876.959	2.519	-4,4%	2.865.220	3.846	-2,4%
Centro Sud	5.687.266	7.634	-3,5%	2.458.480	3.300	-3,0%	4.125.269	5.537	-4,8%
Sud	6.460.277	8.672	+6,9%	4.279.151	5.744	-5,8%	2.087.407	2.802	-6,8%
Sicilia	2.876.481	3.861	+8,9%	1.540.884	2.068	-3,3%	1.576.540	2.116	-2,7%
Sardegna	1.534.504	2.060	+2,9%	958.713	1.287	-0,2%	982.521	1.319	+1,7%
Totale nazionale	37.909.347	50.885	-0,2%	22.538.940	30.254	-6,0%	26.355.012	35.376	-2,5%
MzEstero	5.091.883	6.835	-3,1%	4.489.210	6.026	+8,3%	673.138	904	-37,4%
Sistema Italia	43.001.230	57.720	-0,6%	27.028.151	36.279	-3,9%	27.028.151	36.279	-3,9%

(continua)

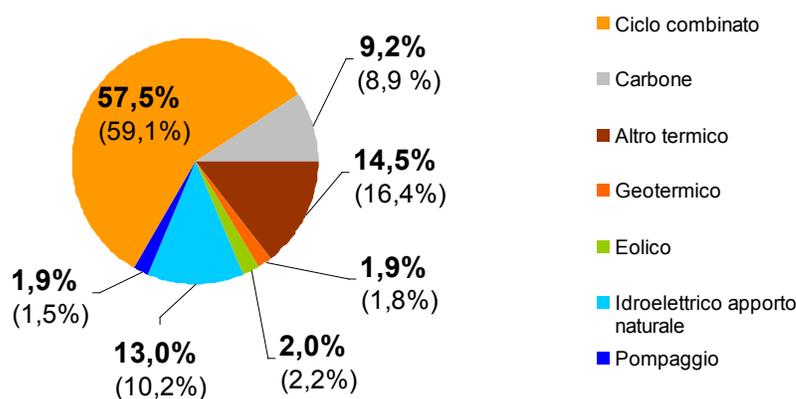
Tabella 5: MGP, vendite per tipologia d'impianto

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	11.606	-14,0%	2.248	-9,8%	2.909	-0,6%	5.357	-5,6%	1.849	-5,2%	1.174	-0,2%	25.142	-9,3%
Ciclo combinato	9.123	-8,0%	1.550	-1,6%	1.314	-36,1%	3.285	-2,1%	1.607	-1,4%	523	+8,4%	17.403	-8,5%
Carbone	1.065	-25,5%	28	-75,2%	745	+13,0%	321	-	-	-	616	-5,1%	2.775	-2,7%
Geotermico	0	-	581	+2,4%	-	-	2	-69,3%	-	-	-	-	583	+1,7%
Altro termico	1.418	-34,1%	88	-62,5%	850	+303,2%	1.749	-24,3%	242	-24,4%	35	-21,7%	4.382	-16,9%
Idroelettrico	3.725	+19,5%	268	+90,9%	285	-4,4%	142	+25,4%	39	+0,5%	36	-7,6%	4.495	+20,0%
Apporto naturale	3.321	+19,8%	197	+55,8%	233	+0,1%	142	+25,4%	18	+108,7%	23	+48,3%	3.934	+20,3%
Pompaggio	404	+17,1%	71	+409,4%	52	-20,6%	0	-	21	-30,4%	12	-45,7%	560	+17,4%
Eolico	4	-5,0%	3	-101,5%	106	-40,6%	245	-21,9%	180	+20,9%	77	+3,5%	617	-14,8%
Totale Impianti	15.335	-7,7%	2.519	-4,4%	3.300	-3,0%	5.744	-5,8%	2.068	-3,3%	1.287	-0,2%	30.254	-6,0%

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.

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) ad ottobre è stato scambiato un solo prodotto (Il Trimestre 2011 peakload); pertanto a fine mese le posizioni aperte ammontavano a 767 MW per un totale di 4,3 milioni di MWh. Rispetto al mese prece-

dente, il prezzo di controllo dei prodotti in contrattazione, sia baseload che peakload è rimasto stabile o si è ridotto, con l'unica eccezione del IV Trimestre 2011 baseload (+3,9%) (Tabella 6).

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

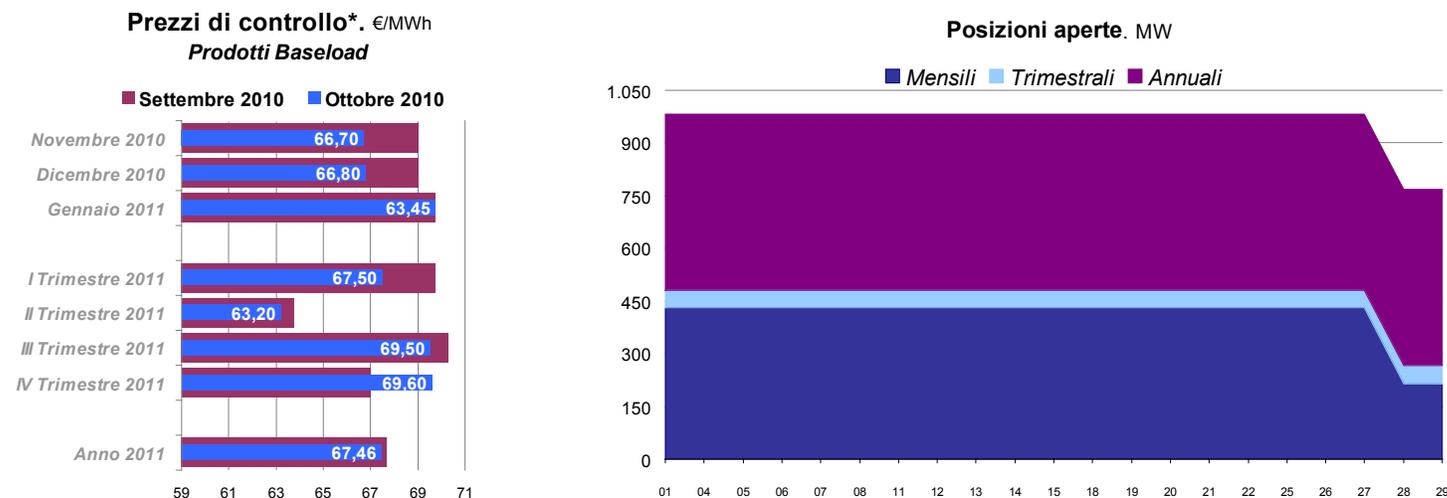
	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAK LOAD				
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW
Novembre 2010	66,70	-3,3%	-	-	-	83,00	0,0%	-	-	-
Dicembre 2010	66,80	-3,2%	-	-	129	84,00	0,0%	-	-	86
Gennaio 2011	69,75	0,0%	-	-	-	80,91	0,0%	-	-	-
Febbraio 2011	66,32	-	-	-	-	76,93	-	-	-	-
I Trimestre 2011	67,50	-3,2%	-	-	50	79,85	-4,4%	-	-	-
II Trimestre 2011	63,20	-0,9%	-	-	-	74,60	-3,1%	1	1	1
III Trimestre 2011	69,50	-1,1%	-	-	-	82,50	0,0%	-	-	-
IV Trimestre 2011	69,60	3,9%	-	-	-	81,61	-4,5%	-	-	-
Anno 2011	67,46	-0,4%	-	-	451	79,65	-3,0%	-	-	50
Totale					630			1	1	137

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

(continua)

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

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese.

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre 2010, hanno raggiunto il loro massimo storico, pari a 22,1 milioni di MWh, con un aumento del 43,6% rispetto allo stesso mese del 2009. Da sottolineare la crescita dei contratti standard (quasi raddoppiati rispetto ad un anno fa) e tra questi i con-

tratti Baseload (+107,7%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 13,9 milioni di MWh (+16,3%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,7 milioni di MWh (+6,4%), che nei conti in prelievo, pari a 11,6 milioni di MWh (+26,6%) (Tabella 7).

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

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE	MWh	Variazione	Struttura	PROGRAMMI						
				Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.177.672	+107,7%	28,0%	Richiesti	10.806.771	+5,8%	100,0%	11.563.616	+26,6%	100,0%
Off Peak	1.512.053	+76,5%	6,8%	di cui con indicazione di prezzo	2.634.024	+55,9%	24,4%	51	100%	0,0%
Peak	1.798.872	+74,3%	8,1%	Registrati	10.681.628	+6,4%	98,8%	11.563.529	+26,6%	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.541.286	+68,2%	23,5%	-	-	-
Totale Standard	9.488.597	+95,1%	42,9%	Rifiutati	125.143	-31,1%	1,2%	87	+670,1%	0,0%
Totale Non standard	12.320.623	+17,0%	55,8%	di cui con indicazione di prezzo	92.738	-48,1%	0,9%	51	100%	0,0%
PCE bilaterali	21.809.219	41,7%	98,7%	Saldo programmi	2.735,61	-99,7%		884.637	+4350859,8%	
MTE	290.062	100%	1,3%							
TOTALE PCE	22.099.281	+43,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.897.073	+16,3%	62,9%							

Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il primo mese dell'anno termico 2010/2011 consolida le dinamiche di rallentamento tendenziale dei consumi mostrate già nel corso dei due mesi precedenti, evidenziando livelli di domanda

stabile rispetto al 2009, con consumi termoelettrici in ulteriore calo, e consumi industriali e domestici in crescita. Il PSV mostra prezzi in moderata flessione rispetto al mese precedente, rimanendo tuttavia su livelli elevati e confermando ancora marcati aumenti tendenziali.

Nel mese di ottobre le offerte presentate sul comparto Royalties della P-GAS – pari a 1.408.392 GJ – sono state interamente abbinate nel corso del primo giorno di negoziazione ad un prezzo di 695,538 c€/Gj (25 €/MWh) – a fronte di un prezzo di vendita pari a 648,166 c€/GJ (23,3 €/MWh) – in calo rispetto alla quotazione registrata nel mese di settembre (-4%).

Prezzo di 695,538 c€/Gj (25 €/MWh) – a fronte di un prezzo di vendita pari a 648,166 c€/GJ (23,3 €/MWh) – in calo rispetto alla quotazione registrata nel mese di settembre (-4%).

Tabella 1: Operatori su P-Gas

Fonte: dati GME

Comparto	Tipologia	Prezzo	Operatori			Abbinamenti				
			Iscritti	Attivi in Vendita	Attivi in Acquisto	Prezzo (Po)			Contratti	Volumi
						Minimo	Massimo	Medio		
N.	N.	N.	c€/GJ			N.	GJ			
Royalties	Mensili	Fisso	-	1	15	696	696	696	12.620	1.408.392
Comparto Import	Mensili	Fisso	-	6	-	-	-	-	-	-
		Indicizzato	-	-	-	-	-	-	-	-
	Annuali	Fisso	-	1	-	-	-	-	-	-
		Indicizzato	-	2	-	-	-	-	-	-
TOTALE			49	8	15	696	696	696	12.620	1.408.392

Il primo mese dell'anno termico 2010/2011 consolida le dinamiche di rallentamento tendenziale dei consumi mostrate già nel corso dei due mesi precedenti, evidenziando livelli di domanda sostanzialmente in linea con quelli dello scorso anno e pari a 6.367 MCM (+1%). Tale stabilità cela andamenti opposti registrati nel comparto termoelettrico, in ulteriore calo, e nei comparti industriale e domestico, in crescita rispetto al 2009. Nel dettaglio, i consumi termoelettrici si attestano per il terzo mese consecutivo in flessione annua, scendendo ad un valore pari a 2.499 MCM (-11%), decisamente al di sotto anche dei livelli registrati

nel 2008 (-21%). Tale riduzione riflette un sensibile calo di produzione da ciclo combinato (-8,5%), favorito da una moderata flessione della domanda elettrica (-4%) e da un elevato aumento dell'import netto (+24%).

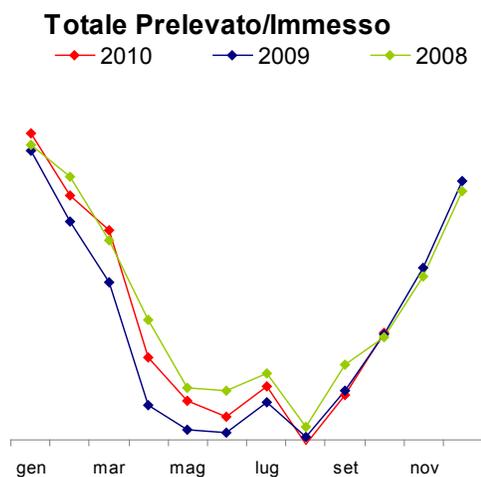
Il comparto industriale, per contro, registra un marcato aumento tendenziale dei consumi che salgono a 1.364 MCM (+12%), livello massimo da marzo 2008.

Decisamente positivo anche il contributo rispetto allo scorso anno del comparto domestico, i cui consumi salgono a 2.256 MCM (+9%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

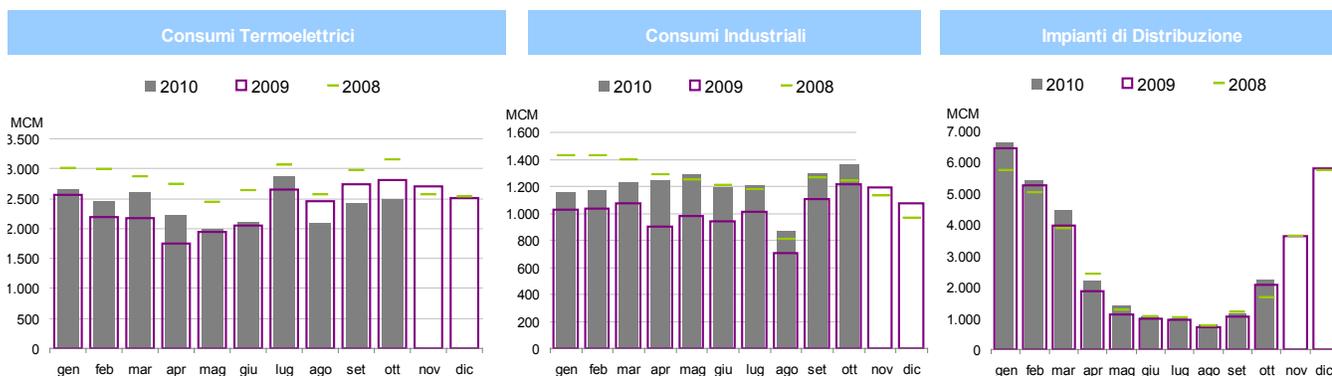
Domanda	MCM	Δ% Tend
Totale Prelevato	6.367	+1%
Impianti di Distribuzione	2.256	+9%
Consumi Termoelettrici	2.499	-11%
Consumi Industriali	1.364	+12%
Rete terzi e consumi di sistema	250	+18%
Offerta	MCM	Δ% Tend
Import	6.450	+12%
Produzione Nazionale	704	+1%
Sistemi di stoccaggio	-785	+481%



(continua)

Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

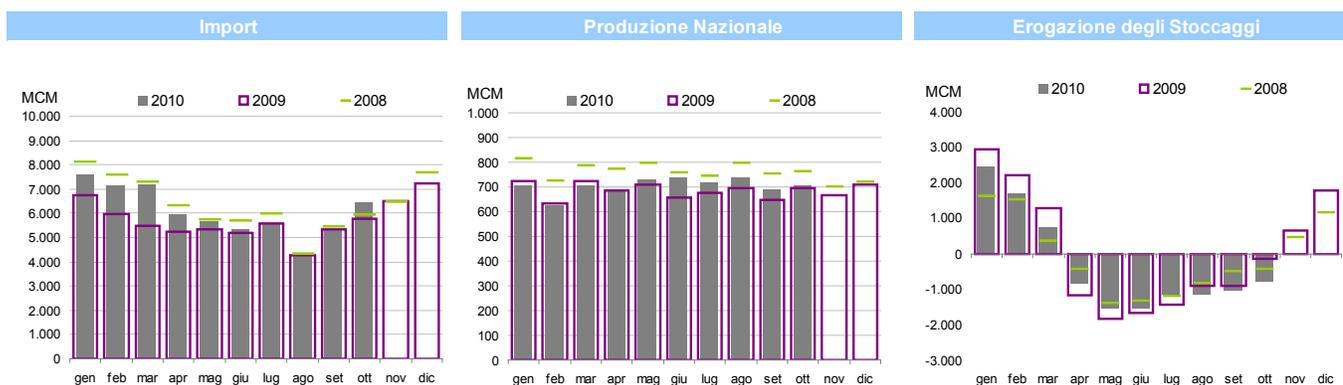


A fronte di una domanda di gas stabile rispetto al 2009, si evidenzia un sensibile aumento dell'import che sale a 6.450 MCM (+12%). La quasi totalità di questi volumi risulta esser stata iniettata all'interno dei siti di stoccaggio, generando flussi in ingresso in mercato aumento tendenziale (+481%) e determi-

nando il totale riempimento dello spazio conferito (99%), peraltro in crescita del 5% rispetto ad ottobre dello scorso anno. Infine si registra un contributo marginale della produzione nazionale che si mantiene sui valori del 2009 con un livello pari a 704 MCM (+1%).

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



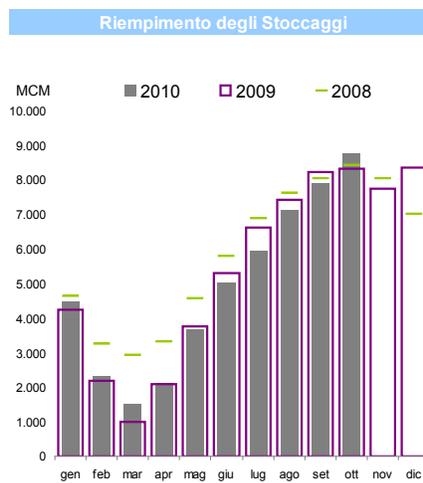
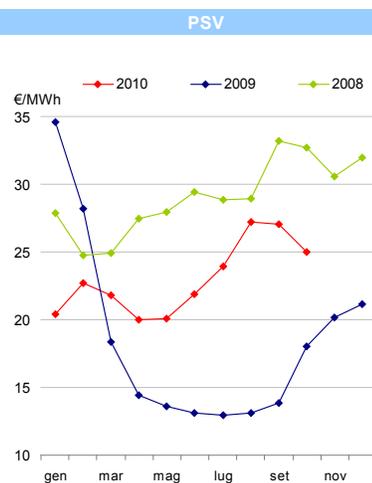
Il Punto di Scambio Virtuale, pur evidenziando quotazioni sui massimi annui, mostra una inversione di tendenza dei prezzi, che si portano a 24,97 €/MWh, risultando in moderata riduzi-

one rispetto a settembre (-8%), ma su valori decisamente superiori al 2009 (+38%).

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

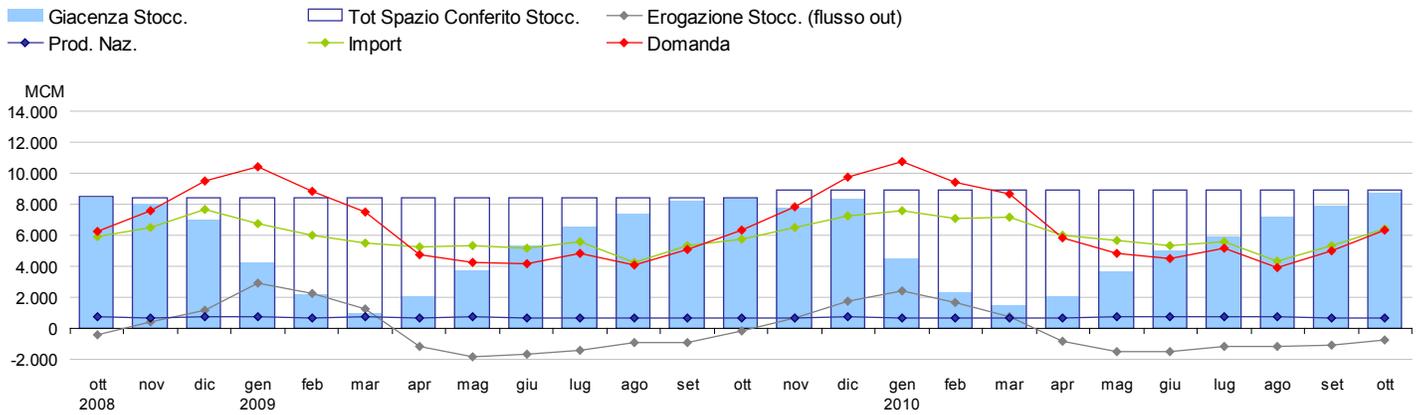
PSV	€/MWh	Δ% Tend
Prezzo medio	24,97	+38%
min	23,90	+51%
max	25,50	+30%
Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
Stoccaggio (stock level)	8.776	+5%
Erogazione (flusso out)	48	-83%
Iniezione (flusso in)	834	+102%
Flusso netto	-785	+481%
Totale Spazio Conferito	8.892	+5%
Quota su spazio conferito (%)	99%	+0 p.p.
Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	312	-4%
Import medio giornaliero	208	+12%
Quota di utilizzo (%)	67%	+10 p.p.



(continua)

Grafico 3: Gas naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Ad ottobre, in un contesto di marcata ripresa del tasso di cambio dollaro/euro, le quotazioni registrate sui mercati dei combustibili tornano ad evidenziare incrementi di moderata intensità che restituiscono vigore al trend rialzista avviatosi lo scorso anno. In questo panorama le uniche eccezioni si segnalano sui listini del gas, dove l'inizio dell'anno termico, solitamente accompagnato

da un aumento dei prezzi, porta con sé riduzioni che rallentano le dinamiche di crescita emerse nel trimestre maggio-luglio. Sulle borse elettriche le quotazioni hanno sostanzialmente rispettato le attese dei mercati, mostrando aumenti in Europa centrale e confermando la fase di ridotta volatilità nell'area mediterranea.

Nel mese di ottobre i mercati valutari registrano la decisa impennata dell'euro sul dollaro, evidenziata da un tasso di cambio che, sebbene inferiore ai livelli record dello scorso anno (-6,2%), si attesta sui massimi annui (1,39 \$/€, +6,2% sul mese scorso), superando anche le aspettative di crescita mostrate dagli operatori a settembre.

Anche sui mercati internazionali del greggio le quotazioni tornano a salire, convergendo attorno agli 83 \$/bbl e mettendo fine al periodo di ridotta variabilità iniziato a maggio. Gli aumenti su base congiunturale raggiungono il 6,4% in Europa, dove il Brent conferma peraltro una ripresa tendenziale prossima al 14%. In chiave prospettica il prezzo consolidatosi favorisce una correzione al rialzo delle indicazioni provenienti dai futures, rafforzando le attese di ulteriore crescita per il 2011.

Andamenti analoghi interessano l'olio combustibile e il gasolio, saliti rispettivamente a 472 \$/MT e a 709 \$/MT, con

variazioni congiunturali del 5,1% e del 6,3%. Su base annua gli incrementi appaiono ancora sensibili, segnalando dinamiche di crescita più marcate per il gasolio (+8/18%). Anche il carbone esce dalla fase di stallo osservata negli ultimi 5 mesi, superando o giungendo a ridosso dei massimi annui sia in Europa (API2), dove tocca i 99,3 \$/MT (+7,7%), che in Sudafrica (Richard Bay).

L'incremento sostiene la crescita tendenziale delle quotazioni del carbone (+35,3%), spingendo verso l'alto anche le aspettative dei mercati per i mesi a venire.

Analizzando gli andamenti delle quotazioni convertite in euro, si osserva come le dinamiche di crescita del tasso di cambio producano un sostanziale azzeramento della ripresa congiunturale sperimentata da tutti i combustibili, andando ad intensificare per contro gli aumenti tendenziali (+15/+26%) arrivati a toccare il 44,2% nel caso del carbone.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Ott 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 10	Dic 10	Gen 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,39	+6,2%	-6,2%	1,36	1,38 ▲	1,38 ▲	1,38 -	1,37 ▲
Brent	\$/bbl	82,7	+6,4%	+13,7%	79,0	83,2 ▲	83,6 ▲	84,0 -	85,6 ▲
FOB	€/bbl	59,5	+0,2%	+21,2%	58,0	60,2 ▲	60,5 ▲	60,8 -	62,6 ▲
Fuel Oil	\$/MT	472,2	+5,1%	+7,9%	453,8	475,0 ▲	479,3 ▲	483,5 -	503,3 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	339,7	-1,1%	+15,1%	333,0	343,8 ▲	347,0 ▲	350,2 -	367,7 ▲
Gasoil	\$/MT	708,7	+6,3%	+17,8%	663,7	701,9 ▲	705,3 ▲	708,5 -	724,6 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	509,9	+0,1%	+25,5%	487,1	508,0 ▲	510,6 ▲	513,2 -	529,4 ▲
Coal	\$/MT	99,3	+7,7%	+35,3%	94,5	103,2 ▲	103,2 ▲	102,6 -	103,3 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	71,4	+1,4%	+44,2%	69,4	74,6 ▲	74,7 ▲	74,3 -	75,5 ▲

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

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

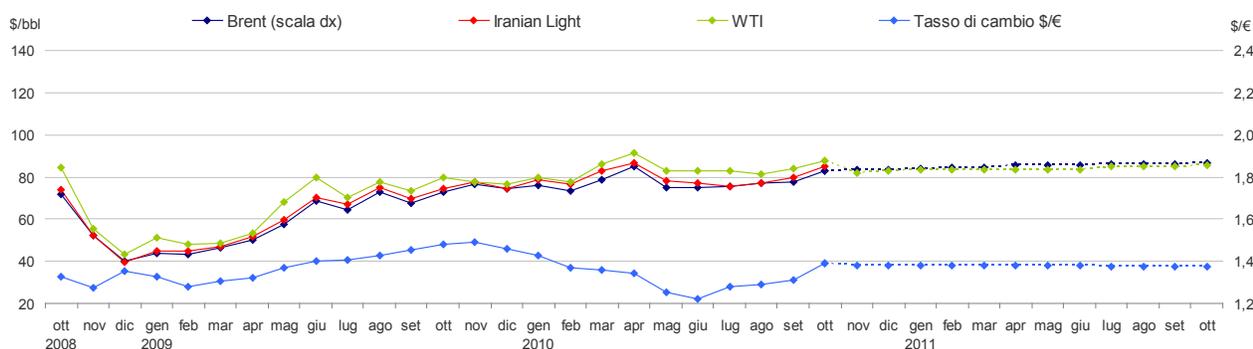


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

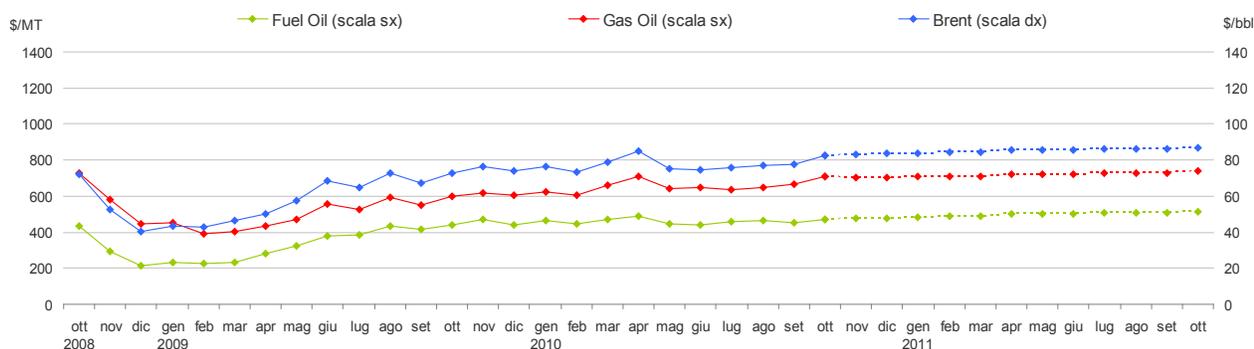
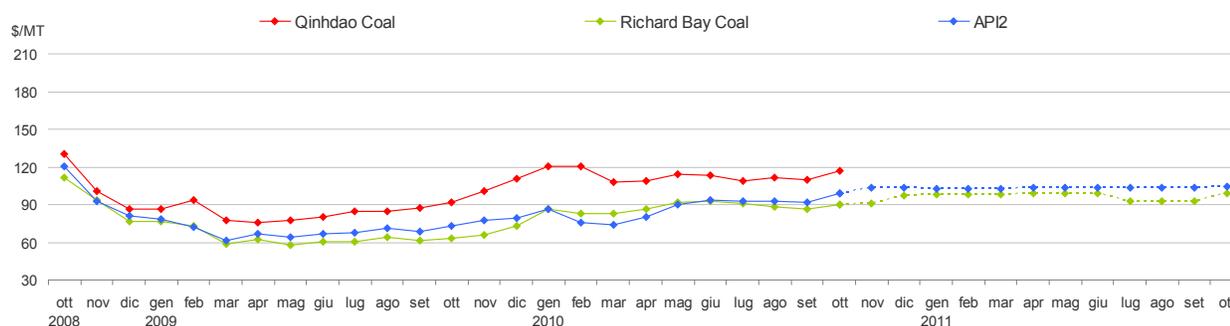


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: dati Thomson-Reuters

(continua)

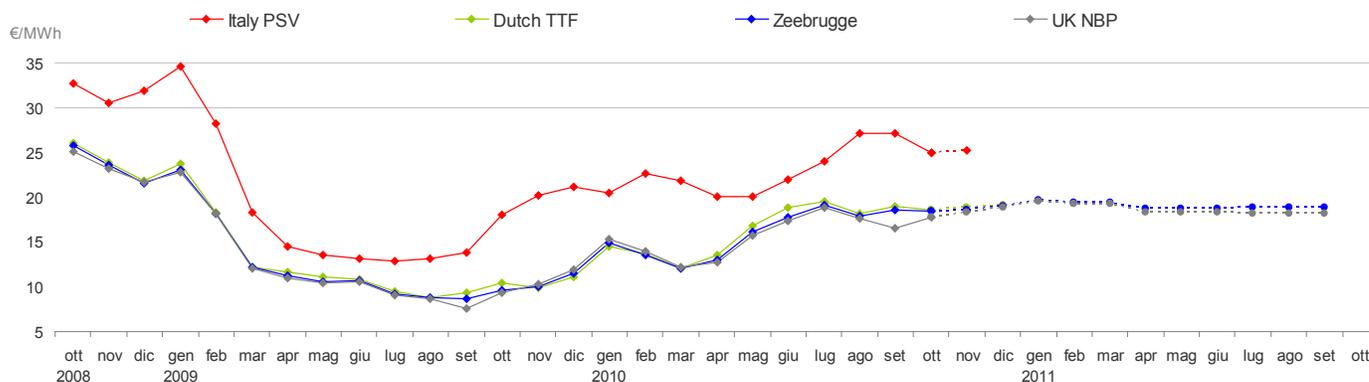
Diverso appare il quadro che si presenta osservando l'andamento dei prezzi sulle piazze del gas in apertura di anno termico. In Europa centrale le quotazioni permangono sostanzialmente sui 18/19 €/MWh, in conseguenza di diminuzioni minime rispetto ai valori di settembre (-0,9/-2,0%), ma tali da rallentare ulteriormente le dinamiche rialziste avviate a partire dal secondo trimestre dell'anno in corso. In Gran Bretagna l'NBP torna ad allinearsi ai due riferimenti continentali (+7,4% congiunturale), seguendo dinamiche già manifestatesi nel 2009, come peraltro ampiamente previsto dai mercati futures. Variazioni più marcate si riscontrano al PSV italiano che evi-

denza un moderato ripiegamento dai valori massimi annui toccati nei due mesi precedenti, convergendo sui 25 €/MWh (-7,7%). Su base tendenziale tutti i listini europei mostrano incrementi di rilievo rispetto ai valori particolarmente bassi dello scorso anno (+78/92%); parziale eccezione si riscontra ancora una volta al punto di scambio italiano, in cui la crescita annua si arresta al 38,4% per effetto di una quotazione 2009 sensibilmente più elevata che altrove. In ottica futura le curve a termine non sembrano palesare cambiamenti di scenario nel breve periodo, prospettando aumenti più consistenti per il 2011.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)						
GAS	Area	Ott 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 10	Dic 10	Gen 11	Gas Year 11			
PSV DA	Italia	24,97	-7,7%	+38,4%	26,20	25,25	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	18,56	-2,0%	+78,2%	-	18,80	▼	19,05	-	-	21,00	-
Zeebrugge	Belgio	18,40	-0,9%	+91,5%	18,53	18,64	▼	18,99	▼	19,60	-	21,02
UK NBP	Regno Unito	17,82	+7,4%	+90,9%	17,87	18,29	▼	18,91	▼	19,47	-	-



Sui mercati elettrici la ripresa dei prezzi, avviatasi con la fine dell'estate, trova conferma nel mese di ottobre, quando le quotazioni delle principali borse centro-europee salgono sui 50/59 €/MWh. Le dinamiche di crescita congiunturale più accentuate si osservano sui versanti francese (+25,9%) e svizzero (+24,3%), mentre più modesti appaiono gli incrementi in Germania, Austria e Scandinavia (+8/11%).

Diversi, di contro, gli andamenti registrati dai prezzi nell'area mediterranea, in calo controtendenziale sia in Italia, dove l'ipex si attesta a 65,78 €/MWh (-1,2%), sia in Spagna, con Omel a ridosso dei 43 €/MWh (-8,2%).

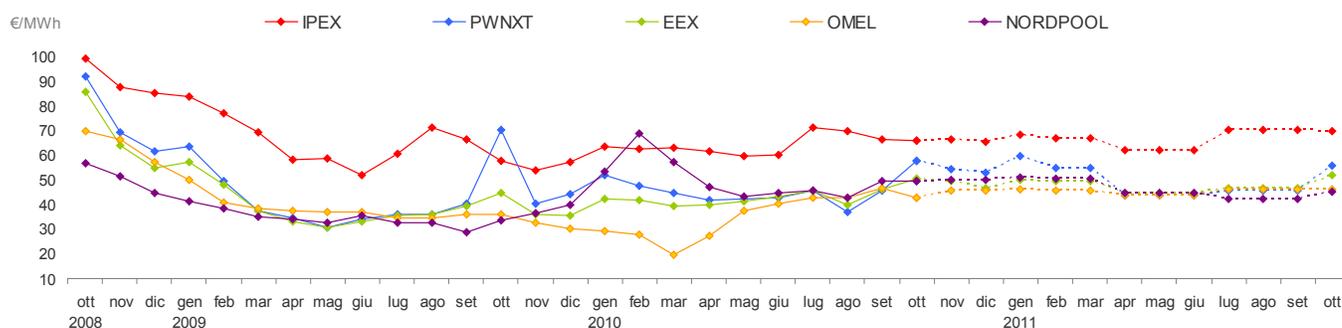
Più uniforme il panorama in termini di variazione su base annua: rispetto ai valori molto bassi del 2009 tutti i listini manifestano aumenti più o meno sensibili (+4/20%), che arrivano a superare il 47% su Nord Pool. L'unica eccezione si rileva su Powernext (-17,9%), caratterizzata lo scorso anno da forti tensioni sui prezzi indotte da una ridotta disponibilità dell'offerta. Le aspettative degli operatori sembrano propendere per una sostanziale stabilità dei mercati sui livelli raggiunti ad ottobre sia nel breve che nel medio termine, confermando scenari futuri di ridotta volatilità, solo parzialmente alterati dal nuovo balzo del prezzo francese previsto per gennaio.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
POWER price	Area	Ott 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 10	Dic 10	Gen 11	Calendar
IPEX	Italia	65,78	-1,2%	+14,2%	65,25	66,25 ▼	65,25 ▼	68,25 -	67,09 ▼
Powernext	Francia	57,51	+25,9%	-17,9%	53,96	54,25 ▼	53,00 ▼	59,35 -	49,90 ▼
EEX	Germania	50,29	+9,7%	+13,0%	49,01	49,63 ▼	46,55 ▼	49,87 -	48,08 ▼
EEX-CH	Svizzera	58,71	+24,3%	+4,0%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	51,22	+11,1%	+10,5%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	42,63	-8,2%	+19,1%	46,41	45,65 ▼	45,75 ▼	46,17 -	45,40 ▼
UK-APX	Regno Unito	43,33	+8,1%	+19,9%	42,04	44,51 ▼	44,80 ▼	46,30 -	-
NordPool	Scandinavia	49,66	+0,6%	+47,1%	51,60	49,95 ▼	49,90 ▼	51,00 -	45,55 ▲

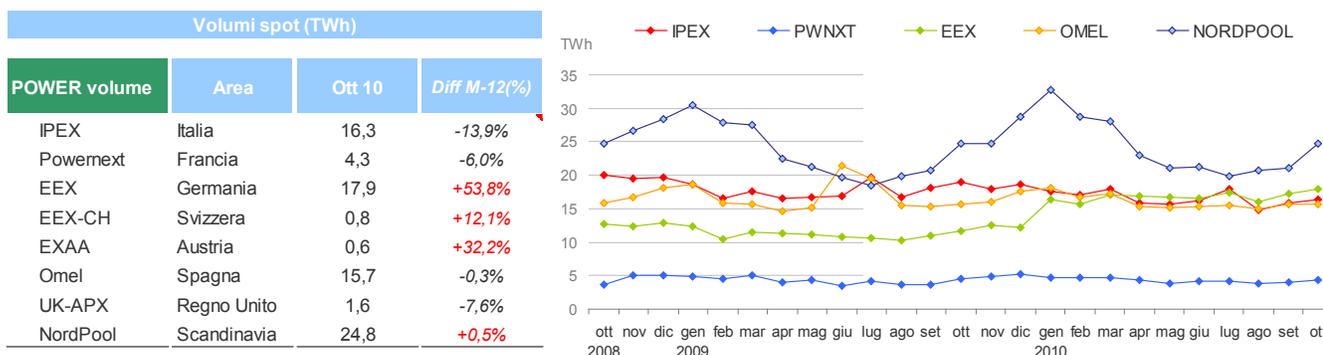


In riferimento ai volumi, il mese di ottobre consolida le tendenze già osservate nel corso di tutto il 2010, segnalando la sostanziale stabilità di NordPool, la vistosa crescita di EEX (+53,8%) e la riduzione degli scambi su IpeX (-13,9%).

In funzione di ciò la borsa scandinava si conferma la più capiente (24,8 TWh), seguita dall'exchange tedesco (17,9 TWh) e dai listini italiano e spagnolo (rispettivamente 16,3 TWh e 15,7 TWh).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 110.378 titoli nel mese di ottobre, in aumento rispetto ai 40.670 TEE scambiati a settembre. Dei 110.378 TEE scambiati, 66.279 sono stati di Tipo I, 37.821 di tipo II e 5.828 di tipo III. I prezzi medi, durante le sessioni di ottobre, sono aumentati rispetto alle medie dei prezzi di settembre, superando i 93,50€ per tutte le tipologie.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 93,66 € (rispetto a 93,03 € di settembre), i titoli di tipo II

ad una media di 93,63 € (rispetto a € 92,99 di settembre) ed i titoli di tipo III ad una media di 93,68 € (rispetto a 92,90 € del mese precedente).

I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine ottobre 2010, sono pari a 7.766.801, al netto dei titoli ritirati pari a 24.538. Scaduto il termine del 31 maggio per l'adempimento dell'obbligo annuale in capo ai distributori, i volumi sono diminuiti nel periodo estivo, per riprendere a crescere durante il trimestre successivo.

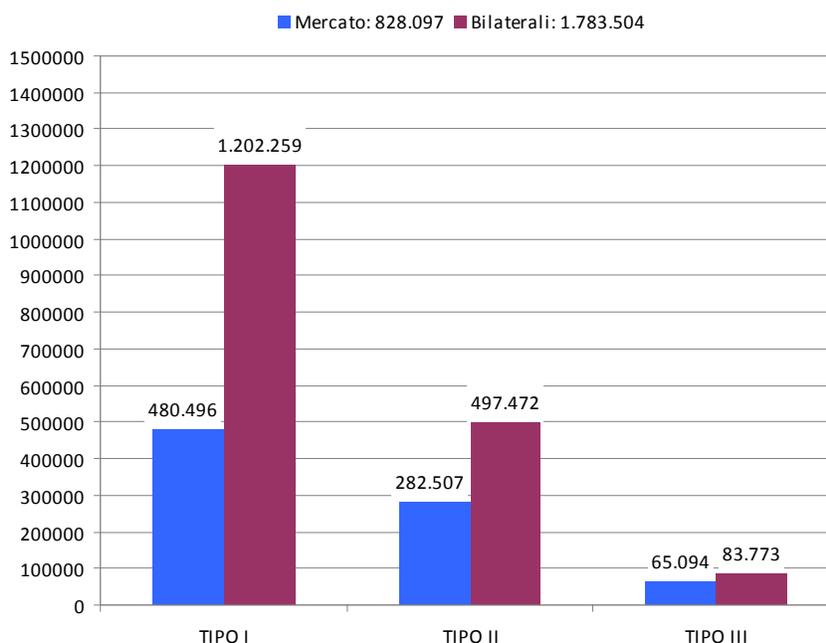
TEE, risultati del mercato del GME - ottobre 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	66.729	37.821	5.828
Controvalore (€)	€ 6.250.087	€ 3.541.189	€ 545.952
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 92,00	€ 92,00	€ 92,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 93,95	€ 93,90	€ 93,90
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 93,66	€ 93,63	€ 93,68

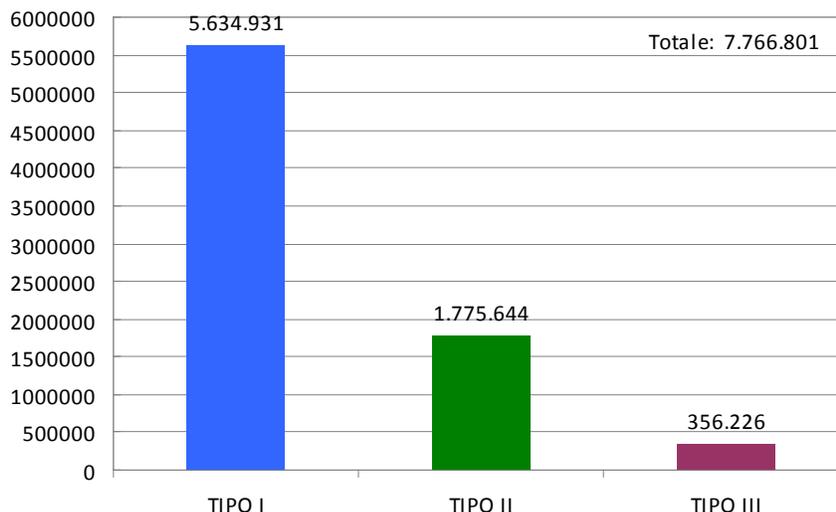
TEE, titoli scambiati gennaio-ottobre 2010

Fonte: GME



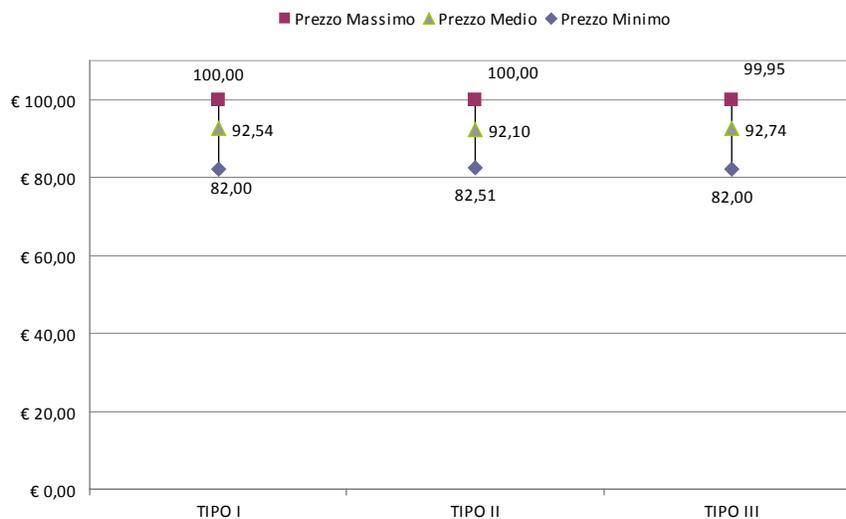
TEE, titoli emessi a fine ottobre 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



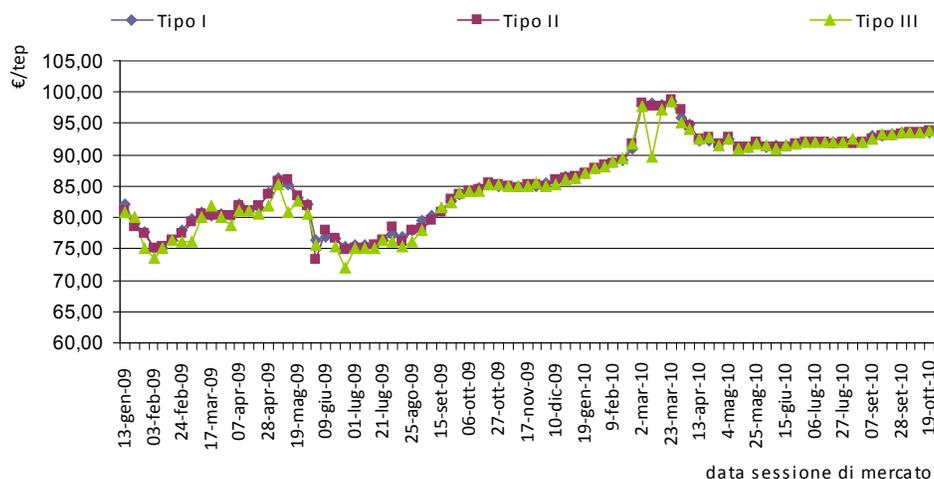
TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio - ottobre 2010. Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di ottobre sono stati scambiati 330.543 CV, in aumento rispetto ai 259.571 CV negoziati nel mese di settembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere, nel mese di ottobre, dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 322.428, in aumento rispetto ai 245.203 scambiati a settembre. I CV con anno di riferimento 2009 hanno registrato un volume pari a 4.023, in diminuzione rispetto ai 8.595 di settembre. In diminuzione anche gli scambi sui CV relativi alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL) con anno di riferimento 2009, con volumi pari a 3.817 (5.203 a settembre). Si segnalano, inoltre, 275 CV_2008 scambiati nel mese di ottobre.

Sul fronte dei prezzi, lieve aumento generale rispetto al mese

di settembre, tranne che per i CV_2010, diminuiti di 0,29 €/MWh. In particolare, il prezzo dei CV_2008 è aumentato di 2,07 €/MWh, i CV_2009 hanno registrato un differenziale positivo di 0,4 €/MWh rispetto al mese precedente, mentre il prezzo dei CV_2009_TRL ha registrato un aumento di 0,45 €/MWh. Più in dettaglio, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di € 82,99 €/MWh, mentre quello relativo ai CV 2009 è stato pari a 83,36 €/MWh. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008, infine, si è attestato a 82,07 €/MWh.

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

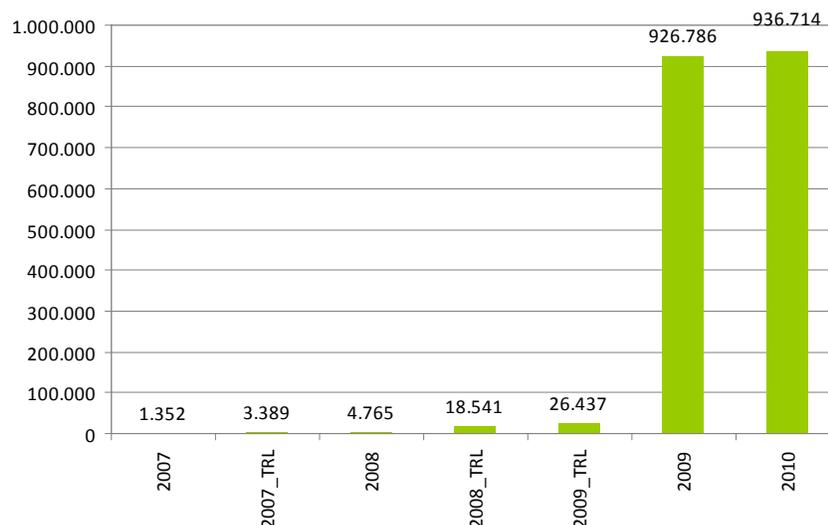
CV, risultati del mercato del GME ottobre 2010

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2008	2009	2009 TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	275	4.023	3.817	322.428
Valore totale (€)	22570,00	335341,00	316587,47	26759719,00
Prezzo minimo (€/CV)	€ 82,00	€ 82,10	€ 82,91	€ 82,30
Prezzo massimo (€/CV)	€ 82,50	€ 84,00	€ 82,95	€ 84,50
Prezzo medio (€/CV)	€ 82,07	€ 83,36	€ 82,94	€ 82,99

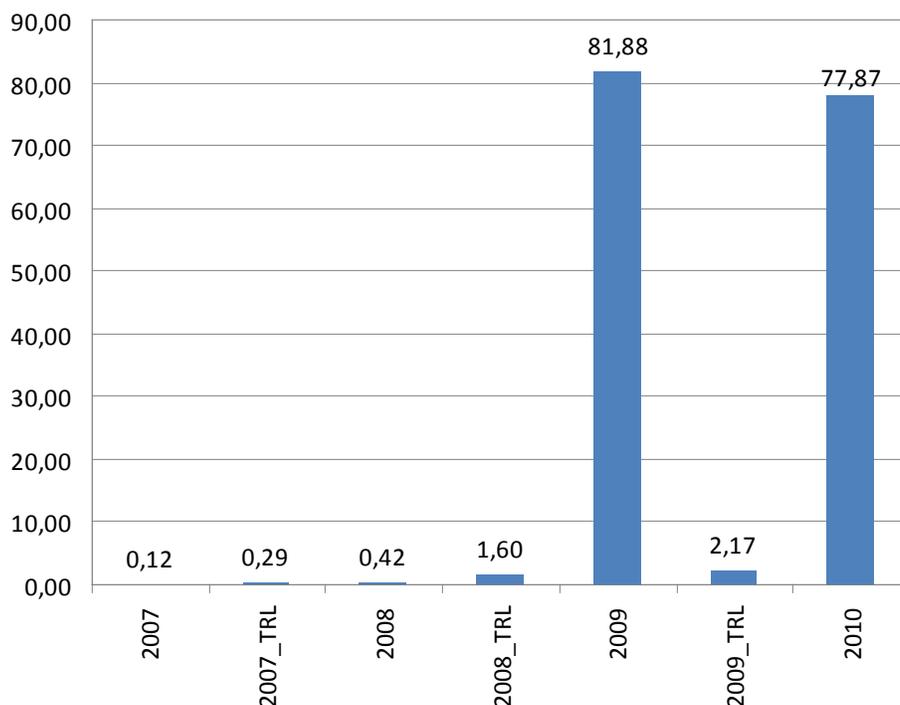
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a ottobre 2010)

Fonte: GME



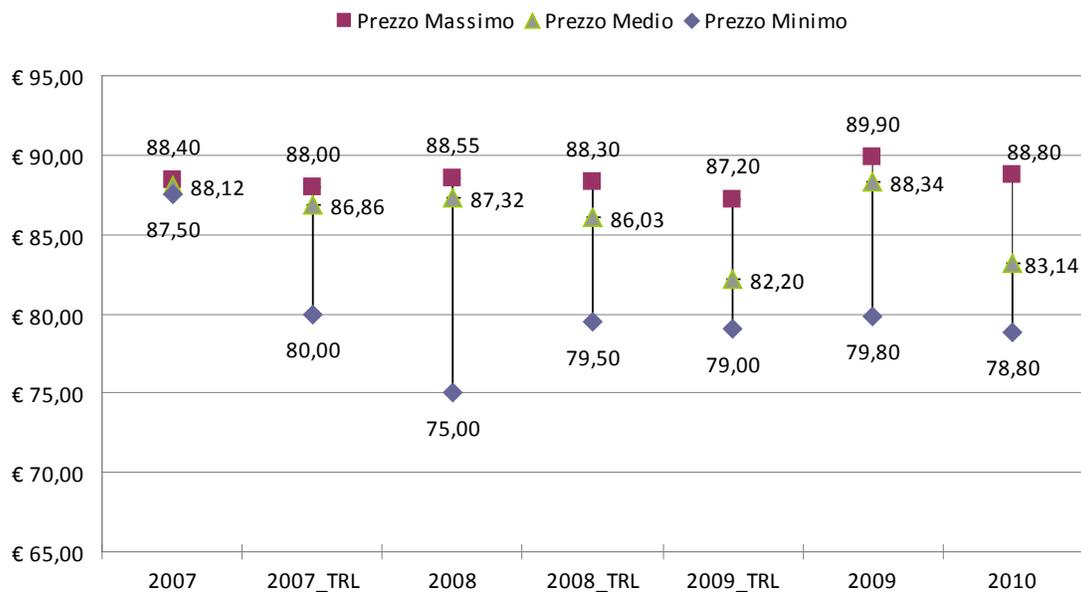
(continua)

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



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

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

Il panorama internazionale

Nel corso del mese di ottobre sono state scambiate circa 288,61 milioni di EUA, in diminuzione rispetto ai 316 milioni di EUA dello scorso settembre.

I prezzi Dicembre 2010 hanno registrato un andamento in diminuzione; si è passati, infatti, da 15,56 €/tonn a 14,72 €/tonn. La correlazione fra l'andamento dei prezzi dei CO2 con

il prezzo del Brent non è stata sempre positiva, indice di un moto di incertezza del mercato che non si mitiga. La scarsità dei volumi scambiati e la bassa volatilità dei prezzi hanno reso il mercato molto prudente e più attento a non perdere le posizioni acquisite piuttosto che a cercare di migliorarle. Anche gli scambi sui CERs con scadenza 2012 hanno registrato un appiattimento dei prezzi (€11.80 su ECX), dovuto anche al fatto che la Commissione Europea si pensa pubblicherà a breve le proposte che limiteranno l'uso dei CERs nella fase post-2012.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

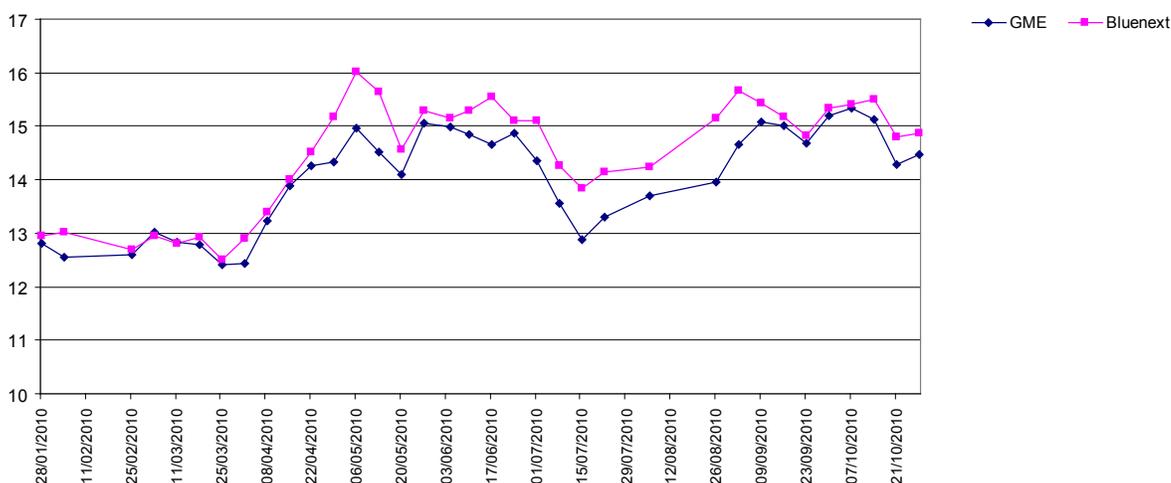


Il mercato in Italia

Il mercato italiano delle unità di emissione gestito dal GME ha registrato nel corso del 2010 un incremento importante dei volumi scambiati, 30.282.500 milioni di EUA - Fase II (2008-2012) da inizio anno alla fine di ottobre.

Il trend di crescita dei volumi annuali ha segnato, tuttavia, ad ottobre un livello di transazioni pari a 5.835.000, in diminuzione rispetto a settembre (5.955.300). Da inizio anno il prezzo medio ponderato degli scambi sulla piattaforma GME continua ad essere strutturalmente inferiore a quello registrato, nello stesso giorno, sulla piattaforma Bluenext.

Prezzi UEAs spot



L'interscambio di energia elettrica nell'UE a 27

Le proposte delle autorità di regolazione europee

A cura di Energy Advisors

(dalla prima)

Nulla di più lontano dalla realtà dei mercati energetici. Soltanto per l'oil negli anni '90 si poteva parlare di un mercato interno di dimensioni europee, non certo per l'energia elettrica e per il gas, quando in realtà si era in presenza di mercati nazionali rigidamente segmentati ed anche di mercati sub-nazionali in paesi, come la Spagna o la Germania, nei quali erano presenti diversi operatori, con demarcation agreement ben definiti e codificati, che assicuravano a ciascuno un'area di monopolio. La liberalizzazione dei mercati, rompendo le vecchie barriere, non ha potuto certamente stravolgere le logiche di investimento che si stavano sviluppando sul finire degli anni '90 e che hanno dispiegato i loro effetti nel primo decennio del nuovo secolo e questo spiega quella che appare come una sostanziale autosufficienza dei singoli paesi europei. In realtà negli ultimi tre anni (2007-2009) l'interscambio di energia elettrica nell'UE-27 ha rappresentato quasi il 20% della produzione complessiva, per volumi che sfiorano i 600 TWh/anno. Un secondo e conseguente effetto del processo di liberalizzazione è stata la progressiva integrazione dei mercati: l'originaria segmentazione nazionale (o addirittura sub-nazionale) si è non solo stemperata, ma nell'Europa dei 27 si stanno creando mercati sempre più omogenei a livello non ancora continentale, ma certamente sovranazionale. Si pensi al Nordpool, che unifica a livello di prezzo (salvo separazioni momentanee per problemi di congestione) Danimarca, Norvegia, Svezia e Finlandia, all'integrazione tra Francia, Belgio, Olanda e Lussemburgo, al ruolo assunto dall'EEX di Lipsia, sulle Borse austriaca, svizzera e ceca. Alla progressiva integrazione organizzativa è corrisposta un'ancora più accentuata integrazione economica: laddove le condizioni strutturali erano simili i prezzi si sono allineati. Nell'Europa continentale, dove i costi fissi sono paragonabili e (nel caso di divergenze) bilanciati dai costi variabili, i prezzi sono diventati pressoché uguali. La Francia ha un vasto parco nucleare (obsoleto ed in affanno per i problemi finanziari di EdF, che hanno portato ad una seria compromis-



sione del programma di manutenzioni), la Germania ha un parco nucleare meno esteso, ma più centrali a carbone ed i costi di produzione sostanzialmente si equivalgono: se guardiamo ai prezzi medi giornalieri per il base load registrati sul Powern e sull'EEX dal gennaio 2005 al 31 ottobre 2010, vediamo che le differenze sono comprese tra - 1,74 €/MWh a favore di Parigi nel 2006 ed un 3,04 €/MWh a favore di Lipsia nei primi 10 mesi del 2010 (2,19 €/MWh se ci fermiamo al 30 settembre 2010, prima che riemergessero problemi di offerta in

Francia). Se poi escludiamo i mesi in cui sono state più acute le situazioni di indisponibilità e fuori servizio delle centrali francesi, vediamo un pressoché completo allineamento dei prezzi. In buona sostanza si sta creando una vasta piattaforma che interessa tutta l'Europa continentale, con una propaggine scandinava, con un mercato elettrico tendenzialmente uniforme. Poi abbiamo un'area ancora in corso di definizione all'est (Polonia e Paesi baltici) e le quattro aree fisicamente separate dall'area centrale: Gran Bretagna, la penisola iberica (Spagna/Portogallo), Italia e Grecia, con caratteristiche assai diverse tra loro. Limitandoci ai grandi paesi, Spagna e Gran Bretagna hanno costi

di produzione prossimi a quelli dell'Europa continentale, l'Italia, per i suo mix di combustibili, costi nettamente superiori. E' in questo scenario che si iscrive la bozza delle nuove linee guida per l'allocatione delle capacità transfrontaliere e la gestione delle congestioni, sottoposta a consultazione dalle autorità di regolazione europee (ERGEG). Il documento, che si inserisce nel processo che dovrà portare all'implementazione, entro il 2015, del Price Coupling su scala Europea¹, in realtà è un'enunciazione di principi abbastanza generali e non prende ancora una decisa posizione sul tema che è al centro del dibattito europeo, vale a dire il ricorso ad un price coupling che poggi su una Central Matching Unit (CMU) gestita dai TSOs, ovvero l'implementazione del price coupling gestito dai PXs attraverso un contesto di governance decentralizzata, così come proposto dal Price Coupling of Regions (PCR), anche se

¹ Si vedano a tal proposito le conclusioni del XVII Florence Forum, nelle quali la Commissione Europea si è impegnata a guidare i lavori verso la definizione di un contesto di governance che permetta l'introduzione in Europea del market coupling entro il 2015 "using price-coupling methodology" (http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_electricity_florence_en.htm).

L'interscambio di energia elettrica nell'UE a 27

Le proposte delle autorità di regolazione europee

A cura di Energy Advisors

traspare una certa propensione alla realistica presa d'atto che il PCR si sta di fatto imponendo. Il draft ha suscitato un particolare interesse in Italia per il p.2.3, laddove sta scritto che nelle diverse zone in cui è suddiviso lo spazio europeo i codici di rete dovranno prevedere che la formazione dei prezzi orari per il giorno dopo saranno determinati secondo il criterio del prezzo marginale. Infatti, il price coupling richiede una certa armonizzazione delle regole per la formazione del prezzo adottate dai Paesi che partecipano al coupling affinché sia possibile adottare un unico algoritmo che sia in grado di replicarle perfettamente. Ora, poiché nei metodi di allocazione della capacità di interconnessione tramite asta implicita, l'allocazione della "capacità" avviene "implicitamente" attraverso il mercato dell'energia, e dunque non è possibile distinguere il momento in

cui la capacità di interconnessione viene allocata dal momento in cui si formano i prezzi dei mercati interni dell'energia (i due processi sono integrati), ERGEG ha voluto chiarire che la formazione del prezzo dei mercati che partecipano al coupling deve essere basata sul "marginal pricing principle". Ovviamente, resta aperto il dibattito su come rendere compatibile tale previsione con le disposizioni della Legge 02/2009 che prevedono l'introduzione del pay-as-bid sul mercato italiano a partire dal 2012. Dei cinque punti in cui si articola il

documento, apprezzabile sforzo di diplomatizzare posizioni molto diverse, che riflettono opzioni governative assai lontane tra loro, come ha mostrato il compromesso sulla gestione delle reti, il più interessante ci sembra invero quello fermato al p.3.2, che introduce il principio dell'UIOSI

(Use-It-Or-Sell-It) nella gestione della capacità. Il riconoscimento di questa regola non solo tempera il potere di condizionamento dei mercati degli incumbent che sono proprietari di reti (in Italia questo vale per il mercato del gas) ma dovrebbe consentire anche di accettare con maggiore facilità le merchant line, sapendo che la nuova capacità sarà comunque a disposizione del mercato. Resta il fatto che per quanto sia condivisibile lo sforzo dei regolatori per mettere a punto norme sempre più dettagliate e puntuali per garantire una finalità **pro-concorrenziale**

all'allocazione delle capacità ed evitare che il problema delle congestioni si risolva in un vantaggio per l'incumbent, la strada maestra non è quella della normativa, per quanto essa possa essere sofisticata, ma quella di sviluppare le infrastrutture e quindi il potenziamento delle reti al fine di una più efficiente integrazione dei mercati. In questo senso si era espresso il Consiglio d'Europa del 15-16 marzo 2002 a Barcellona. Di quelle conclusioni si è persa traccia, ma forse sarebbe il caso di riscoprirle.



Obiettivi climatici post-crisi e posizionamento dei settori ETS e non-ETS

Di Stefano Clò, RIE

I target energetici e climatici approvati nel 2008 con il Pacchetto Clima-Energia sono stati definiti in riferimento a scenari economici ed energetici elaborati con il modello PRIMES che, a seguito della recessione globale, devono essere rivisti. Pertanto, nel mutato contesto politico ed economico, definire un nuovo scenario energetico che sconti gli effetti della crisi sul sistema industriale ed energetico nazionale, adottare un approccio integrato verso le problematiche energetiche ed ambientali, ed eventualmente ricalibrare i sottostanti obiettivi al 2020, sono operazioni necessarie a definire una strategia efficiente.

Andamento emissivo dei settori ETS e non-ETS

La crisi economico-finanziaria ha avuto forti ripercussioni sui consumi di energia primaria, diminuiti nel 2009 di 11 Mtep (-5,7%), fino a un livello di 180 Mtep paragonabile ai livelli del 1998 (un arretramento di ben undici anni). Nel corso del 2010 emergono i primi segnali di ripresa, come confermano i dati macroeconomici pubblicati da ISTAT che stimano per il 2010 una crescita del PIL dello 0,9% e un incremento della produzione industriale del 6,3% rispetto al 2009. Dopo l'arretramento del 2009, anche per i consumi di energia primaria si prevede una crescita, stimata però del +0,5% (fino a 181,2 Mtep) e quindi inferiore delle altre variabili (Tab. 1).

Tab. 1 Consumi di energia primaria (Mtep)

	2007	2008	2009*	2010*
Solidi	17,2	16,7	13,6	13,8
Petrolio	82,5	79,2	74,1	72,4
Gas	69,5	69,5	63,9	67,5
Imp. Nette elettricità	10,2	8,8	9,8	9
Rinnovabili	14,3	17	18,8	18,5
Totale	193,7	191,2	180,2	181,2

Fonte: elaborazioni RIE su dati MSE, SNAM, *stime

Il crollo dei consumi di energia primaria, concentrato sul versante delle fonti fossili, ha comportato una simmetrica riduzione delle emissioni nazionali, da 553 Mton nel 2007 (+ 13,5% rispetto al target di Kyoto di 483 Mton) fino a quota 493 Mton nel 2009 (+3% sopra il target di Kyoto); ISPRA ha infatti stimato per il 2009 una riduzione emissiva del 9% rispetto ai valori del 2008, a cui corrisponderebbe una riduzione annuale di quasi 50 Mton. Questo calo è da imputarsi principalmente ai quasi 1.000 impianti italiani operanti nell'ETS che nel 2009 hanno prodotto 184,4 Mton, contro le 220 Mton generate nel 2008. In un solo anno le emissioni ETS sono diminuite di 36 Mton, maturando così un surplus di permessi assegnati gratuitamente di quasi 20 milioni. Il 2009 diventa quindi il primo anno dall'introduzione dell'ETS in cui il quantitativo di permessi allocati agli impianti italiani risulta superiore alle emissioni verificate (Tab. 2).

Tab. 2 Surplus/Deficit emissivo italiano ETS (Mton)

	2005	2006	2007	2008	2009
Allocato	216,2	205,1	203,3	211,8	204
Verificato	226	227,4	226,4	220,7	184,4
Differenza	-9,8	-22,4	-23,1	-8,9	19,6

Fonte: elaborazioni RIE su dati CITL

Per semplice differenza, è quindi possibile stimare le emissioni prodotte dai settori non-ETS (trasporti, residenziale e piccola media impresa) passate da 326 Mton nel 2007 a 321 Mton nel 2008 e 308 Mton nel 2009, con un calo annuo di 12 Mton (-4%) di molto inferiore a quello che ha interessato i settori ETS (-16%). La crisi ha quindi avuto un minore impatto sui settori del residenziale e trasporti, i cui consumi anelastici sono caratterizzati da una rigidità di breve periodo che li rende maggiormente insensibili alle ciclicità economiche.

Tab. 3 andamento emissioni nazionali ETS e non-ETS

	2005		2006		2007		2008		2009		Δ 2007-2008		Δ 2008-2009	
	Mton	%	Mton	%	Mton	%	Mton	%	Mton	%	Mton	%	Mton	%
Emissioni Nazionali:	573,6	100	563	100	552,8	100	541,5	100	492,8	100	-11,3	-2%	-48,7	-9%
Settori ETS	226	39	227,5	40	226,4	41	220,7	41	184,4	37	-5,7	-3%	-36,3	-16%
Settori non-ETS	347,6	61	335,6	60	326,4	59	320,8	59	308,4	63	-5,6	-2%	-12,5	-4%

Fonte: elaborazione RIE su dati CITL, ISPRA, European Energy Agency

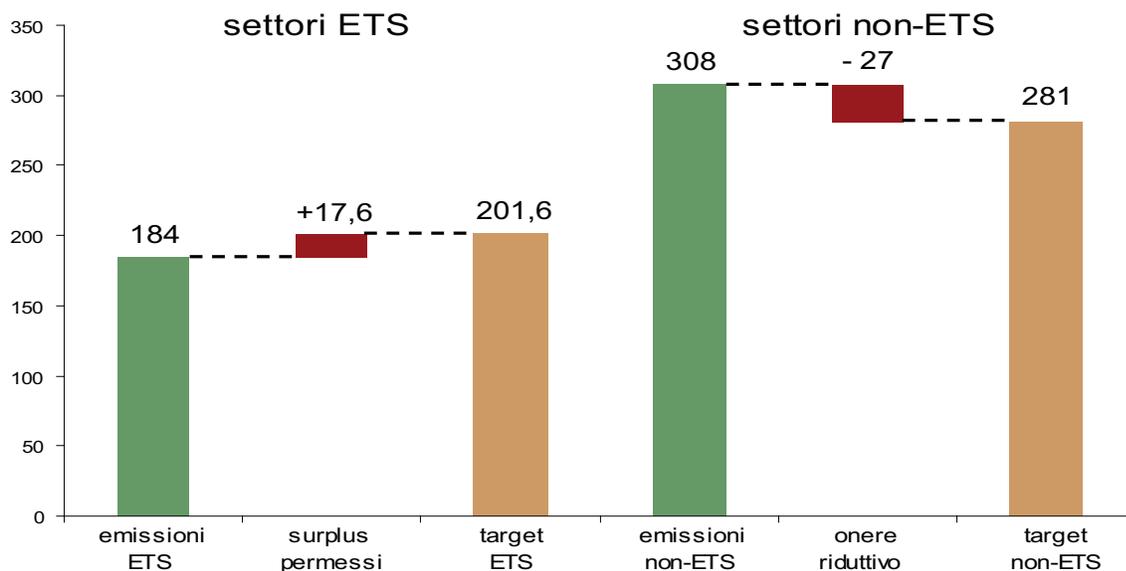
Obiettivi climatici post-crisi e posizionamento dei settori ETS e non-ETS

(continua)

L'obiettivo di Kyoto, giudicato appena due anni fa irraggiungibile, oggi sembra a portata di mano: l'emissions gap si è infatti ridotto da 72 Mton nel 2007 a 10 Mton nel 2009. Tuttavia, bisogna indagare come l'onere riduttivo derivante dal target di Kyoto sia stato ripartito tra i settori ETS, regolati a livello europeo, e i settori non-ETS, soggetti alle politiche climatiche nazionali. Durante il commitment period di Kyoto (2008-2012) il contributo dei settori ETS al totale emissivo nazionale è stato fissato dal Piano di Allocazione Nazionale pari a 201,6 Mton/anno. Questo è il numero di permessi assegnati ai settori ETS e può essere considerato un contributo certo, trattandosi di un limite alle emissioni "imposto" in via amministrativa. Pertanto, anche se i settori ETS hanno effettivamente emesso nel 2009 184 Mton, essi continueranno a rispondere per un ammontare di 201,6 Mton/anno. Il surplus

di quasi 20 milioni di permessi che i settori ETS hanno maturato nel 2009 non ha quindi alcun valore contabile per i termini di Kyoto. Esso rappresenta un asset finanziario che gli operatori potranno stoccare e monetizzare nelle principali borse europee durante la terza fase di trading 2013-2020. Per raggiungere l'obiettivo di Kyoto, i settori non-ETS dovranno invece ridurre ulteriormente le proprie emissioni fino al target di 281 Mton, dato dalla differenza tra il target di Kyoto (483 Mton) e l'ammontare di permessi allocati ai settori ETS (201,6 Mton). In altri termini, mentre l'ETS dispone di un surplus commerciabile di 20 milioni di permessi, il non-ETS dovrà ridurre le proprie emissioni di 27 Mton (differenza tra le 308 Mton emesse nel 2009 e il target non-ETS di 281 Mton).

Fig. 1 Settori ETS e non-ETS: emissioni, target e onere riduttivo (Mton)



Fonte: elaborazione RIE su dati ISPRA, EEA, MATT, CITL

Alla luce del diverso onere riduttivo che di fatto incombe su ETS e non-ETS, per raggiungere i target energetici ed emissivi al 2020 in maniera efficiente non si potrà più prescindere da un approccio integrato verso le problematiche climatiche ed energetiche e da un maggiore coordinamento tra politiche nazionali ed europee, operazioni necessarie a ridurre l'asimmetria esistente tra le politiche rivolte ai due macro-settori ETS e non-ETS e ad evitare la sovrapposizione di strumenti economici. Ciò implica raggiungere l'obiettivo di copertura del 17% dei consumi energetici finali ricalibrando gli incentivi alle FER elettriche, il cui sviluppo comporterà una riduzione emissiva in un settore già

soggetto a regolazione europea ETS, con gli incentivi finalizzati a promuovere quegli interventi in efficienza energetica e sviluppo delle FER per trasporti ed usi termici nel residenziale che al contempo favorirebbero una riduzione emissiva nei settori non-ETS, tuttora non soggetti ad alcuna diretta politica climatica.

Scenari ed obiettivi climatici al 2020

Nel mutato contesto economico e politico può essere opportuno ricalibrare degli obiettivi definiti sulla base di scenari oggi non più validi. A fine 2009 è stato elaborato un nuovo scenario tendenziale post-crisi che arriva a stimare per l'Italia un livello

Obiettivi climatici post-crisi e posizionamento dei settori ETS e non-ETS

(continua)

emissivo tendenziale di 530 Mton nel 2020, inferiore di oltre 100 Mton a quello stimato nel 2007 a supporto del Pacchetto Clima. Secondo queste nuove stime, raggiungere nel 2020 il target emissivo del -20% costerà a livello europeo 22 miliardi annui in meno rispetto ai 70 miliardi annui stimati prima della crisi. La riduzione emissiva del 2009 ha infatti avvicinato i Paesi Membri ai propri obiettivi di Kyoto e post-Kyoto, ed inoltre ha reso disponibile un elevato ammontare di permessi che le imprese operanti nell'ETS potranno stoccare (banking) e commerciare ad un prezzo più contenuto, che per la terza fase di trading 2013-

2020 il modello PRIMES ha stimato pari ad una media annua di 16€/ton, contro la stima di un prezzo medio annuo pari a 30€/ton effettuata dallo stesso modello negli scenari pre-crisi. La crisi economica ha ridotto l'impatto dell'ETS sui costi di impresa, vanificando però l'efficacia delle politiche climatiche europee che, attraverso la fissazione di target emissivi e la monetizzazione della CO₂, dovrebbero incentivare l'innovazione, lo sviluppo e la diffusione di nuove tecnologie a bassa intensità carbonica, favorendo così la maturazi-

one di nuovi mercati, con ricadute occupazionali positive. Prezzi della CO₂ alti e stabili sono infatti necessari a favorire strategie di investimento di lungo periodo in tecnologie a bassa intensità carbonica, altrimenti non sufficientemente competitive e quindi incapaci di penetrare spontaneamente i mercati. Al contrario, fin dalla sua nascita, l'ETS è stato caratterizzato da un'alta volatilità di prezzo, ed il suo futuro andamento sembra compromesso dalla crisi. A fronte di questi mutamenti inattesi, in sede europea si sta discutendo la possibilità di un intervento amministrativo a posteriori finalizzato a ricreare nell'ETS la scarsità di permessi emissivi necessaria a sostenere il prezzo della CO₂ ad un livello tale da rendere conveniente tecnologie a minor intensità carbonica. Nonostante la sostanziale asimmetria ed unilaterale che caratterizza la politica climatica europea nel post-Copenaghen, la Commissione Europea ha espresso la volontà di ridurre l'obiettivo emissivo al 2020 dal -20% al -30%, rispetto al livello emissivo del 1990. L'inasprimento del target avrebbe



una immediata conseguenza sul sistema ETS, il cui obiettivo passerebbe dal -21% delle emissioni rispetto ai valori del 2005 al -34%. Questa decisione dovrebbe costare 33 miliardi annui in più rispetto all'attuale scenario emissivo post-crisi (o 11 miliardi annui in più dello scenario pre-crisi), e assicurerebbe durante la terza fase ETS un raddoppio del prezzo medio annuo della CO₂, sul livello medio 30 €/ton, tale da rendere conveniente lo sviluppo di tecnologie a bassa intensità carbonica come il Carbon Capture and Storage (CCS) e stimolare così l'innovazione tecnologica. Volendo riportare il prezzo della CO₂ al livello di

30€/ton attraverso un abbassamento a posteriori di un tetto emissivo fissato nel 2008, la Commissione Europea dimostra così di voler perseguire attraverso un unico strumento di quantità come il Cap & Trade sia un obiettivo emissivo che un obiettivo di performance tecnologica. Interventi in corso d'opera rischiano però di ridurre la credibilità della regolazione, incentivando un atteggiamento cautelativo delle imprese che, immerse in una fase recessiva e di fronte ad una sostanziale incertezza riguardo i futuri sviluppi della politica climatica europea nel post-

Kyoto, tendono ad orientarsi verso una strategia wait and see. Il rischio di interventi ex-post sulle quantità emissive finalizzati a correggere l'andamento dei prezzi attraverso il cambiamento di obiettivi e regole che dovrebbero entrare in vigore solo tra pochi anni, rende vano lo sforzo degli operatori industriali nel richiedere regole certe e stabili nel tempo. In assenza di un quadro normativo certo gli operatori industriali non possono decidere di effettuare investimenti che hanno una vita operativa di 20-30 anni. Tale incertezza sembra destinata a permanere nel tempo e sicuramente fino alla Conferenza internazionale di Cancùn in programma a cavallo tra Novembre e Dicembre. A ottobre, la proposta di abbassare il target al -30% è stata infatti ostacolata da diversi Paesi, tra cui l'Italia, secondo cui sottoscrivere ulteriori impegni in assenza di un accordo internazionale equivarrebbe ad aumentare le asimmetrie normative e quindi i rischi di arbitraggio (Carbon Leakage) con effetti negativi sull'economia e senza significativi benefici ambientali.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 160/10** | “Approvazione del regolamento disciplinante le aste per l’importazione virtuale di cui alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 20 novembre 2009 ARG/elt n. 179/09 per l’anno 2011” | pubblicata il 5 ottobre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/160-10arg.htm)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/160-10arg.htm>

Con il provvedimento de quo, l’AEEG ha approvato il regolamento disciplinante le aste per l’importazione virtuale, predisposto da Terna, ai sensi della deliberazione AEEG del 20 novembre 2009 ARG/elt 179/09, con il quale il Regolatore, nel dare esecuzione alle disposizioni di cui all’articolo 32, comma 6, della legge n. 99/09, ha introdotto nel quadro regolatorio nazionale le disposizioni riguardanti le modalità di gestione del servizio di importazione virtuale.

Si segnala brevemente che tale servizio di importazione virtuale prevede annualmente l’individuazione da parte del Gestore di rete, mediante procedura concorsuale, di uno o più soggetti (Shippers) che si impegnano con Terna, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo mensile e nelle more dell’effettiva realizzazione da parte di quest’ultima delle infrastrutture di interconnessione con l’estero (interconnectors), a trasferire e rendere disponibile sul mercato italiano le corrispondenti quantità di energia cedute ai medesimi sui mercati esteri dai soggetti finanziatori gli interconnectors in esecuzione dei contratti di approvvigionamento transfrontaliero.

Con specifico riferimento ai compiti assegnati in tale ambito al Gestore di Rete, si ricordano, essenzialmente, la predisposizione del:

- Regolamento disciplinante le procedure concorsuali, mediante le quali selezionare i soggetti operativi svolgenti il servizio di importazione virtuale (shippers);
- contratto tipo che lo stesso Gestore di Rete è tenuto a sottoscrivere con gli shippers.

A tal proposito giova indicare che ai sensi della menzionata deliberazione ARG/elt 179/09, Terna è tenuta ad inviare all’Autorità, entro il 31 ottobre di ciascun anno, il citato Regolamento disciplinante le aste per l’importazione virtuale per la relativa approvazione.

Orbene, Terna, in applicazione di quanto premesso, con comunicazione del 24 settembre 2010, ha inviato all’AEEG, per l’approvazione, il Regolamento 2011, comunicando contestualmente di non avere apportato, tuttavia, modifiche allo schema di contratto tipo da sottoscrivere con gli shippers, già approvato dalla stessa AEEG con precedente deliberazione 18 dicembre 2009 ARG/elt 195/09.

Con il provvedimento in oggetto, l’Autorità, nel deliberare

l’approvazione del Regolamento trasmesso da Terna, riferisce che il medesimo risulta essere conforme alle finalità stabilite nella citata deliberazione ARG/elt 179/09.

In argomento, si segnala che il Gestore di rete, con comunicato agli operatori recante “Importazione virtuale per l’anno 2011 – Quantitativi e i Paesi per i quali è richiesto il servizio”, pubblicato sul proprio sito web in data 8 ottobre 2010, ha reso noti i quantitativi e i mercati dei Paesi esteri per i quali è richiesto il servizio di importazione virtuale per il prossimo anno 2011.

■ **Delibera ARG/elt 166/10** | “Modificazioni e integrazioni dell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 27 marzo 2004, n. 48/04, in tema di ulteriore corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di cui all’articolo 36 dell’Allegato medesimo” | pubblicata il 12 ottobre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/166-10arg.htm)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/166-10arg.htm>

Facendo seguito a quanto delineato dall’AEEG nel Documento di consultazione DCO 3 agosto 2010 n. 28, recante “Ulteriore corrispettivo per la remunerazione della disponibilità della capacità produttiva ex art. 36 della deliberazione 27 marzo 2004, n. 48/04”, con la delibera de qua, il Regolatore ha aggiornato i criteri per la determinazione dei corrispettivi di remunerazione da riconoscere agli utenti del dispacciamento in immissione per la disponibilità di capacità produttiva (sistema capacity payment) di cui alla delibera del 27 marzo 2004 n.48.

Nel richiamato DCO, l’Autorità aveva illustrato in dettaglio i propri orientamenti in merito alla necessità di rivedere la metodologia di calcolo del corrispettivo Gs (definito come “ulteriore corrispettivo”), allo scopo di tener conto delle differenze di prezzo presenti nelle diverse zone del mercato elettrico.

In materia, il Ministero dello Sviluppo Economico, oltre a concordare con le finalità generali della proposta presentata dall’Autorità, con comunicazione del 16 settembre 2010, ha sottolineato l’opportunità di orientare la riforma verso un sistema di salvaguardia dei produttori con impianti localizzati prevalentemente in zone di mercato caratterizzate da rilevanti vincoli all’esportazione e da conseguenti eccessi di offerta, anche al fine di preservare - nelle more del necessario sviluppo delle rete - il livello di competizione nel medio-lungo termine.

Nel dare seguito agli indirizzi ministeriali, con la delibera in oggetto, l’Autorità, rivedendo alcuni degli orientamenti inizialmente manifestati, ha confermato le vigenti modalità in ordine alla quantificazione del parametro Gs accentuando, tuttavia, la correlazione tra l’entità di tale “ulteriore corrispettivo” da riconoscere e il grado di sofferenza economico-finanziaria del singolo operatore misurabile in funzione dell’incidenza della

Novità normative di settore (continua)

localizzazione della sua capacità produttiva in zone contraddistinte da prezzi dell'energia elettrica particolarmente contenuti.

Contestualmente l'Autorità, al fine di consentire al Gestore di rete di disporre delle risorse necessarie per il riconoscimento agli operatori, con riferimento all'anno 2010, del corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di cui all'articolo 35 dell'Allegato A alla deliberazione n. 48/04 e del richiamato "ulteriore corrispettivo" Gs, di cui all'articolo 36 del medesimo allegato, ha innalzato a 0,13 centesimi di euro/kWh, limitatamente al quarto trimestre del 2010, il corrispettivo applicato a ciascun utente del dispacciamento per la copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva previsto all'articolo 48 dell'Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006 n. 111.

■ **Delibera ARG/elt 172/10** | "Disposizioni alla società Terna S.p.A. in merito a integrazioni al Codice di Rete concernenti regole applicative della disciplina del settlement e alla determinazione del corrispettivo uplift con modificazioni e integrazioni all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e all'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS)" | pubblicata il 18 ottobre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/172-10arg.htm) | <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/172-10arg.htm>

L'Autorità con la deliberazione de qua ha positivamente verificato la proposta di revisione ed aggiornamento delle regole di manutenzione del codice POD (codice alfanumerico dei punti di prelievo).

Tale proposta consegue alla necessità di migliorare le regole di manutenzione del POD, in considerazione dei problemi applicativi osservati in alcuni dei campi di applicazione del codice stesso quale ad esempio la gestione corretta dei dati di misura funzionali all'attività di previsione e fatturazione dei clienti finali.

Nel deliberare l'approvazione della proposta in commento, l'AEEG ha conseguentemente previsto l'aggiornamento e l'integrazione del Codice di Rete da parte di Terna. Congiuntamente a tale approvazione, con la delibera in commento, il Regolatore ha altresì apportato modifiche ed integrazioni all'Allegato A della delibera dell'AEEG del 9 giugno 2006, n.111 e all'Allegato A della delibera 30 luglio 2009, ARG/Elt 107/09 (TIS), per il cui dettaglio si rinvia al testo della delibera in oggetto.

Degna di menzione, a tale ultimo proposito, è la previsione secondo la quale i saldi e i proventi di cui all'articolo 44, comma 44.1, della delibera n.111/06, relativi ai corrispettivi per l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, sono adeguati ad un tasso di interesse allineato al costo dell'indebitamento a

breve termine per Terna, pari all'Euribor a dodici mesi aumentato dell'1%, in luogo del precedente tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione.

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 21 ottobre 2010** | "Estensione transitoria del periodo di esercizio del servizio di salvaguardia nel settore elettrico e per il recupero dei maggiori costi connessi" | pubblicato il 22 ottobre 2010 | [Download](#) | <http://www.sviluppoeconomico.gov.it>

Il Ministero dello Sviluppo Economico con il Decreto in oggetto ha approvato la proposta di modifica delle procedure concorsuali per l'aggiudicazione del servizio di salvaguardia formulata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con Delibera 26 ottobre 2010 PAS n.24.

Segnatamente, è stata prevista:

- l'estensione, in via transitoria, del periodo di erogazione (da due a tre anni) del servizio di salvaguardia da assegnare in esito alle procedure concorsuali che si svolgeranno entro la fine dell'anno in corso;
- la previsione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili, relativi alla morosità dei clienti finali non disalimentabili, nel periodo di erogazione del servizio di salvaguardia.

Con particolare riferimento a quest'ultimo aspetto, il MSE dispone che per accedere al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili, gli esercenti il servizio di salvaguardia sono tenuti preventivamente ad attuare, secondo modalità definite dall'Autorità, le procedure di recupero e gestione del credito, ivi comprese quelle esperibili attraverso la società Equitalia S.p.A. (Art. 1, comma 3).

Con specifico riferimento alle risorse economiche necessarie per la copertura degli oneri da riconoscere agli esercenti il servizio, le stesse saranno rinvenute mediante "una specifica



Novità normative di settore (continua)

componente di dispacciamento applicata ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali aventi diritto alla salvaguardia” (Art. 1, comma 4).

A completamento si ritiene opportuno segnalare che il Regolatore, con successiva delibera del 25 ottobre 2010 ARG/elt n.182, al fine di dare immediata ed urgente applicazione agli indirizzi ministeriali previsti nel decreto in oggetto, ha modificato l'Allegato A alla citata deliberazione n.337/07, nonché lo schema di Regolamento disciplinante lo svolgimento delle procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti il servizio di salvaguardia, predisposto ed inviato dall'Acquirente Unico all'AEEG per la relativa approvazione.

In argomento giova ricordare, infatti, che l'Acquirente Unico S.p.A. è chiamato a svolgere su base biennale, secondo il combinato disposto delle disposizioni contenute nel Decreto MSE del 23 novembre 2007 e della deliberazione dell'AEEG 21 dicembre 2007, n.337, le procedure ad evidenza pubblica di aggiudicazione del servizio di salvaguardia istituito ai sensi della citata Legge 3 agosto 2007, n.125, in quanto soggetto indipendente dai soggetti operanti nelle attività di produzione e vendita di energia elettrica.

GAS

■ **Delibera ARG/gas 164/10** | “Integrazione delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 settembre 2010, ARG/gas 142/10” | pubblicata il 5 ottobre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/164-10arg.htm) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/164-10arg.htm>

Il Regolatore, con la delibera in commento, integra e proroga la validità delle disposizioni adottate con precedente delibera 13 settembre 2010 ARG/gas n.142 in materia di applicazione dei corrispettivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di trasporto e stoccaggio funzionali ad agevolare gli adempimenti di ricostituzione degli stoccaggi. Tali modifiche sono state apportate in conseguenza di quanto osservato dal MSE con riferimento alla protratta indisponibilità del funzionamento del gasdotto di trasporto transfrontaliero Transtigas. In particolare la citata deliberazione AEEG ARG/gas n.142 ha disposto:

- l'applicazione di una disciplina transitoria di sospensione dei corrispettivi di bilanciamento per il superamento della capacità di iniezione;
- una maggiorazione del corrispettivo applicato ai soggetti che, al termine del mese di ottobre, abbiano una giacenza inferiore alla giacenza minima di cui all'articolo 14, comma 14.3, della deliberazione 21 giugno 2005 n. 119, nel caso in cui tali soggetti non abbiano offerto, nell'ambito del servizio di bilanciamento utenti, una capacità di spazio di stoccaggio almeno pari alla differenza fra la giacenza minima e la giacenza

effettiva.

Con riferimento al primo dei punti sopra richiamati, l'Autorità con il provvedimento in oggetto estende l'applicazione del regime transitorio fino al 30 novembre 2010, mentre, relativamente al secondo punto, differisce il “termine del mese di ottobre” al 15 novembre 2010.

■ **Delibera ARG/gas 165/10** | “Approvazione di una proposta di modifica del codice di stoccaggio predisposto dalla società Edison Stoccaggio S.p.A ai sensi della deliberazione dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09” | pubblicata l'11 ottobre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/165-10arg.htm) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/165-10arg.htm>

Con la delibera in commento l'AEEG considera positivamente verificata e approva, per quanto di propria competenza, la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata dalla società Edison Stoccaggio S.p.A.

La versione aggiornata del Codice di stoccaggio in oggetto recepisce le disposizioni di cui alla deliberazione AEEG del 9 ottobre 2009 ARG/gas 146 in materia di applicazione dei corrispettivi per il bilanciamento nei casi di utilizzo autorizzato dello stoccaggio strategico.

La contestuale pubblicazione è attuata dal Regolatore ai sensi dell'articolo 2 della delibera 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09, ove disposto che i diversi Codici di stoccaggio approvati, ovvero aggiornati, siano pubblicati dal Regolatore sul proprio sito internet ed acquistino efficacia dal primo giorno della loro pubblicazione.



Agenda GME

18 novembre

Master Rided

Milano, Italia

Organizzatore: Politecnico di Milano e Luav Venezia

www.rided.it

24-25 novembre

E-MART Energy 2010

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Synergy

<http://www.emart-energy.com/>

Gli altri appuntamenti

15 novembre

Il mercato elettrico: scenari e prezzi per il 2011

Milano, Italia

Organizzatore: Ref

www.refirs.it

15-17 novembre

Marcus evans 2nd Annual European Cross-Border Gas Trading Forum

Vienna, Austria

Organizzatore: Marcus Evans

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=16981&SectorID=3>

15-17 novembre

World Independent & Junior Oil and Gas Congress

London, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

<http://www.terrapinn.com/independentoil>

16 novembre

Oil & Gas Outlook Arctic 2010

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

<http://www.terrapinn.com/2010/arcticoil>

16-18 novembre

2010 Midwest Biomass Conference

IA, Usa

Organizzatore: Midwest Biomass Conference

www.midwestbiomassconference.com



16-18 novembre

International Biorefining Conference & Trade Show

Pittsburgh, PA, Usa

Organizzatore: Biorefining Magazine

www.biorefiningconference.com

18-19 novembre

First International Conference on Green & Sustainable Technology: Research & Workforce Development

Greensboro, NC, Usa

Organizzatore: North Carolina State Energy Office

<http://greenconference.ncat.edu>

18-21 novembre

Expobit 2010

Catania, Italia

Organizzatore: Interproject

<http://www.expobit.it>

19 novembre

Investing in Energy Markets. Risk, Return and Strategies

Oxford, UK

Organizzatore: Oxford University

<http://www.oxford-energy.org.uk/>

Gli altri appuntamenti (continua)

19 novembre

Conoscere e investire nel Fotovoltaico di seconda generazione. Incentivi del III Conto energia, nuovo iter autorizzativo, aspetti tecnologici e profili progettuali

Catania, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2456&t=events>

22-23 novembre

2nd Annual Managing Oil and Energy Risk

Londra, UK

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com/ConferenceDetail.aspx?xmlpath=2010/pc086/index.xml>

22-23 novembre

15th 'Energy & Development' Conference 2010

Atene, Grecia

Organizzatore: Institute of Energy for South East Europe

<http://iene.gr/>

22-23 novembre

Energy Trading and Risk Management

Londra, Inghilterra

Organizzatore Marcus Evans

www.marcusevans.com

23 novembre

Il mercato del gas naturale in Europa ed in Italia: situazioni e tendenze

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE

<http://www.aiee.it/DownloadPDF/Convegni/Zip/101.zip>

23 novembre

Modelli e strumenti previsionali della domanda e del prezzo di Energia Elettrica e Gas

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

23-24 novembre

GRIDS 2010: the backbone of Europe's energy future

Berlino, Germania

Organizzatore: EWEA

<http://www.ewea.org/grids2010>

24 novembre

Le potenzialità dell'industria e del mercato del FV in Italia dopo il Conto Energia 2011 - 2013: scenari, strategie e prospettive

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2471&t=events>

25 novembre

Uncertain long-run emissions targets, CO2 price and global energy transition: a general equilibrium approach

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3419&sez=Events&padre=82>

25-26 novembre

FONTI RINNOVABILI ED EFFICIENZA ENERGETICA: Regime fiscale e agevolazioni finanziarie

Milano, Italia

Organizzatore: Paradigma

<http://www.paradigma.it/25261110.html>

26-28 novembre

Energy Expo

Civitabova Marche, Italia

Organizzatore: Marche Fiere

www.energy-expo.it

29 novembre

Il bilancio delle società energetiche - Come adempiere agli aspetti contabili e ai profili fiscali nel redigere il bilancio e evitare di incorrere in sanzioni

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

29 novembre-1 dicembre

European Power Generation Strategy Summit 2010

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore:

<http://www.europeanpowergeneration.com/>

30 novembre - 1 dicembre

The Smart Energy Networks Europe

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Marketforce

www.marketforce.eu.com/SmartEnergy10

Gli altri appuntamenti (continua)

30 novembre - 1 dicembre

1° Smart Grid International Forum

Roma

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.smartgridinternationalforum.eu/>

30 novembre – 2 dicembre

Shale Gas World

Varsavia, Polonia

Organizzatore: Terrapin

<http://www.terrapinn.com/2010/shalegas/>

2 dicembre

POWER STATISTICS - 2010

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

www.eurelectric.org

2 dicembre

Evaluation of Post-2012 emission reduction options

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3517&sez=Events&padre=82>

3 dicembre

I cambiamenti nel settore energetico ed ambientale

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE

www.aiee.it

3 dicembre

Vision for a conceptual model for the European Gas Market

Vienna, Austria

Organizzatore: ERGEG

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

8–10 dicembre

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

Libreville, Gabon

Organizzatore: CubicGlobe

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

9-12 dicembre

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

Istanbul, Turchia

Organizzatore: HFUSA

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

15-18 dicembre

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

Mumbai, India

Organizzatore: HFUSA

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

16 dicembre

EU Gas Industry Reforms and Consumers' Prices

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM-IEFE

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3519&sez=Events&padre=82>

18-21 dicembre

IEEE EnergyCon 2010

Manama, Bahrain

Organizzatore: IEE

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

23 dicembre

Realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Edizioni Ambiente con il patrocinio di Sacert

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



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.