

FOCUS

L'evoluzione della tutela dei consumatori: qualità del servizio, indennizzi, diritti e tutele

di Alberto Grossi, Direttore Direzione Consumatori e Qualità del Servizio, Autorità per l'energia elettrica e il gas

■ La tutela dei consumatori è una delle principali missioni dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas che, fin dalla sua istituzione con la legge 481 del 1995, ha dedicato particolare impegno a questa specifica area.

Infatti, nel corso degli anni l'Autorità ha progressivamente definito e rafforzato i diritti del consumatore disciplinando i principali aspetti del servizio elettrico e del gas con deliberazioni e strumenti ad hoc, quali ad esempio, l'introduzione di indennizzi automatici, di premi e penalità per incentivare miglioramenti della qualità tecnica e commerciale dei servizi (1).

I provvedimenti dell'Autorità hanno anche teso a contenere le tariffe regolate di trasporto e distribuzione e a sostenere le fasce sociali più disagiate, ad esempio con l'introduzione dei bonus per elettricità e gas.

Con l'apertura alla concorrenza del mercato dell'energia elettrica dal 1° luglio 2007, la tutela dei consumatori, in particolare di famiglie e piccole imprese, è stata ulteriormente rafforzata. Infatti, come noto, con le liberalizzazioni introdotte nell'Unione Europea ed in Italia, tutti i consumatori hanno acquisito il diritto di scegliere liberamente il fornitore di energia. Tale potenziale assegna una ulteriore responsabilità all'Autorità, affinché possa

accompagnare al meglio il consumatore nel valutare le opportunità che si presentano in questo nuovo contesto e cogliere ogni possibile beneficio in termini di economicità e qualità di servizi o forniture; l'Autorità ha perciò potenziato e rafforzato le azioni per assicurare un'informazione completa e trasparente, tesa ad accrescere la consapevolezza delle tutele previste e la possibilità di orientarsi facilmente tra le varie disposizioni, individuando le risposte più adatte alle proprie esigenze.

In termini sintetici, sono state ulteriormente rafforzate le tutele per i consumatori nel rapporto con i venditori di elettricità e gas (più efficace e veloce gestione dei reclami; maggiore tempestività nei controlli e nelle rettifiche degli errori di fatturazione; tempi più stretti per soddisfare le richieste di intervento anche con nuovi rimborsi automatici) sono stati introdotti i Codici di condotta commerciale (ora riuniti in un unico Codice sia per l'elettricità che per il gas) ed è stata predisposta la "maggiore tutela" per le famiglie e i piccoli consumatori. Il Codice di condotta commerciale detta le regole comportamentali e di correttezza e trasparenza che i venditori devono applicare per la promozione delle offerte, la conclusione o la modifica del contratto, in modo da garantire ai clienti tutte le informazioni necessarie e la

► a pagina 19

GME NEWS

GME: nuove funzionalità sulla P-GAS per la gestione delle royalties

► a pagina 30

IN QUESTO NUMERO
REPORT/LUGLIO 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'evoluzione della tutela dei consumatori: qualità del servizio, indennizzi, diritti e tutele
 pagina 19

APPROFONDIMENTI

Il costo di approvvigionamento del gas naturale nei prezzi di riferimento stabiliti dall'Autorità per i consumatori tutelati: criteri di determinazione e problematiche
 pagina 23

NOVITA' NORMATIVE

pagina 26 - 29

GME NEWS

pagina 30 - 31

APPUNTAMENTI

pagina 32 - 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ In un contesto di offerta prossima ai massimi storici (60.645 MWh medi orari), a luglio gli acquisti e le vendite nazionali di energia elettrica, al picco stagionale, si sono allineate ai livelli dello stesso mese del 2009 e ben al di sotto del triennio precedente. Pare pertanto esaurita la ripresa che aveva caratterizzato i primi mesi dell'anno, mentre le importazioni di energia, per la prima volta nel 2010, sono tornate a segnare una crescita tendenziale (+4,0%). La liquidità del

mercato, in lieve calo rispetto a giugno, ha ceduto 6,5 punti percentuali su base annua attestandosi al 62,0%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) è salito a 70,90 €/MWh, in rialzo di 10,40 €/MWh rispetto a luglio 2009 (+17,2%); il differenziale di prezzo con le altre borse europee, quasi sempre sotto i 20 €/MWh nel primo semestre del 2010, si è allargato a circa 25 €/MWh.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) a luglio è aumentato di 10,40 €/MWh rispetto allo stesso mese del 2009, portandosi a 70,90 €/MWh (+17,2%). Il PUN è aumentato di 13,37 €/MWh (+28,3%) nelle ore fuori picco, e di 6,61 €/MWh (+8,0%) nelle ore di picco, attestandosi rispettivamente a 60,67 €/MWh ed a 89,49 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e quello baseload, al terzo rialzo consecutivo, è salito a 1,26. I prezzi di vendita hanno evidenziato in tutte le zone continentali un aumento tendenziale in doppia cifra, con variazioni com-

prese tra +19,6% del Centro Nord e Centro Sud e +26,5% del Sud; in calo invece i prezzi nelle due isole, in Sardegna -7,2% ed in Sicilia -0,6%. Il Sud, con 65,81 €/MWh, si è confermata, per l'undicesimo mese consecutivo, la zona dal prezzo più basso; di poco inferiore ai 69 €/MWh il prezzo delle altre zone continentali. Più alto invece il prezzo delle due isole: 88,96 €/MWh in Sicilia e 98,43 €/MWh in Sardegna, che dopo nove mesi torna a segnare il prezzo più elevato, penalizzata anche dalla chiusura della nuova linea di connessione con il Centro Sud (Grafico 2).

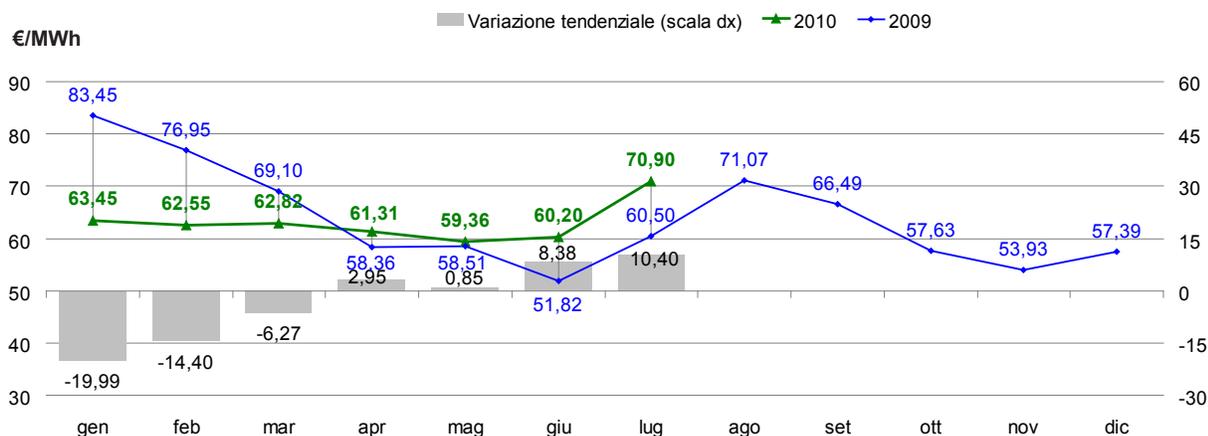
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	70,90	60,50	10,40	17,2%	24.016	-9,0%	38.747	0,6%	62,0%	68,5%
<i>Picco</i>	89,49	82,88	6,61	8,0%	28.209	-11,3%	46.660	-0,3%	60,5%	67,9%
<i>Fuori picco</i>	60,67	47,30	13,37	28,3%	21.709	-6,4%	34.395	2,2%	63,1%	68,9%
<i>Minimo orario</i>	23,55	16,25			14.987		25.817		56,5%	62,3%
<i>Massimo orario</i>	157,52	149,66			32.358		50.832		68,8%	74,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

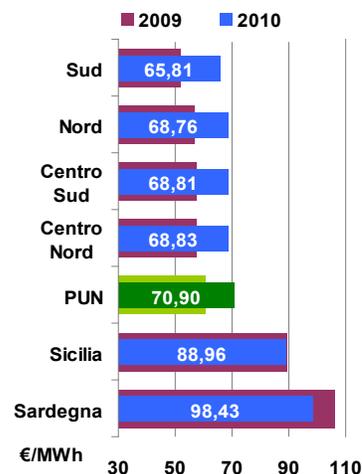
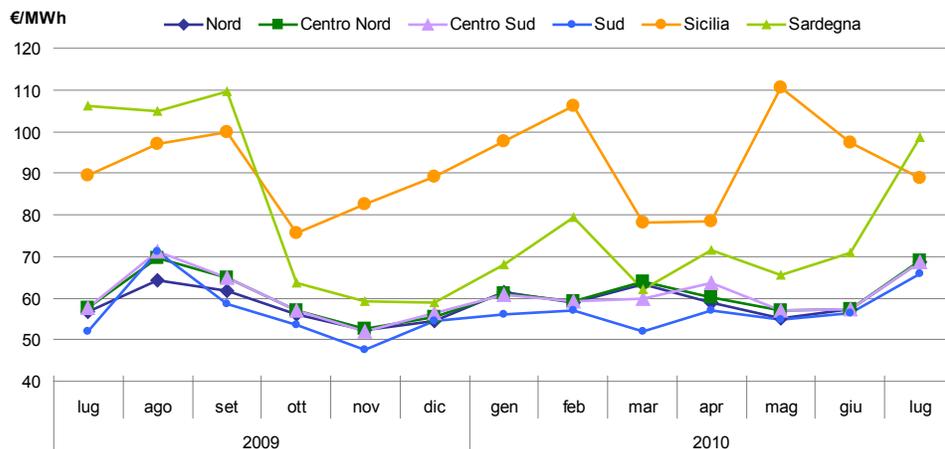
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia sono stati 28,8 milioni di MWh, in leggero aumento su base annua (+0,6%); anche questo mese si evidenzia una decisa crescita dei contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 11,0 milioni di MWh (+21,2%), valore più alto da luglio 2008. In calo invece gli

scambi nella borsa elettrica, pari a 17,9 milioni di MWh (-9,0%), che peraltro, in media oraria, non superano, come di consueto, quelli del primo trimestre invernale (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in lieve calo rispetto a giugno, ha ceduto 6,5 punti percentuali su base annua attestandosi al 62,0% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.867.671	-9,0%	62,0%
Operatori	10.768.428	-14,4%	37,4%
GSE	4.171.791	+11,9%	14,5%
Zone estere	2.927.452	+2,2%	10,2%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
PCE (incluso MTE)	10.960.173	+21,2%	38,0%
Zone estere	1.731.414	+7,0%	6,0%
Zone nazionali	9.228.759	+17,1%	32,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	28.827.844	+0,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.291.888	-5,9%	
OFFERTA TOTALE	45.119.732	-1,9%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.867.671	-9,0%	62,0%
Acquirente Unico	3.840.333	-42,8%	13,3%
Altri operatori	12.516.390	-1,6%	43,4%
Pompaggi	157.189	+102,2%	0,5%
Zone estere	85.869	+60,1%	0,3%
Saldo programmi PCE	1.267.889	+2281,6%	
PCE (incluso MTE)	10.960.173	+21,2%	38,0%
Zone estere	37.200	+0,0%	0,1%
Zone nazionali AU	3.906.957	+90,3%	13,6%
Zone nazionali altri operatori	8.283.905	+18,3%	28,7%
Saldo programmi PCE	-1.267.889	+2281,6%	
VOLUMI ACQUISTATI	28.827.844	+0,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.263.020	-4,9%	
DOMANDA TOTALE	31.090.864	+0,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 28,7 milioni di MWh, hanno registrato un lieve aumento su base annua (+0,4%) ma con dinamiche contrastate a livello territoriale: acquisti in aumento in Sicilia (+4,2%) e nelle zone settentrionali del Paese, in calo nelle zone meridionali (in evidenza il Sud con -4,9%) ed in Sardegna (-2,0%). Poco rilevanti gli acquisti sulle zone estere, pari a 123 mila MWh (+35,5%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionali, pari a 24,2 milioni di MWh, si sono confermate sui livelli di luglio 2009 (-0,1%). Tale stabilità sconta però da un lato la flessione delle vendite delle due zone più importanti (-3,7% il Nord; -6,3% il Sud) e dall'altro un aumento nelle altre (in evidenza il Centro Sud con +25,8%). Dopo sette ribassi tendenziali consecutivi, sono tornate in terreno positivo le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,7 milioni di MWh, con un aumento

su base annua del 4,0% (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela il netto incremento tendenziale delle vendite dagli impianti a carbone (+26,2%) - registrato principalmente nel Centro Sud ed in parte in Sardegna -, dagli impianti a ciclo combinato (+15,2%) - che ha interessato tutte le zone ad eccezione del Centro Sud (-14,8%) e della Sardegna (-3,2%) - e da impianti idroelettrici a pompaggio (+9,3%). In flessione le vendite da impianti idroelettrici ad apporto naturale (-5,9%), quelle da impianti geotermici (-4,9%), da impianti eolici (-23,0%) e soprattutto degli altri impianti termici (-34,9%). La quota delle vendite dagli impianti a ciclo combinato è pertanto salita al 54,1% (+7,1 punti percentuali rispetto ad un anno fa) a discapito di quella degli altri impianti termoelettrici, scesa a 14,2% (-7,5 p.p.); in leggero aumento la quota degli impianti a carbone (+1,7 p.p.), pressoché invariate le altre (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	20.017.681	26.905	-8,5%	12.418.682	16.692	-3,7%	15.759.599	21.182	+1,6%
Centro Nord	3.337.857	4.486	+0,6%	1.729.706	2.325	+6,7%	3.162.575	4.251	+1,0%
Centro Sud	6.101.483	8.201	+10,4%	2.716.846	3.652	+25,8%	4.533.625	6.094	-1,9%
Sud	6.471.786	8.699	-4,8%	4.517.782	6.072	-6,3%	2.349.688	3.158	-4,9%
Sicilia	2.918.259	3.922	+19,8%	1.757.297	2.362	+5,3%	1.835.108	2.467	+4,2%
Sardegna	1.492.198	2.006	+1,0%	1.028.665	1.383	+0,9%	1.064.179	1.430	-2,0%
Totale nazionale	40.339.265	54.219	-2,6%	24.168.978	32.485	-0,1%	28.704.775	38.582	+0,4%
MzEstero	4.780.467	6.425	+4,7%	4.658.866	6.262	+4,0%	123.069	165	+35,5%
Sistema Italia	45.119.732	60.645	-1,9%	28.827.844	38.747	+0,6%	28.827.844	38.747	+0,6%

(continua)

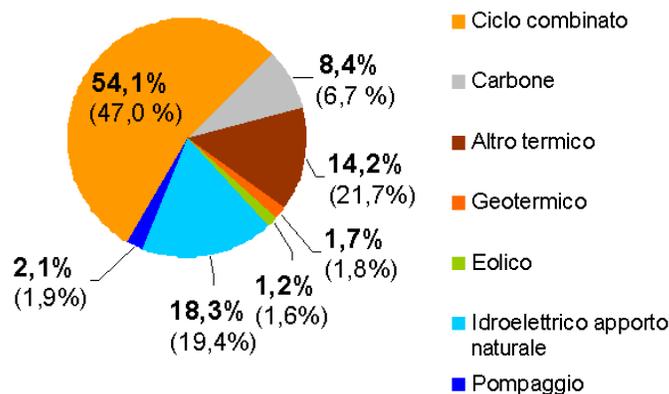
Tabella 5: MGP, vendite per tipologia d'impianto

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	10.973	-2,2%	2.075	+2,6%	3.227	+31,5%	5.697	-5,6%	2.213	+5,2%	1.291	+3,9%	25.476	+1,6%
Ciclo combinato	8.531	+15,9%	1.311	+11,0%	1.711	-14,8%	3.604	+34,5%	1.922	+27,7%	511	-3,2%	17.590	+15,2%
Carbone	803	-4,6%	46	-61,2%	981	+224,8%	184	-23,5%	-	-	726	+8,5%	2.740	+26,2%
Geotermico	0	-	547	-4,3%	-	-	2	-69,2%	-	-	-	-	549	-4,9%
Altro termico	1.639	-45,6%	171	+12,6%	534	+276,1%	1.907	-38,6%	291	-51,4%	54	+17,8%	4.597	-34,9%
Idroelettrico	5.716	-6,5%	248	+58,9%	329	-0,0%	207	+0,8%	55	-5,6%	66	-3,4%	6.621	-4,5%
Apporto naturale	5.149	-8,1%	237	+58,9%	286	-5,0%	207	+0,8%	25	+49,8%	31	+0,9%	5.934	-5,9%
Pompaggio	568	+10,4%	12	+59,7%	43	+53,4%	0	-	29	-28,3%	35	-7,0%	687	+9,3%
Eolico	3	-36,8%	1	-132,0%	96	-19,9%	169	-29,3%	94	+15,9%	25	-56,8%	388	-23,0%
Totale Impianti	16.692	-3,7%	2.325	+6,7%	3.652	+25,8%	6.072	-6,3%	2.362	+5,3%	1.383	+0,9%	32.485	-0,1%

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) a luglio sono stati negoziati 905 contratti (560 baseload e 345 peakload), pari a complessivi 2.388 mila MWh, che hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 1.026 MW, per un totale di 3.384

mila MWh. Tutti i prodotti in contrattazione hanno registrato un calo del prezzo di controllo rispetto a giugno; i più scambiati sono risultati l'annuale 2011 baseload ed il mensile Ottobre 2010 (sia baseload che peakload) (Tabella 6).

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

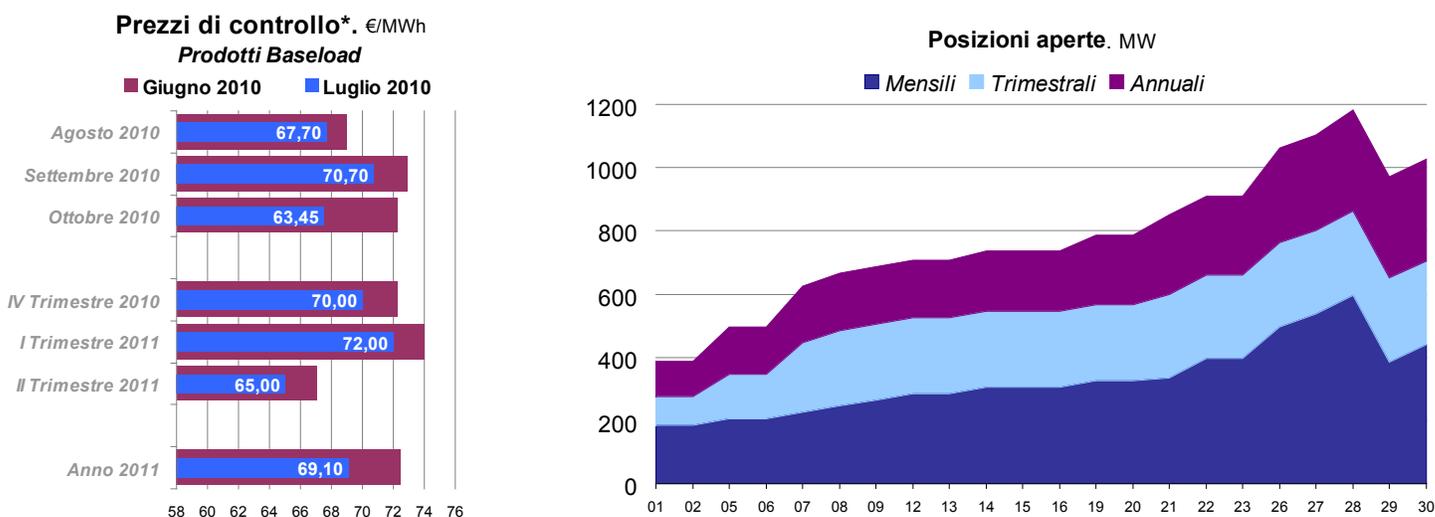
	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAK LOAD				
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW
Agosto 2010	67,70	-1,9%	10	95	-	80,40	-3,6%	9	85	-
Settembre 2010	70,70	-3,0%	-	-	84	83,10	-2,6%	-	-	6
Ottobre 2010	67,50	-6,6%	11	140	145	79,90	-14,9%	14	200	200
Novembre 2010	70,97	-	-	-	5	83,00	-	-	-	-
IV Trimestre 2010	70,00	-3,1%	7	95	129	84,35	-3,0%	4	60	86
I Trimestre 2011	72,00	-2,7%	1	20	50	84,90	-6,7%	-	-	-
II Trimestre 2011	65,00	-3,0%	-	-	-	77,00	-9,6%	-	-	-
III Trimestre 2011	74,00	0,0%	-	-	-	85,84	-10,8%	-	-	-
Anno 2011	69,10	-4,7%	19	210	301	84,30	-3,8%	-	-	20
Totale			48	560	714			27	345	312

*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 luglio ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese.

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a luglio 2010, sono state 20,5 milioni di MWh, con un aumento del 36,4% rispetto allo stesso mese del 2009.

Da sottolineare la crescita dei contratti standard (quasi raddoppiati rispetto ad un anno fa) e, tra questi, i contratti Base-

load (+122,4%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 13,9 milioni di MWh (+17,5%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 11,0 milioni di MWh (+15,4%), che nei conti in prelievo, pari a 12,2 milioni di MWh (+34,4%) (Tabella 7).

Tabella 7: PCE, transizioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.367.006	+122,4%	31,1%	Richiesti	11.109.322	+14,0%	100,0%	12.228.069	+34,4%	100,0%
Off Peak	1.055.088	+48,1%	5,1%	di cui con indicazione di prezzo	1.981.843	+321,1%	17,8%	0	-	-
Peak	1.441.488	+66,7%	7,0%	Registrati	10.960.173	+15,4%	98,7%	12.228.062	+34,4%	100,0%
Week-end	960	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	1.861.640	+714,2%	16,8%	-	-	-
Totale Standard	8.864.542	+99,6%	43,2%							
Totale Non standard	11.473.936	+8,4%	56,0%	Rifiutati	149.149	-38,4%	1,3%	7	-69,5%	0,0%
PCE bilaterali	20.338.477	35,3%	99,2%	di cui con indicazione di prezzo	120.203	-50,3%	1,1%	0	-	-
MTE	67.800	100%	0,3%							
CDE	96.720	-	0,5%	Saldo programmi	-	-		1.267.889	+2281,6%	
TOTALE PCE	20.502.997	+36,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.903.555	+17,5%	67,8%							

Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di luglio consolida il trend al rialzo dei consumi di gas osservato negli ultimi nove mesi, trainato sostanzial-

mente dal comparto industriale e da quello termoelettrico che, dopo 2 mesi di rallentamento, torna a crescere al di sopra dei valori del 2009. Il PSV conferma le dinamiche di crescita del mese precedente portandosi al massimo valore annuo.

A luglio la P-Gas ha raggiunto un totale di 44 operatori iscritti (+10%), di cui 16 attivi lato vendita, con offerte prevalenti sul

prodotto annuale indicizzato. Nel corso del mese non sono stati registrati abbinamenti sui prodotti quotati sulla P-Gas.

Tabella 1: Operatori su P-Gas

Fonte: dati GME

		Operatori		
		Iscritti	Attivi in Vendita	Attivi in Acquisto
Contratti	Prezzo		N.	N.
Mensili	Fisso	-	3	-
	Indicizzato	-	-	-
Annuali	Fisso	-	4	-
	Indicizzato	-	12	-
TOTALE		44	16	-

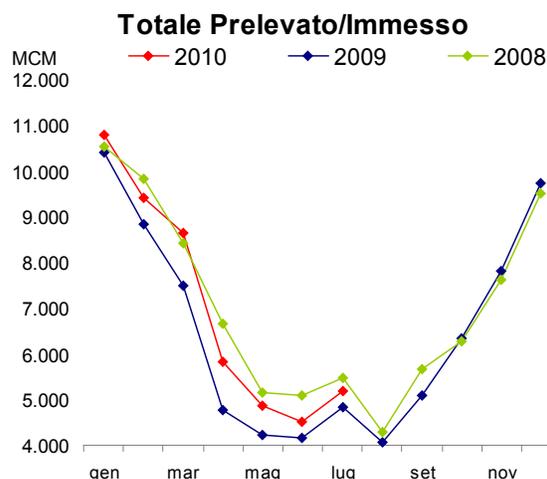
Il mese di luglio consolida il trend al rialzo dei consumi di gas osservato negli ultimi nove mesi, registrando un nuovo aumento tendenziale con un livello di consumi pari a 5.187 MCM (+8%). Il contributo maggiore viene fornito dal comparto industriale che, anche a luglio, prosegue la sua corsa, confermando i livelli di crescita tendenziale del mese precedente e attestandosi su un volume di consumi pari a 1.208 MCM (+20%), superiore anche ai valori registrati nel 2008.

Notevole risulta anche l'apporto del comparto termoelettrico, che dopo 2 mesi di rallentamento torna a crescere al di sopra dei livelli del 2009, con consumi pari a 2.856 MCM (+8%), ancora però al di sotto del livello registrato due anni fa. Trascurabile infine il contributo del comparto domestico che si conferma sul livello dello scorso anno con un volume di consumi di 978 MCM (+2%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

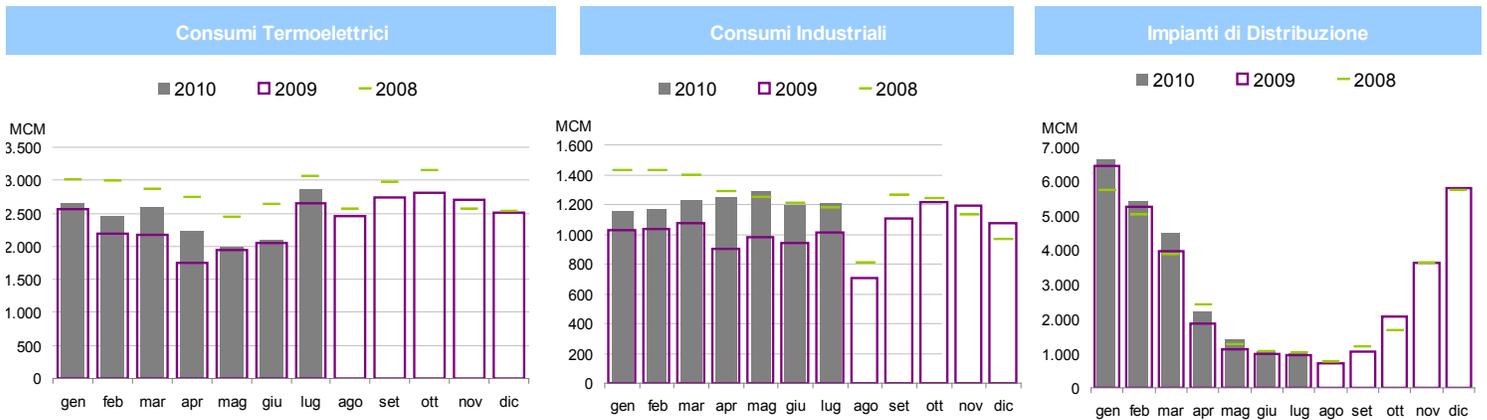
Domanda	MCM	Δ% Tend
Totale Prelevato	5.187	+8%
Impianti di Distribuzione	978	+2%
Consumi Termoelettrici	2.856	+8%
Consumi Industriali	1.208	+20%
Rete terzi e consumi di sistema	144	-28%
Offerta	MCM	Δ% Tend
Import	5.605	+0%
Produzione Nazionale	720	+6%
Sistemi di stoccaggio	-1.138	-22%



(continua)

Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

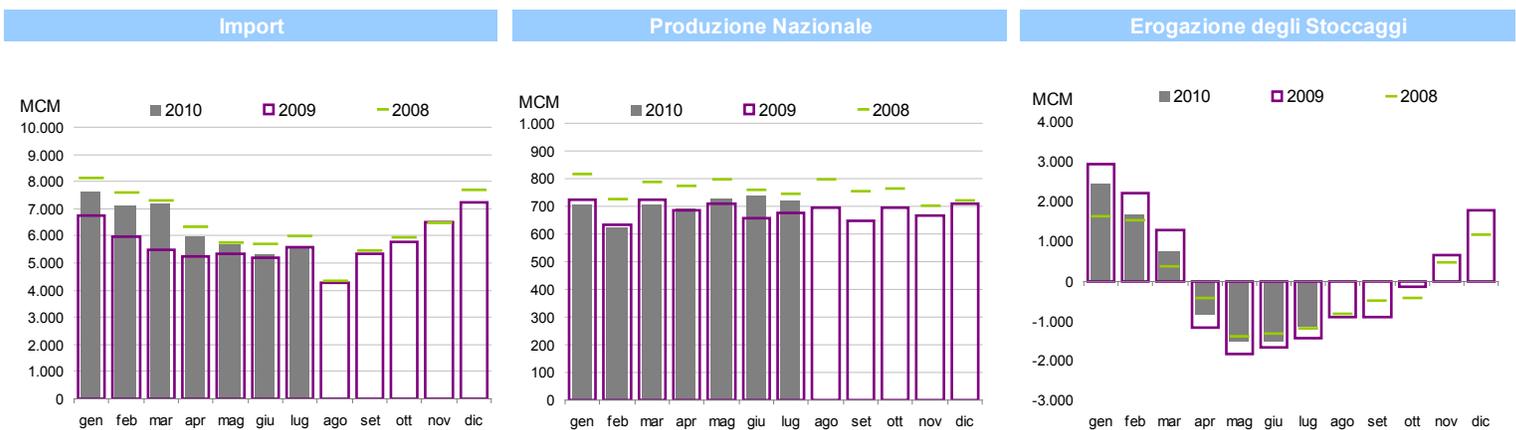


Gli aumenti riscontrati sulla domanda di gas risultano essere soddisfatti da un minor utilizzo degli stoccaggi in iniezione, che registrano un flusso pari a 1.138 MCM (-22%), sensibilmente inferiore al 2009 e in linea con il livello osservato nel 2008. Tali dinamiche inducono una forte riduzione tendenziale dei volumi di gas stoccato, in calo a 5.949 MCM (-10%). Prossimi ai livelli

“pre-crisi” del 2008 anche i valori di produzione nazionale, che rispetto allo scorso anno salgono a 720 MCM (+6%). Stabile infine l’apporto dell’import che conferma i livelli dello scorso anno attestandosi a 5.605 MCM, con un tasso di utilizzo delle interconnessioni con l’estero allineato al 2009 e pari al 58% (-2 p.p.).

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



Il Punto di Scambio Virtuale conferma le dinamiche al rialzo dello scorso mese portandosi al massimo valore annuo di

23,95 €/MWh, con robusti aumenti tendenziali (+85%), legati ai valori eccezionalmente bassi rilevati lo scorso anno.



(continua)

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

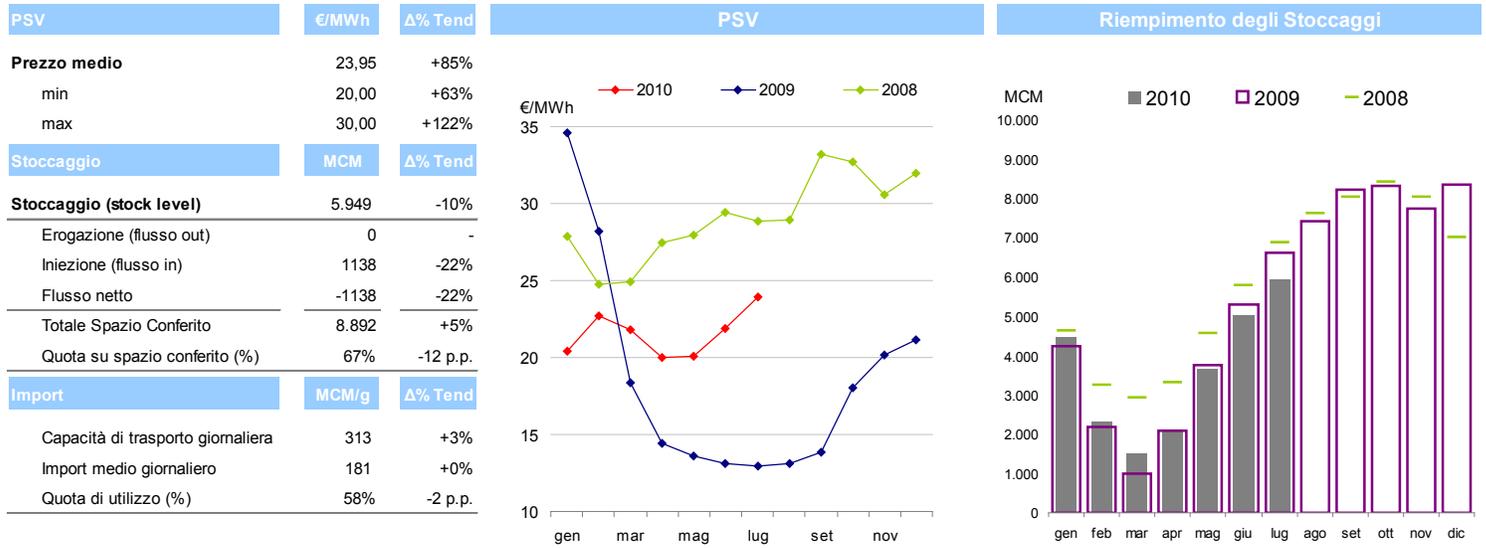
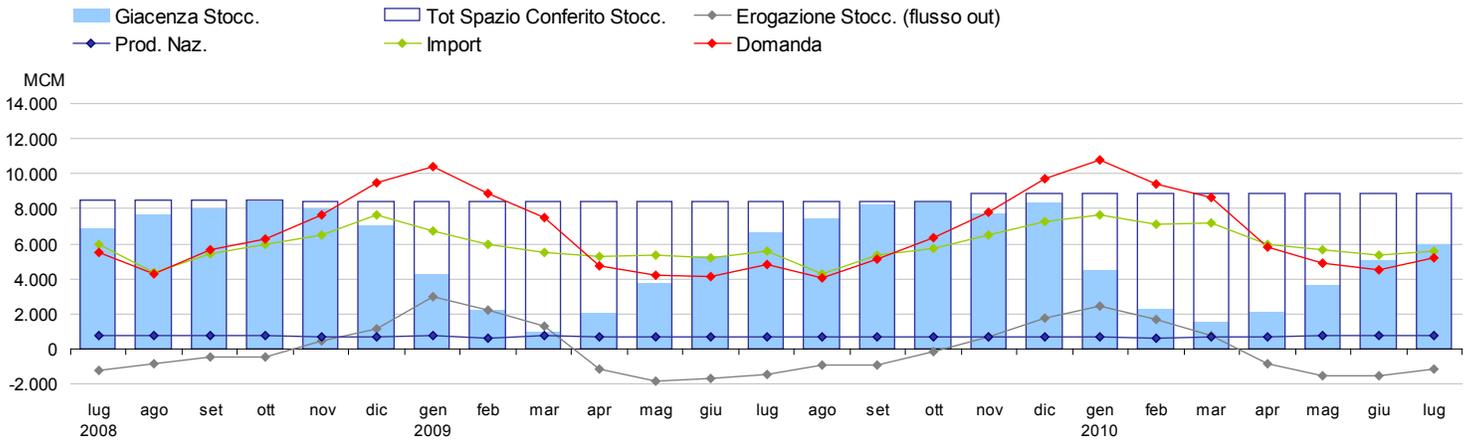


Grafico 3: Gas naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A luglio i mercati europei dei combustibili registrano il consolidamento delle tendenze già apprezzate nel mese di giugno, in un contesto caratterizzato da una modesta ripresa dell'euro. Si confermano, infatti, la fase di stabilità dei prezzi del petrolio e dei suoi prodotti di raffinazione, l'indebolimento

nelle dinamiche di crescita osservate nell'ultimo trimestre sul carbone, rimasto tuttavia sui livelli più alti dell'anno, nonché la spiccata propensione rialzista del gas, arrivato a toccare il valore massimo da febbraio 2009. D'altro canto sulle borse elettriche le quotazioni mostrano un modesto aumento che, in generale, alimenta un debole trend crescente, legato sostanzialmente alla stagionalità della domanda.

Nel mese di luglio il modesto apprezzamento dell'euro, segnalato dalla timida ripresa del tasso di cambio a 1,28 \$/€ (+4,8% congiunturale), interrompe la lunga serie di ribassi consecutivi registrati a partire da dicembre 2009, mantenendo tuttavia il potere della moneta europea in calo rispetto allo scorso anno (-9,1%) e a ridosso del livello minimo degli ultimi 4 anni.

Sui mercati internazionali del greggio le quotazioni permangono sui livelli dei due mesi precedenti, con la sola parziale eccezione rilevata sul riferimento mediorientale, in lieve ribasso. In Europa il Brent rimane ancorato ai 76 \$/bbl, dato che rafforza la spiccata ripresa tendenziale esibita lungo tutto il primo semestre dell'anno in corso (+17,1%), indirizzando le aspettative degli operatori verso uno scenario futuro di graduale crescita.

Movimenti di modesta entità si registrano anche sui mercati dei prodotti petroliferi, dove l'olio combustibile e il gasolio si attestano rispettivamente sui 456 \$/MT e sui 637 \$/MT, evidenziando, a fronte di marcati rincari annui (+19/21%), variazioni congiunturali minime e, per il secondo mese consecutivo, divergenti (+3%/-1,9%). In chiave prospettica i mercati futures confermano la propensione rialzista già prevista per i due combustibili nei mesi precedenti, ritoccando lievemente le stime di breve termine in conseguenza dei piccoli assestamenti subiti dalle quotazioni nel mese di luglio.

Sulle piazze del carbone permangono i segnali di rallentamento della crescita avviata ad aprile, senza tuttavia produrre significative inversioni nelle dinamiche dei prezzi, mantenutisi sui 93 \$/MT e a ridosso dei massimi dell'ultimo anno e mezzo sia in Europa (API2) che in Sudafrica (Richard Bay). La tendenza rialzista di lungo termine risulta peraltro ben evidenziata dalla serie di incrementi annui apprezzati a partire da gennaio, ulteriormente alimentata dal dato di luglio che indica una variazione rispetto al 2009 superiore al 37%. Diversa la situazione in Asia, dove il coal, pur in un contesto di forte aumento tendenziale, si attesta in modesta riduzione congiunturale e su livelli inferiori ai massimi di gennaio. In generale, per il futuro, le curve a termine disegnano scenari decisamente conservativi, confermando la fase di ridotta volatilità delle quotazioni, previste in leggero aumento solo nel 2011.

Nonostante la lieve ripresa del tasso del cambio, la conversione in euro dei prezzi determina anche in questo mese un'accentuazione delle dinamiche osservate sui mercati petroliferi e del carbone, intensificando o addirittura invertendo le variazioni registrate a livello congiunturale, dove tutti i combustibili risultano in calo (-2/-6%), e inasprendo i già consistenti incrementi annui (+28/+33%), saliti fino al 51% nel caso del coal.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Lug 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 10	Set 10	Ott 10	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,28	+4,8%	-9,1%	1,22	1,30 ▲	1,30 ▲	1,30 -	1,30 ▲
Brent	\$/bbl	75,6	+1,1%	+17,1%	76,6	77,7 ▲	78,3 ▲	78,9 -	82,4 ▲
FOB	€/bbl	59,1	-3,6%	+28,8%	62,6	59,8 ▼	60,2 ▼	60,7 -	63,5 ▼
Fuel Oil	\$/MT	456,2	+3,0%	+19,3%	460,0	470,8 ▲	471,0 ▲	473,8 -	495,0 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	356,4	-1,8%	+31,3%	376,0	362,0 ▼	362,2 ▼	364,4 -	381,6 ▼
Gasoil	\$/MT	636,6	-1,9%	+21,0%	657,5	658,8 ▼	664,2 ▲	668,9 -	702,9 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	497,4	-6,4%	+33,1%	537,4	506,6 ▼	510,8 ▼	514,5 -	541,9 ▼
Coal	\$/MT	92,7	-0,9%	+37,1%	92,5	92,5 ▲	93,3 ▲	93,2 -	97,5 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	72,5	-5,5%	+50,8%	75,6	71,1 ▼	71,7 ▼	71,7 -	75,2 ▼

(continua)

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

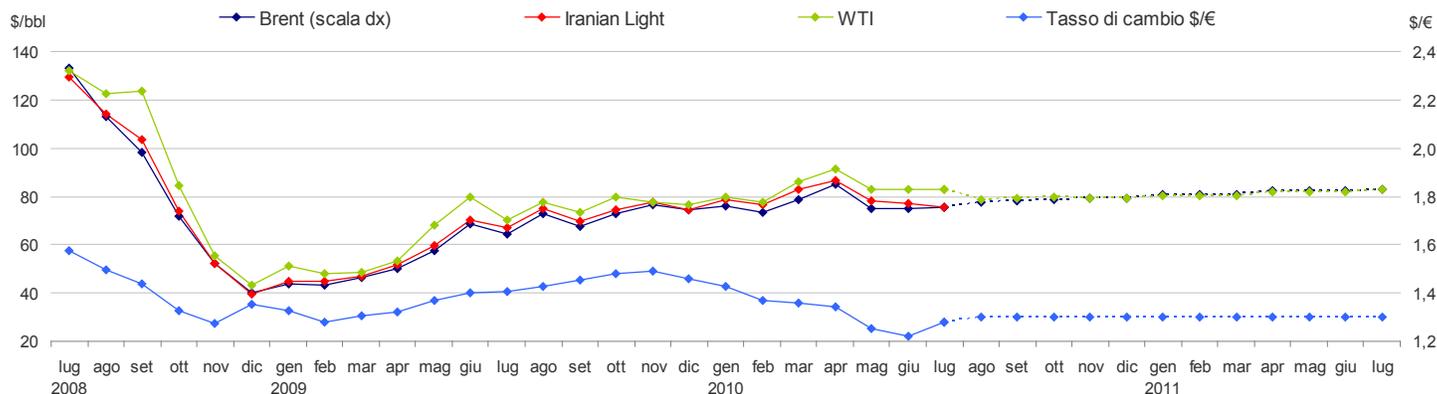


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

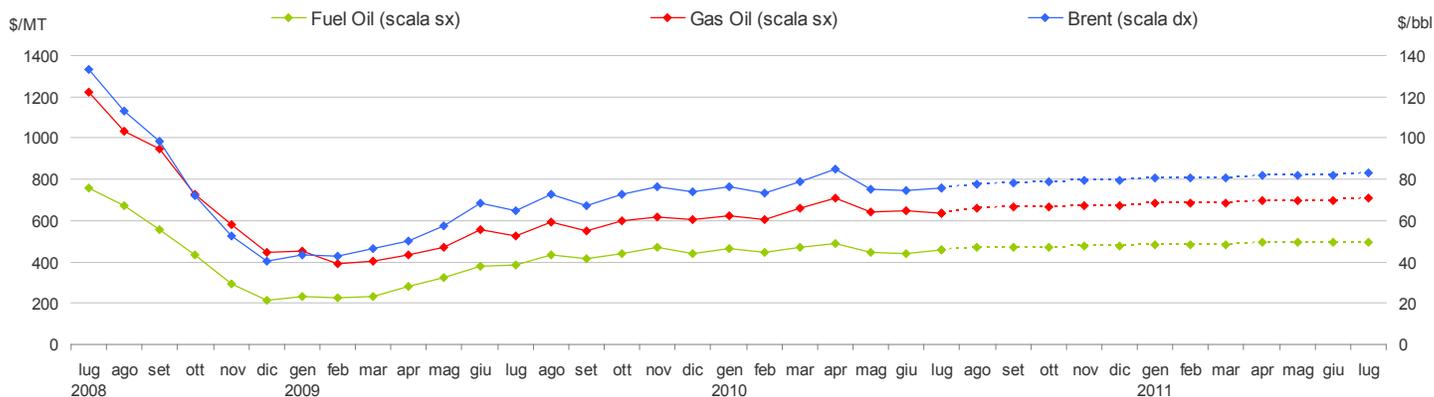
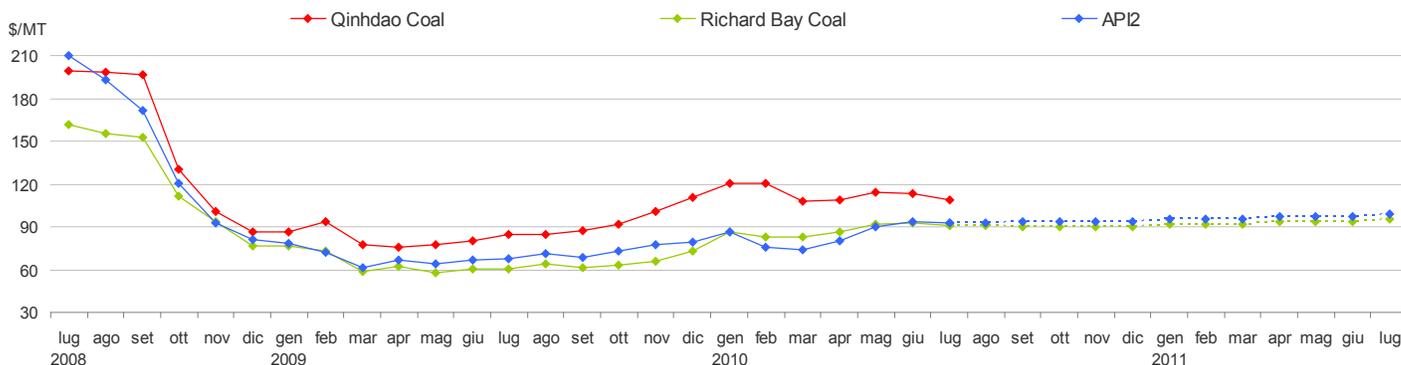


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

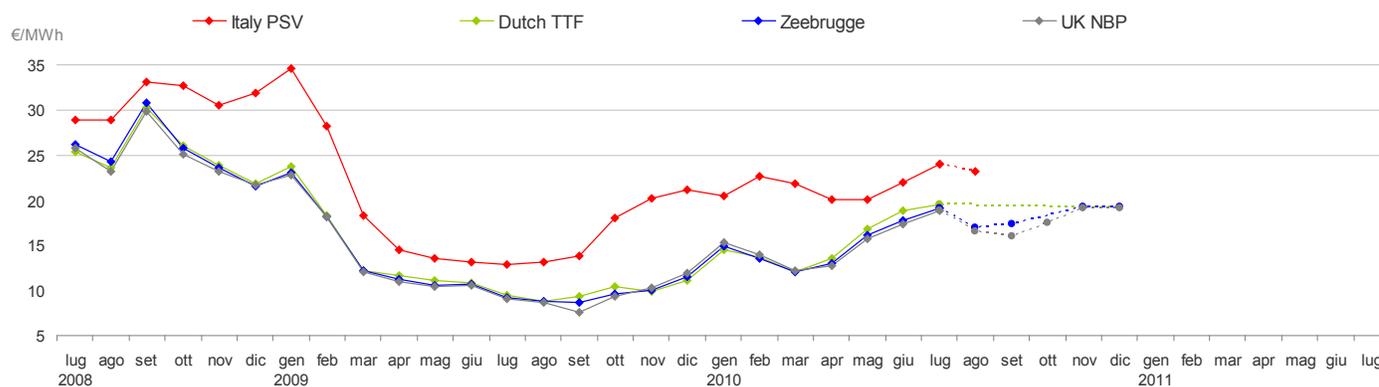
D'altro canto non accenna ad arrestarsi lo spiccato trend di crescita delle quotazioni del gas che, al quarto incremento consecutivo, si attestano su valori mai più toccati da gennaio 2009, riflettendo sia gli aumenti osservati sul greggio ad inizio anno, sia la spinta di una domanda in lenta, ma costante ripresa. Nell'Europa centro-settentrionale i prezzi si posizionano attorno ai 19 €/MWh, mostrando un incremento congiunturale del 3/8% e raggiungendo un livello più che doppio rispetto allo scorso anno (+106/+109%). Dinamiche rialz-

iste di pari intensità si riscontrano al PSV italiano, portando quest'ultimo al massimo annuo di 24 €/MWh. La crescita, pari al 9,3% su base mensile, arriva a superare l'85% in termini tendenziali, sostenuta dalla ripresa dei consumi dei settori industriale (+20%) e termoelettrico (+8%). In ottica futura, a fronte dei progressivi rincari riscontrati nell'ultimo quadrimestre, i mercati mantengono per i mesi immediatamente a venire una posizione ribassista, che solo la partenza del prossimo anno termico sembra invertire.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Lug 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 10	Set 10	Ott 10	Gas Year 10
PSV DA	Italia	23,95	+9,3%	+85,2%	22,30	23,20	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	19,52	+3,2%	+106,7%	19,00	-	-	-	19,30 ▼
Zeebrugge	Belgio	19,16	+7,7%	+109,0%	17,93	16,94 ▼	17,41 ▼	-	19,53 ▼
UK NBP	Regno Unito	18,79	+8,3%	+106,2%	17,42	16,57 ▼	16,04 ▼	17,48 ▼	19,32 ▼



Dopo un semestre di sostanziale stabilità, il mese di luglio registra i primi timidi segnali rialzisti delle quotazioni espresse dalle principali borse elettriche europee, allineate sui 44/47 €/MWh. Di fatto gli aumenti congiunturali, tipici dei mesi estivi che precedono agosto, si sono rivelati di modesta intensità (+1/8%), replicando l'andamento già osservato nel 2009. Limitatamente al mese di luglio, dinamiche di crescita più spiccata interessano IpeX, salita a 70,90 €/MWh, massimo valore del 2010, e alla prima decisa variazione congiunturale dopo un anno di ridotta volatilità (+17,8%). Su base tendenziale la len-

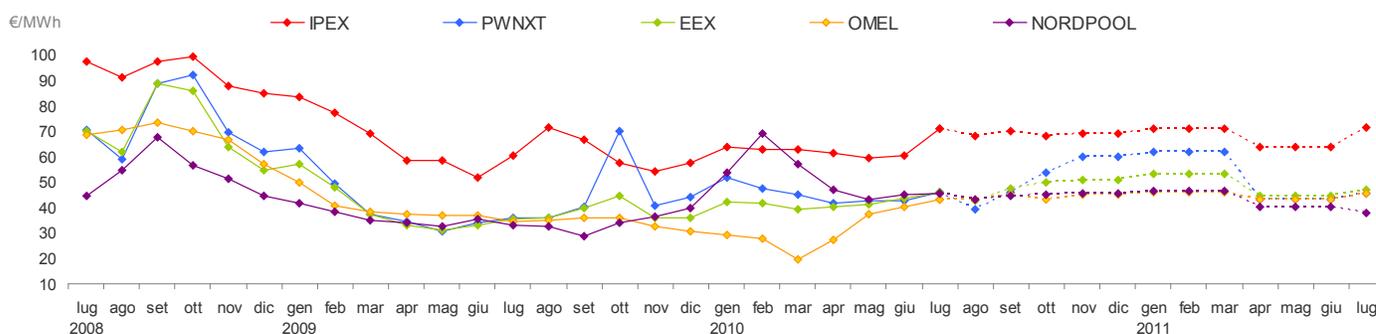
ta ripresa della domanda e soprattutto gli incrementi dei costi di generazione spingono i listini europei su livelli nettamente superiori all'anno precedente, con trend confermatisi più marcati nel centro-nord Europa (+27/38%) che nell'area mediterranea (+17/24%). Le deboli variazioni di prezzo emerse nel mese di luglio hanno suggerito piccoli adeguamenti al ribasso delle stime di crescita avanzate dagli operatori per la seconda parte dell'anno, durante la quale le aspettative si concentrano su una permanenza delle quotazioni italiane ai livelli del mese corrente e sulla graduale escalation del prezzo francese.

(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	Lug 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 10	Set 10	Ott 10	Calendar
IPEX	Italia	70,90	+17,8%	+17,2%	69,03	67,75 ▼	70,00 ▼	67,85 -	69,13 ▼
Powernext	Francia	45,75	+7,5%	+26,8%	45,44	39,25 ▼	46,10 ▼	53,50 -	52,10 ▼
EEX	Germania	45,83	+5,7%	+29,0%	46,33	42,58 ▼	47,46 ▼	49,81 -	49,34 ▼
EEX-CH	Svizzera	46,34	+6,9%	+32,4%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	46,61	+8,0%	+33,6%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	42,91	+7,0%	+24,0%	44,50	43,20 ▼	44,78 ▼	43,10 -	45,15 ▼
UK-APX	Regno Unito	43,68	+3,1%	+30,8%	41,82	39,41 ▼	39,49 ▼	41,89 -	-
NordPool	Scandinavia	45,43	+1,5%	+38,5%	44,50	42,90 ▼	44,35 ▼	45,00 -	41,60 ▼

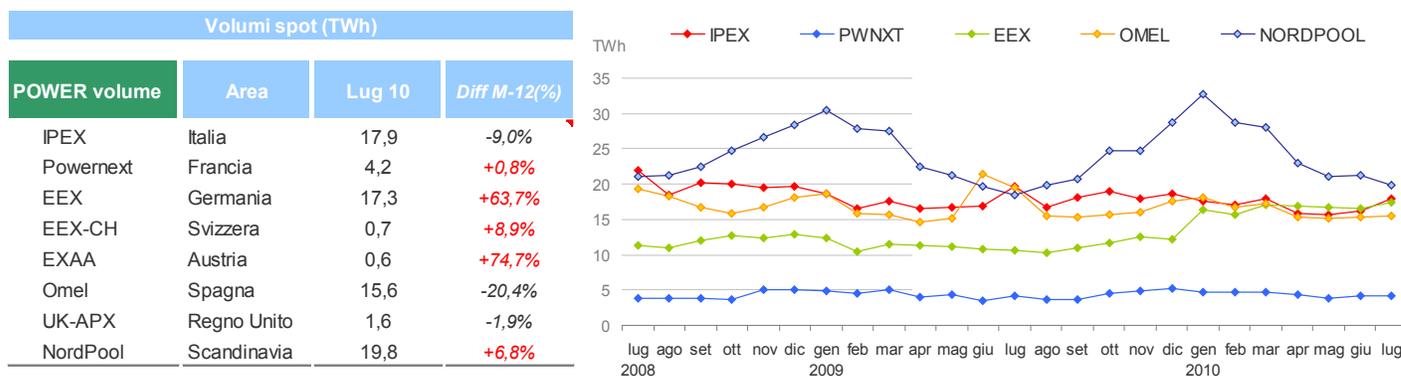


La stagionale ripresa dei consumi produce un moderato incremento congiunturale delle quantità circolanti sulle borse day-ahead, a cui si sottrae il solo Nord Pool, tradizionalmente in calo in questa parte dell'anno. Nonostante questa diminuzi-

one, l'exchange scandinavo consolida un volume di scambi superiore al 2009 (+6,8%), confermandosi la borsa su cui transita più energia (19,8 TWh), seguita a distanza ridotta da IpeX (-9% tendenziale) e EEX (+64%), appaiate sui 17-18 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 103.628 TEE nel mese di luglio, in aumento rispetto ai 26.409 TEE scambiati a giugno.

Dei 103.628 TEE scambiati, 52.478 sono stati di Tipo I, 38.511 di tipo II e 12.639 di tipo III.

I prezzi, durante le sessioni di luglio, sono leggermente aumentati per tutte le tipologie rispetto alle medie dei prezzi di giugno, avvicinandosi ai 92 €. Gli scambi e i prezzi sono tornati a rendere vivace il mercato anche se in misura minore

rispetto allo stesso mese del 2009.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di € 91,96 (rispetto a € 91,57 di giugno), i titoli di tipo II ad una media di € 91,89 (rispetto a € 91,26 di giugno) ed i titoli di tipo III ad una media di € 91,97 (rispetto a € 91,55 di giugno). I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine luglio 2010, sono pari a 7.204.765.

Scaduto il termine del 31 maggio per l'adempimento dell'obbligo annuale in capo ai distributori, i volumi di giugno hanno subito una diminuzione, per riprendere a crescere nel mese di luglio, così come è avvenuto negli anni scorsi.

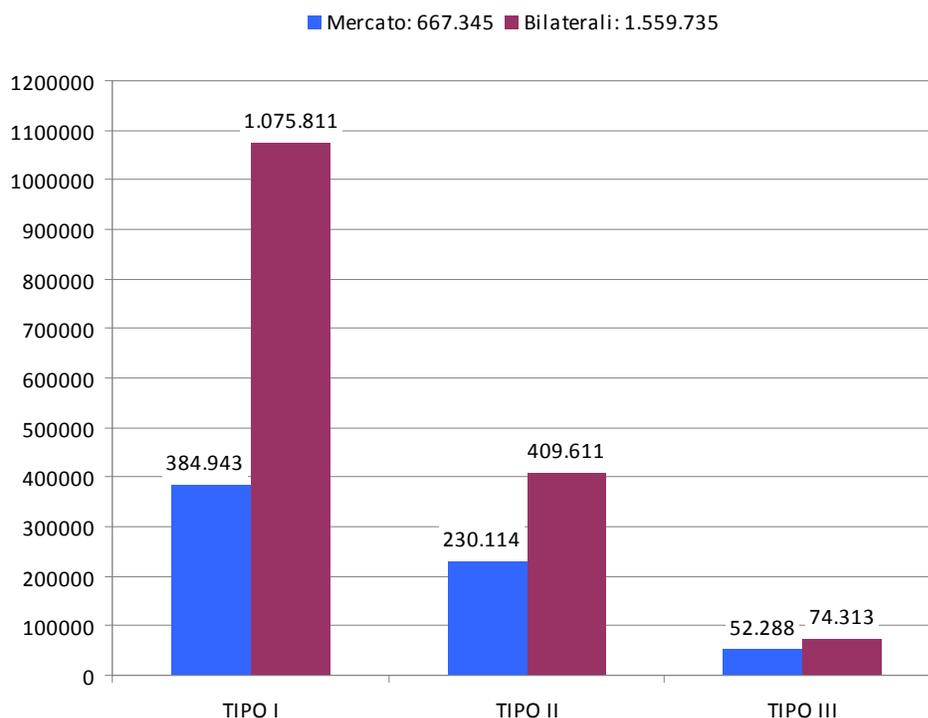
TEE, risultati del mercato del GME - luglio 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	52.478	38.511	12.639
Controvalore (€)	€ 4.825.684	€ 3.538.931	€ 1.162.423
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 91,00	€ 91,00	€ 90,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 92,20	€ 92,10	€ 92,15
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 91,96	€ 91,89	€ 91,97

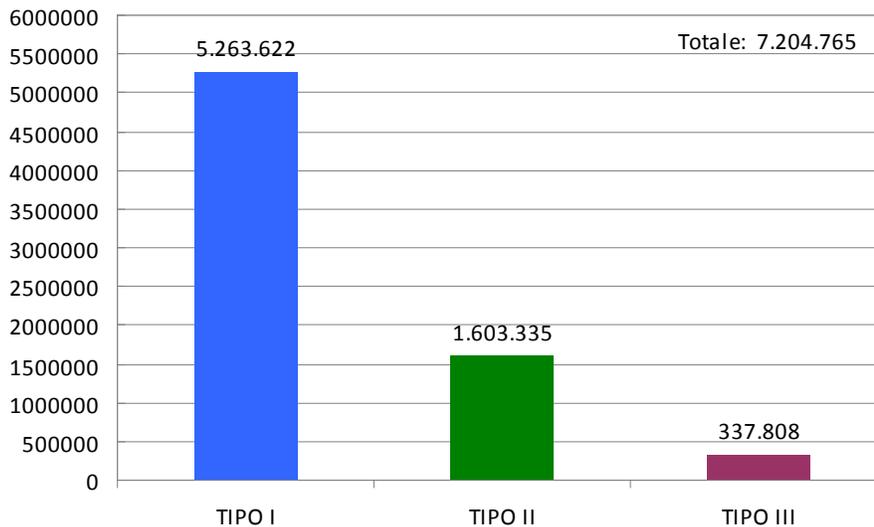
TEE, titoli scambiati gennaio - luglio 2010

Fonte: GME



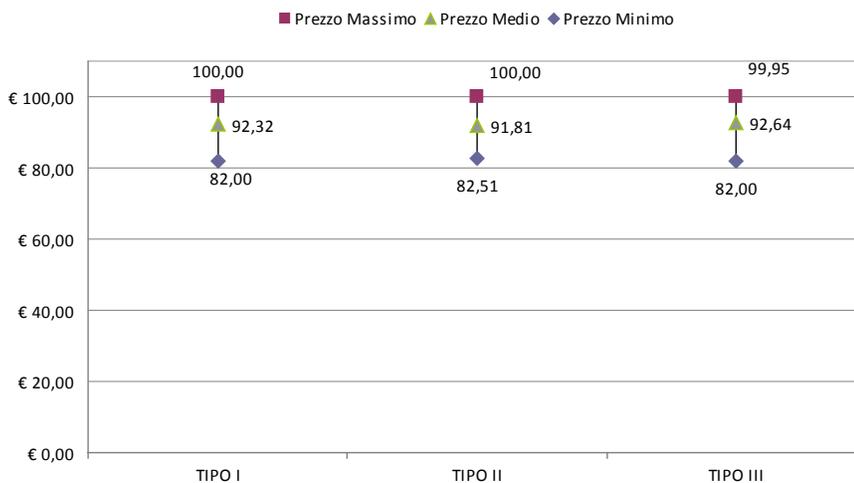
TEE, titoli emessi a fine luglio 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



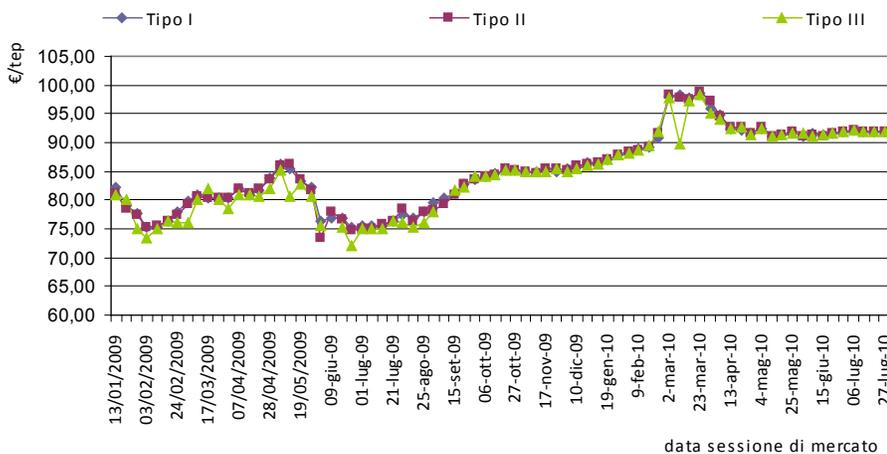
TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio-luglio 2010. Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di luglio sono stati scambiati 184.433 CV, in aumento rispetto ai 97.058 CV negoziati nel mese di giugno.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 160.834, in aumento rispetto ai 72.813 scambiati a giugno. I CV con anno di riferimento 2009 hanno registrato un volume pari a 16.589, in diminuzione rispetto ai 17.594 di giugno.

In discesa anche gli scambi sui CV relativi a produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL) con anno di riferimento 2009, con volumi pari a 1.000 rispetto ai 6.651 di giugno.

Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 in luglio è stato di € 81,44 €/MWh, mentre quello relativo ai CV 2009 è stato pari a 84,18 €/MWh.

La legge di conversione 122/2010 (pubblicata sul supplemento ordinario n. 174 alla Gazzetta Ufficiale di venerdì 30 luglio) del DL 31 maggio 2010 n. 78 all'art. 45 mantiene l'obbligo, per il GSE, di riacquistare i CV in eccesso sul mercato, stabilendo

che, con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, da emanare entro il 31 dicembre 2010, si assicuri che l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi, a decorrere dall'anno 2011, sia inferiore del 30 per cento rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010, prevedendo che almeno l'80 per cento di tale riduzione derivi dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso.

Gli effetti sui prezzi sul mercato CV sono stati relativamente contenuti, con i CV_TRL 2009 che sono scesi di poco più di 1 €/MWh rispetto al mese precedente, i CV 2009 diminuiti di 1,36 €/MWh rispetto al dato del mese scorso. Il calo più marcato lo hanno registrato i CV 2010, i quali hanno subito una variazione di prezzo, rispetto al mese di giugno, pari a 3,77 €/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

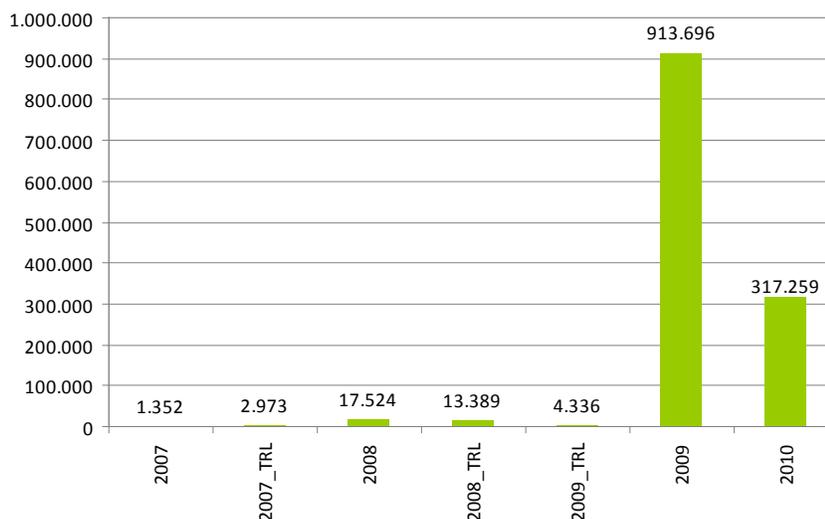
CV, risultati del mercato del GME luglio 2010

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2008	2008_TRL	2009	2009_TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	60	3450	16589	3500	160834
Valore totale (€)	€ 4.503	€ 276.528	€ 1.396.462	€ 279.925	€ 13.099.079
Prezzo minimo (€/CV)	€ 75,00	€ 79,50	€ 79,80	€ 79,00	€ 78,80
Prezzo massimo (€/CV)	€ 76,53	€ 82,00	€ 85,30	€ 79,00	€ 84,90
Prezzo medio (€/CV)	€ 75,05	€ 80,15	€ 84,18	€ 81,00	€ 81,44

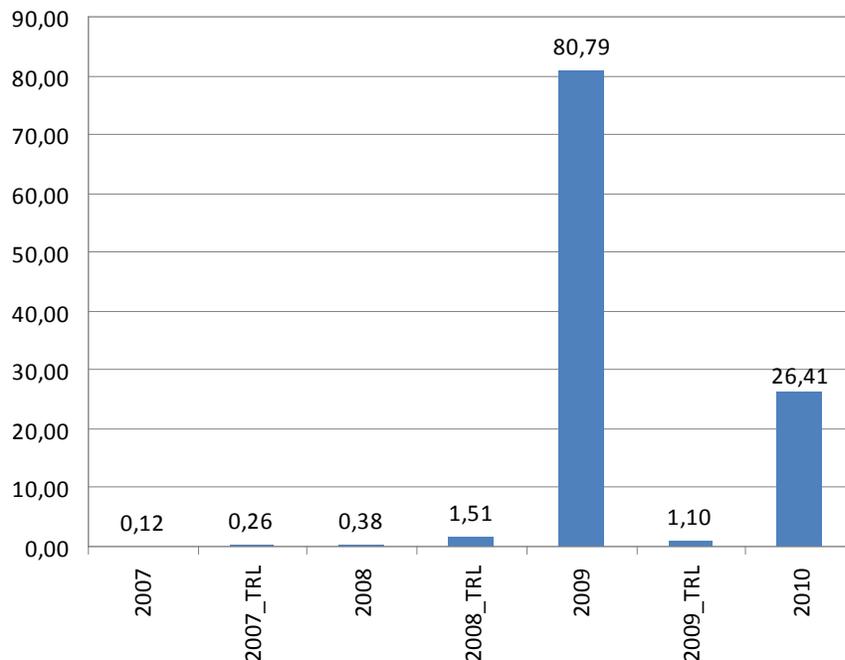
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a luglio 2010)

Fonte: GME



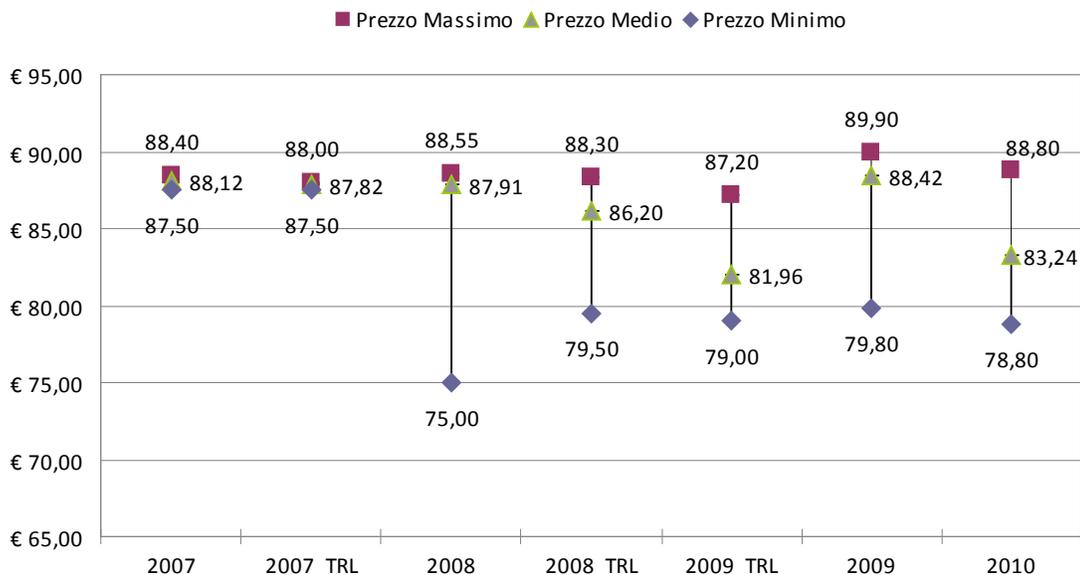
(continua)

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



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

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Durante il mese di luglio i prezzi delle unità di emissione *Dicembre 2010* si sono mossi principalmente all'interno di un trading range compreso tra i 14,06 e i 15,00 €/tonn, con un minimo a 14,01€/tonn e un massimo a 15,68 €/tonn, in diminuzione rispetto ai prezzi di giugno.

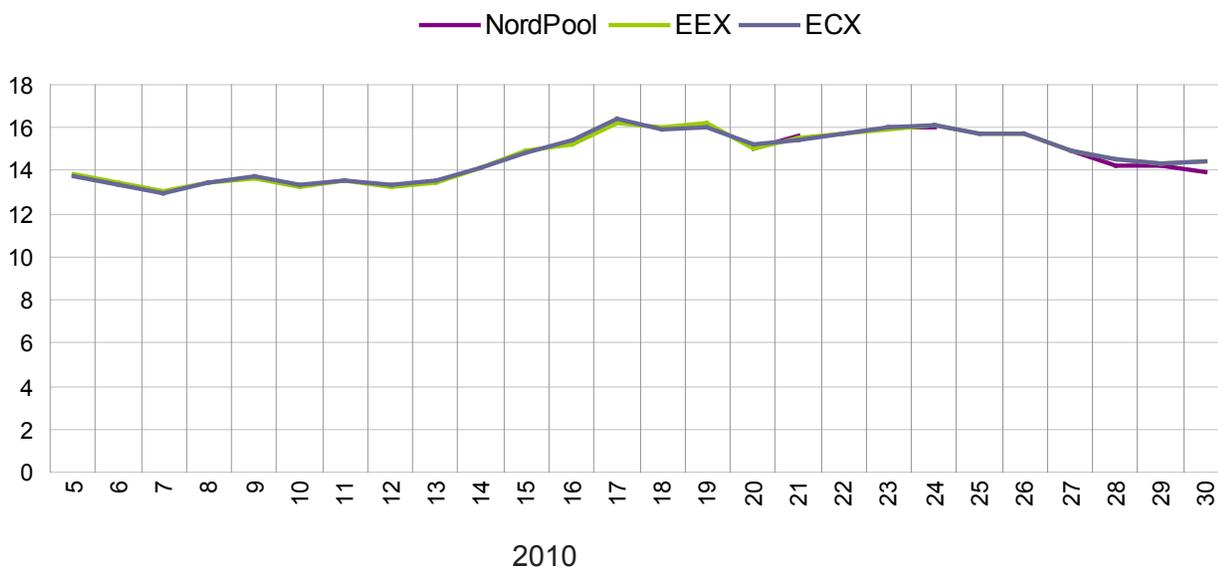
Il mercato ribassista dei mesi estivi segna nell'ultima settimana di luglio, nonostante i bassi volumi scambiati delle unità di emissione, un leggero rialzo dei prezzi. Si nota,

a tale proposito, una positiva correlazione dei titoli relativi alle unità di emissione, con l'andamento del prezzo del greggio (Brent Crude Futr-Usd/bbl.) che, contrariamente ai dati relativi alla crescita del Pil USA, al di sotto delle attese (2,4% a luglio rispetto al 3,2% atteso) ha raggiunto gli 80,75 \$/bbl.

Nel corso del mese luglio sono state scambiate circa 397 milioni di EUA, in diminuzione rispetto alle unità scambiate a giugno (416 milioni di EUA).

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



L'evoluzione della tutela dei consumatori: qualità del servizio, indennizzi, diritti e tutele

di Alberto Grossi, Direttore Direzione Consumatori e Qualità del Servizio, Autorità per l'energia elettrica e il gas

(dalla prima)

possibilità di confrontare i prezzi delle offerte. Il nuovo Codice entrerà in vigore dal 1° gennaio 2011.

Ecco un sintetico elenco delle principali attività e disposizioni inerenti la tutela dei consumatori di energia elettrica e gas assunti dall'Autorità. Il lettore eventualmente interessato potrà trovare maggiori informazioni di dettaglio consultando il sito dell'Autorità www.autorita.energia.it oppure consultando la specifica sezione dedicata alla tutela dei consumatori contenuta nella Relazione Annuale presentata lo scorso 15 luglio 2010 al Parlamento.

Bollette più trasparenti

L'Autorità ha approvato una Direttiva sulla trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità. In sostanza, la bolletta è stata modificata per migliorarne la leggibilità, la comprensibilità e consentire al cliente di verificare più agevolmente consumi e spese. La bolletta deve inoltre contenere alcune informazioni aggiuntive per agevolare il cliente nel rapporto con il fornitore (ad esempio come inoltrare un reclamo, le procedure in caso di mancato o tardivo pagamento della bolletta) e prevedere uno "spazio" per le comunicazioni dell'Autorità; inoltre, deve contenere informazioni sulla tipologia di consumo (consumi medi giornalieri, annuali, se possibile ripartiti in fasce orarie) e, in prospettiva, sul mix di fonti di produzione e la tipologia degli impianti.

La "maggior tutela"

Dal luglio del 2007, l'Autorità ha predisposto una "rete di protezione" per accompagnare l'apertura del mercato dell'energia tutelando, in particolare le famiglie ed i piccoli consumatori, istituendo il cosiddetto "servizio di maggior tutela". In sintesi, si prevede che sia garantito ai clienti che non scelgono un venditore sul mercato libero un servizio di buona qualità ad un prezzo ragionevole fissato dall'Autorità e aggiornato ogni tre mesi. L'Autorità ha anche stabilito che venditori e distributori devono continuare a rispettare gli standard minimi di qualità quali, ad esempio, la tempestività nel fornire le prestazioni maggiormente richieste dai clienti, il tempo massimo per un nuovo allacciamento o per riparare un guasto del contatore.

La scheda per confrontare le offerte

Per contrastare comportamenti poco trasparenti e agevolare le scelte, l'Autorità ha reso obbligatoria una scheda di confronto prezzi dell'energia elettrica che i venditori devono presentare insieme alle loro proposte commerciali a partire dal 1° luglio 2007. La scheda evidenzia, per cinque diversi livelli di consumo, la spesa annua presunta se il cliente aderisce all'offerta commerciale proposta, la spesa annua presunta nel

caso opti per le condizioni standard dell'Autorità, le differenze tra le due alternative sia in valori assoluti che in percentuale. Dal gennaio 2011, per effetto del nuovo Codice di condotta commerciale, i venditori dovranno presentare una scheda di confronto prezzi anche per le offerte di gas naturale o per le offerte dual fuel.

Su Internet l'elenco delle società di vendita affidabili

Sul sito dell'Autorità viene pubblicato anche l'elenco delle società di vendita che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità, per far sì che i consumatori possano conoscere meglio i venditori sul mercato. L'iscrizione all'elenco è volontaria, ma per ottenerla i venditori devono possedere alcuni requisiti definiti dall'Autorità: ad esempio la solidità finanziaria e la diffusione della propria rete commerciale sul territorio.



Qualità del servizio dei call center dei venditori

L'Autorità ha fissato standard di qualità obbligatori per i call center delle aziende di vendita con il fine di migliorare il livello di servizio reso ai consumatori nella fase di interlocuzione con il venditore di energia (es: standard minimi sulla semplicità di accesso, chiamate gratis almeno da rete fissa, tempi di attesa massimi). Dal primo semestre 2009 è prevista la pubblicazione semestrale di una "graduatoria di merito" dei call center basata su punteggi. La graduatoria viene elaborata sulla base dei dati forniti dai soggetti interessati all'Autorità. Il calcolo del punteggio globale (IQT) si basa su punteggi parziali che vengono assegnati a ciascun venditore per l'accesso (PA) e qualità (PQ) del servizio (con un peso complessivo del 70%

L'evoluzione della tutela dei consumatori: qualità del servizio, indennizzi, diritti e tutele (continua)

Tabella 1: Qualità del servizio dei call center dei venditori - graduatoria relativa al II semestre 2009

N.	VENITORE	PUNTEGGIO PA	PUNTEGGIO PQ	PUNTEGGIO PSQ	PUNTEGGIO FINALE IQT II SEMESTRE 2009	PUNTEGGIO FINALE IQT I SEMESTRE 2009	VARIAZIONE PUNTEGGIO RISPETTO AL 1° SEM. 2009
1	LINEA PIU S.P.A.	53	122	95,1	96,2	99,9	↓
2	ENI S.P.A.	74	107	82,4	94,7	53,3	↑
3	HERA COMM S.R.L. SOCIO UNICO HERA S.P.A.	50	115	93,5	91,9	83,8	↑
4	EDISON ENERGIA S.P.A.	95	70	86,3	89,7	94,1	↓
5	AZA ENERGIA S.P.A.	33	107	98,2	83,6	87,9	↓
6	TRENTA S.P.A.	44	87	98,9	80,3	82,8	↓
7	SGR SERVIZI S.P.A.	44	86	99,8	80,2	65,9	↑
8	E.ON Energia S.p.A.	57	83	86,8	80,2	84,2	↓
9	GAS NATURAL VENDITA ITALIA S.P.A.	45	85	95,2	78,8	76,5	↑
10	ENEL SERVIZIO ELETTRICO S.P.A.	57	76	88,6	78	72	↑
	SISTEMA (MEDIA PONDERATA SUI CLIENTI FINALI PUNTEGGI IQT)				77,66		
11	ENIA ENERGIA S.P.A.	50	70	92,6	74,2	72,6	↑
12	VIVIGAS S.P.A. (EROGASMET VENDITA - VIVIGAS S.P.A.)	37	77	93,6	72,2	70,2	↑
13	ITALCOGIM ENERGIE S.P.A.	59	57	90,1	71,9	43,3	↑
14	ASM ENERGIA E AMBIENTE S.R.L.	47	63	97,5	71,8	43,7	↑
15	ESTRA ENERGIE S.R.L.	34	71	98	70	67,1	↑
16	ENEL ENERGIA S.P.A.	47	70	79	68,9	71,9	↓
17	GELSIA ENERGIA SRL	35	63	100	67,9	-(1)	-
18	AMG GAS S.R.L.	39	62	91,2	66,4	60	↑
19	ASCOTRADE S.P.A.	34	53	96,9	62,7	42,5	↑
20	AGSM ENERGIA Spa	30	57	95,6	62,3	46	↑
21	TOSCANA ENERGIA CLIENTI S.p.a. (EX TOSCANA GAS CLIENTI)	51	41	87,1	61,7	56,8	↑
22	ACEAELECTRABEL ELETTRICITÀ SPA	48	38	92,3	60,9	60,4	↑
23	IRIDE MERCATO S.P.A.	44	30	95	57,1	49,5	↑
24	SORGENIA S.P.A.	44	40	80	56,5	64,2	↓
25	AMGA ENERGIA & SERVIZI S.R.L.	33	34	98,6	55,5	59,9	↓
26	ACAM CLIENTI S.P.A.	30	34	96,4	53,7	-(1)	-
27	ESTENERGY S.P.A.	41	30	84,1	52,7	43,4	↑
28	PROMETEO S.P.A.	42	17	97,4	52	52,3	↓
29	ACEGAS-APS SERVICE S.R.L.	41	20	85	49,1	42,1	↑

sul punteggio globale) e per la soddisfazione dei clienti (PSC) dichiarata dopo l'uso del servizio (peso del 30% sul punteggio globale). La tabella 1 mostra la graduatoria relativa al II semestre 2009.

Il numero verde e lo "Sportello per il consumatore di energia"

Nel luglio 2007 l'Autorità ha attivato un numero verde per dare tutte le informazioni sulla liberalizzazione; nel dicembre 2009, il servizio è stato ampliato con la nascita di un vero e proprio Sportello per il consumatore di energia elettrica e gas, gestito dall'Acquirente Unico S.p.A. per conto dell'Autorità. Il call center dello Sportello costituisce il principale strumento informativo per conoscere e far valere tutele e diritti previsti dall'Autorità a favore dei consumatori, per ottenere informazioni sul bonus elettrico e sul bonus gas, sui nuovi prezzi bio-

rari, sulle opportunità offerte dalla liberalizzazione dei mercati energetici o per monitorare lo stato di eventuali reclami inoltrati. L'andamento delle chiamate mostra un trend in costante crescita, man mano che aumenta il grado di liberalizzazione dei mercati energetici e si diffonde la conoscenza dello strumento:

2007: 9.144 (dal 2 luglio)

2008: 48.338

2009: 291.593

2010: 263.914 (primi sei mesi).

I livelli di qualità del call center sono monitorati nell'ambito del Protocollo di intesa "Mettiamoci la faccia" fra Autorità e Ministero per la Pubblica Amministrazione e l'Innovazione e resi pubblici attraverso il sito internet dell'Autorità; essi mostrano un elevato livello di soddisfazione espresso dagli utenti del servizio.

L'evoluzione della tutela dei consumatori: qualità del servizio, indennizzi, diritti e tutele

(continua)

Tabella 2: Livello di soddisfazione di cui al protocollo "Mettiamoci la faccia" – periodo da gennaio a giugno 2010

Livello di soddisfazione:	
servizio buono	😊 83,2%
servizio sufficiente	😐 13,4%
servizio negativo	😞 3,4%
Le ragioni di insoddisfazione del 3,4% degli utenti sono per:	
Tempo di attesa	11,3%
Risposta negativa	36,1%
Necessità di richiamare	37,6%
Professionalità dell'impiegato	15,0%
Gli Standard di qualità sono:	
Accessibilità al servizio (%) AS	99,7%
Tempo medio di attesa TMA	104,0%
Livello di servizio LS	87,1%

Oltre al call center, lo Sportello è organizzato anche per fornire assistenza ai consumatori sui reclami scritti da questi inviati ai venditori di energia e che vengono successivamente inoltrati allo Sportello in caso di mancata od insoddisfacente risposta degli operatori. L'Unità Reclami dello Sportello ha gestito da dicembre 2009 a marzo 2010 circa 18.000 singoli casi, generati a loro volta da un flusso documentale in entrata di oltre 40.000 lettere registrate.

Per comunicare con lo Sportello c'è il numero verde 800166654 o il numero 0680134060 riservato a chi utilizza il cellulare. Esiste anche un fax verde (800185024 per richieste di informazioni, oppure 800185025 per reclami e segnalazioni).

Più informazioni al consumatore

Per informare le famiglie e i piccoli consumatori sulle novità della liberalizzazione, l'Autorità ha realizzato e distribuito insieme alla Commissione Europea la guida "Energia semplice, le novità sul mercato dell'energia elettrica e il gas" che si propone di rispondere a domande quali: "Che cosa vuol dire che il mercato dell'energia è libero? Posso scegliere una nuova offerta? Costa cambiare? Ed è facile?".

La guida è stata diffusa in più di un milione di copie ed è stata

messa a disposizione delle Associazioni dei consumatori ed è "scaricabile" dai siti <http://ec.europa.eu/italia>, <http://ec.europa.eu/energy>, www.autorita.energia.it.

Dopo "Energia semplice", nel gennaio 2010 l'Autorità ha diffuso l'*Atlante dei diritti dei consumatori di energia*, una guida che raccoglie i diritti, garanzie e tutele previsti dall'insieme delle norme finora approvate dall'Autorità. L'Atlante utilizza lo schema della "domanda e risposta" (come si chiede un allaccio? Come si cambia fornitore? Posso rateizzare la bolletta?) ed è "scaricabile" dal sito www.autorita.energia.it.

I nuovi strumenti: il Trova-offerte e il PesaConsumi

Per aiutare i consumatori nell'individuare sul mercato libero l'eventuale offerta di energia elettrica più adatta alle proprie esigenze, ma anche l'offerta di gas più conveniente in base alle abitudini personali, l'Autorità ha messo a disposizione sul proprio sito internet il Trova-offerte, uno strumento che permette di mettere a confronto le offerte di numerose società di vendita nell'area di interesse, di valutare le varie condizioni e la relativa spesa.

Attualmente il Trova Offerte è rivolto esclusivamente ai clienti domestici di energia elettrica e di gas, anche se è prevista

L'evoluzione della tutela dei consumatori: qualità del servizio, indennizzi, diritti e tutele (continua)

l'estensione dello strumento alle offerte orientate al mercato non domestico.

Dal 10 aprile 2009, la pagina iniziale del Trova-offerte ha registrato oltre 624.000 accessi, per una media di 1.373 accessi/giorno.

Da luglio 2010 è operativo sul sito dell'Autorità anche un nuovo strumento: il PesaConsumi che serve per un utilizzo più efficiente degli elettrodomestici. Si tratta di un simulatore di

consumi che consente di calcolare quanto i singoli elettrodomestici di casa influiscano in percentuale sui consumi complessivi, evidenziando in particolare i consumi nella fascia più costosa F1, aiutando così il consumatore ad orientare meglio l'utilizzo degli elettrodomestici soprattutto in riferimento ai nuovi prezzi biorari, con un possibile parziale loro spostamento nelle fasce F2 e F3 più convenienti.

Note:

(1) Per effetto del sistema di premi e multe introdotto dall'Autorità, la qualità del servizio è fortemente migliorata, passando da 192 minuti di stop delle forniture di elettricità per cliente nel 1999 a 46 minuti nel 2009 mentre la frequenza delle interruzioni si è ridotta dal 50%. Inoltre, dal 2004 ad oggi, i consumatori hanno beneficiato di oltre 32 milioni di euro di rimborsi automatici. Sul fronte della promozione della concorrenza, la maggiore competizione introdotta nel settore elettrico ha consentito di evitare costi per circa 4 miliardi di euro l'anno; molto diversa la situazione del gas dove si scontano forti ritardi nell'apertura alla concorrenza e nello sviluppo delle infrastrutture.

Il costo di approvvigionamento del gas naturale nei prezzi di riferimento stabiliti dall’Autorità per i consumatori tutelati: criteri di determinazione e problematiche

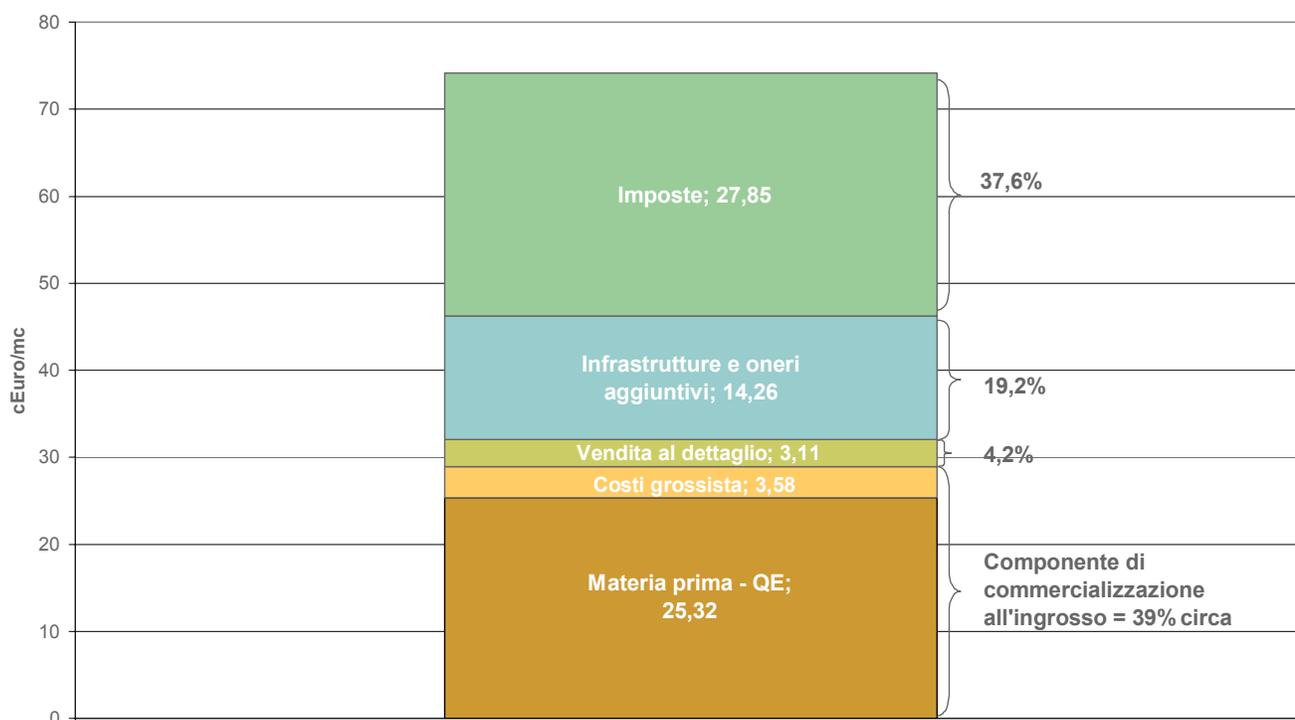
di Gian Paolo Repetto, RIE

Le condizioni economiche di riferimento definite dal Regolatore per i clienti gas tutelati (1) si articolano in una quindicina di quote unitarie, variabili e fisse. Tali componenti, assieme alle imposte che gravano sul consumo finale (imposta di consumo, addizionali regionali ed IVA), sono sintetizzabili e raggruppabili per fase della filiera come da grafico. I valori rappresentati sono quelli in vigore nel trimestre luglio-settembre 2010 e riferiti ad un consumo domestico medio di 1400 mc/anno. La spesa su base annua risulta di 1.038 euro, di cui 648 euro relativi al prezzo in-

dustriale del gas e 390 euro per imposte (37,6%). I costi relativi alle infrastrutture di trasporto, stoccaggio e distribuzione – che rappresentano per il venditore finale costi “passanti” - pesano per circa il 19% sul prezzo lordo imposte e per il 31% sul prezzo industriale.

Come noto, ciascun venditore è obbligato ad offrire ai clienti finali che hanno diritto alla tutela, insieme alle proposte dallo stesso definite, il servizio alle condizioni economiche stabilite dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas (AEEG).

Composizione del prezzo medio di riferimento lordo imposte: media Italia per consumo annuo di 1.400 mc - trimestre luglio-settembre 2010



Fonte: elaborazioni RIE su dati AEEG

(1) Sulla base della normativa primaria AEEG ha definito le categorie di clienti gas che rientrano nel perimetro di tutela: a) clienti domestici a riscaldamento autonomo; b) condomini con consumi inferiori ai 200.000 mc/anno; c) tutela provvisoria, fino al 30 settembre 2011, per clienti non domestici con consumi inferiori a 200.000 mc/anno che non hanno ancora esercitato il passaggio al libero mercato.

Il costo di approvvigionamento del gas naturale nei prezzi di riferimento stabiliti dall'Autorità per i consumatori tutelati: criteri di determinazione e problematiche

(continua)

Nella catena del valore del gas, il costo di approvvigionamento riconosciuto alle società di vendita finale nel prezzo di riferimento al consumo, è la cosiddetta Componente di Commercializzazione all'Ingrosso (CCI). La CCI è formata da due quote :

- QE = rappresenta il costo di approvvigionamento della materia prima gas per il sistema Italia (attualmente 25,32 cEuro/mc, pari a circa il 34% del prezzo imposte incluse);
- QCI = copre i costi commerciali del grossista (3,58 cEuro/mc).

Con delibera ARG/Gas 89/10 del 18 giugno scorso AEEG è intervenuta sulla componente QE, modificando le modalità di calcolo e determinandone per l'aggiornamento del 1 ottobre 2010 (inizio del nuovo anno termico) una diminuzione di circa 2 cEuro/mc rispetto alla precedente formulazione. Il riflesso sul prezzo finale medio lordo imposte è una riduzione del 3% (33 euro/anno per 1.400 mc di consumo) e del 4,5% circa sul prezzo industriale. Prendendo spunto da quest'ultima decisione, ripercorriamo sinteticamente principi e criteri che, all'interno del quadro normativo primario che si è via costruito e modificato in tema di prezzi tutelati, hanno "storicamente" guidato il Regolatore nella definizione dei meccanismi di riconoscimento nel prezzo finale del costo della materia prima gas.

La QE rappresenta il costo di approvvigionamento di gas naturale all'importazione da parte del sistema italiano, al netto dei costi del trasporto internazionale e comprensivo di perdite, consumi e royalties per il transito in Paesi terzi rispetto ai Paesi produttori. E' la quota di prezzo che è sottoposta ad indicizzazione ed aggiornata trimestralmente sulla base dell'andamento dei prezzi internazionali dei combustibili di riferimento. Attualmente il paniere è costituito da gasolio (con peso 41%), olio combustibile Btz (46%), petrolio Brent (13%). Il costo di approvvigionamento è quello dei contratti a lungo termine, relazione che AEEG ha deciso di mantenere anche nell'ultima delibera per gli obiettivi di sicurezza delle forniture che questi perseguono e per evitare di porre in capo al consumatore un eccessivo rischio di volatilità

dei prezzi in caso di utilizzazione dei valori spot, pur avendo questi ultimi assunto nell'attuale congiuntura internazionale un'importanza ben superiore al passato.

AEEG isolò la QE dal costo complessivo del gas al "city gate" (2) per la prima volta nel 1999 (delibera n. 52/99). Il criterio seguito fu che il valore base della materia prima da indicizzare doveva essere calcolato tenendo conto: a) del costo medio di approvvigionamento del gas nei Paesi dell'UE; b) dei costi di approvvigionamento del sistema nazionale. A quel tempo SNAM era sostanzialmente l'importatore unico, quindi il costo di approvvigionamento del gas per il sistema Italia era il costo di approvvigionamento dell'azienda del Gruppo ENI. L'analisi AEEG condusse alla conclusione che i costi di importazione del gas in Italia risultavano in linea con la media UE, quindi le definizioni a) e b) convergevano su valori analoghi.

Nella prima revisione della metodologia effettuata nel 2002 con delibera n. 195/02 (3), AEEG ribadì che il principio per le modalità di calcolo del valore base della QE restava quello del duplice riferimento al costo di approvvigionamento del sistema e alla media dei costi UE.

Nel corso degli anni successivi, sulla base di disposizioni della normativa primaria (4), AEEG è intervenuta sovente a modificare le modalità di calcolo e di aggiornamento periodico della componente, cercando di adattare ai cambiamenti che si stavano verificando o preannunciando sui mercati nazionale ed internazionali del gas. Ciò soprattutto in relazione alla crescita dei prezzi dei prodotti petroliferi che inizialmente (2004) si riteneva di carattere congiunturale.

La delibera n. 248/04 introdusse nel procedimento di calcolo coefficienti finalizzati ad attenuare l'incidenza delle variazioni dei prezzi legate all'andamento dei prodotti petroliferi. L'intenzione era di riflettere nelle formule di calcolo le c.d. "clausole di salvaguardia", clausole che possono essere contenute nei contratti internazionali e che sono volte a ridurre il rischio-prezzo, attenuandone le variazioni al di sopra (a tutela dell'acquirente) e al di

(2) Il "city gate" corrisponde alle c.d. cabine REMI (regolazione e misura del gas) di interconnessione tra la rete di trasporto e le reti di distribuzione cittadine. Il valore del gas al "city gate" comprende, oltre alla QE e al costo commerciale del grossista, anche il costo di trasporto e di stoccaggio.

(3) La delibera 195/02 procedette ad un "ribasamento" degli indici di riferimento e all'allungamento da 2 a 3 mesi dell'intervallo di aggiornamento dei prezzi.

(4) Ricordiamo per esempio: il dpcm 31 ottobre 2002 stabilì, tra l'altro, che AEEG deve definire metodologie di aggiornamento delle tariffe in relazione alla componente costi variabili, che minimizzino l'impatto inflazionistico, prevedendo frequenze di aggiornamento congrue con l'obiettivo di ridurre gli impulsi inflazionistici dei prezzi dell'energia sotto il vincolo di tutelare la piena economicità delle imprese; il DL 185/08 dispose che AEEG doveva adottare misure e formulare ai Ministri competenti le proposte necessarie per assicurare che le famiglie fruissero rapidamente dei vantaggi delle diminuzioni dei prezzi dei prodotti petroliferi.

Il costo di approvvigionamento del gas naturale nei prezzi di riferimento stabiliti dall'Autorità per i consumatori tutelati: criteri di determinazione e problematiche

(continua)

sotto (a tutela del produttore) di alcune soglie. La delibera aprì una lunga stagione di contenziosi con gli operatori, caratterizzata anche da successive contrastanti pronunce della giustizia amministrativa, che si chiuse con la caducazione della delibera stessa e nuovi interventi del Regolatore per rivedere e adeguare la metodologia (5). La delibera ARG/Gas 64/09, sulla cui struttura base è avvenuta l'ultima riduzione stabilita dalla ARG/Gas 89/10 (6), giunse infine ad una maggior semplificazione della formulazione e dei calcoli.

In definitiva dal 2002 ad oggi AEEG è intervenuta 7 volte a modificare il computo della QE, cercando sia di seguire che di anticipare le dinamiche del mercato.

Dal punto di vista dei principi alla base delle formule di conteggio, AEEG nei recenti interventi ha sostenuto (7) che "la modalità di determinazione della QE, pur avendo subito nel corso del tempo diverse variazioni rispetto alla modalità inizialmente introdotta, prende a riferimento il costo medio di approvvigionamento di un operatore efficiente". Secondo AEEG questo criterio, finalizzato al contenimento dei costi per il cliente finale, risulta, "per quanto possibile", compatibile con la tutela dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese.

Il riferimento al costo medio dell'operatore efficiente è indubbiamente un elemento problematico della metodologia. Può comportare infatti che operatori necessari per "coprire" la domanda, ma con condizioni di approvvigionamento diverse rispetto a quelle assunte da AEEG (che non si può escludere siano comunque efficienti), abbiano difficoltà a formulare offerte a sconto rispetto ai prezzi regolati e ad ottenere margini sufficientemente remunerativi per stare sul mercato. Negli scorsi anni termici questo criterio potrebbe avere contribuito a limitare la numerosità delle offerte e la loro ampiezza in termini di sconto. Nel dibattito con il Regolatore, le associazioni degli operatori hanno sovente sostenuto che la QE dovrebbe essere fissata, invece, sul costo dell'operatore marginale. Data la struttura del mercato italiano all'ingrosso, si tratta di un prob-

lema metodologico non di poco conto.

Ma l'origine della questione, riteniamo, risiede nella difficile e complessa coesistenza tra prezzi regolati e prezzi liberi. Infatti se da un lato i primi possono diventare termine di riferimento per i secondi e guida per le strategie delle imprese, dall'altro se le condizioni amministrative non riflettono adeguatamente la situazione di approvvigionamento all'ingrosso, rischiano di ridurre il potenziale di competizione di un mercato (8), limitando la possibilità degli operatori di proporre offerte libere a prezzi che stimolino il consumatore allo switch. Con effetti contrari a quelli che si vorrebbero ottenere.

L'attuale congiuntura, caratterizzata da un'accresciuta competitività nel mercato upstream dovuta ai nuovi rapporti offerta/domanda e dalla disponibilità di partite di gas infrannuale a prezzi molto bassi, ha permesso, almeno ad una parte di operatori, costi effettivi di approvvigionamento più favorevoli rispetto al passato e conseguentemente spazi di competizione più ampi. Ciò ha cominciato a riflettersi sul mercato finale con offerte a sconto rispetto ai prezzi di riferimento. E' il primo anno termico in cui questo avviene. AEEG ha però ritenuto tali offerte insufficienti a riflettere le nuove condizioni di approvvigionamento ed è intervenuta a ridurre, nella misura prima indicata, il livello della QE.

Certo è che la rapidità con cui le condizioni di mercato mutano rende sempre più complessa e difficoltosa la capacità di adeguamento e di anticipazione da parte delle politiche di regolazione. Quanto i rapporti offerta/domanda possano permanere a livelli attuali è difficile dire, anche per la difficoltà a formulare previsioni sul superamento della crisi economica e sull'andamento dei prezzi del gas nei mercati internazionali. E bastata una lieve ripresa della domanda perché negli ultimi mesi i prezzi agli hubs europei salissero significativamente (anche dell'80%) rispetto ai livelli della seconda metà del 2009.

(5) Delibera n. 134/06 e delibera 79/07.

(6) La riduzione è stata ottenuta moltiplicando, per l'anno termico 1 ottobre 2010-30 settembre 2011, il parametro QE_0 , di cui all'articolo 6.2 dell'allegato A della delibera ARG/Gas 64/09 per un coefficiente K pari a 0,925.

(7) Vd Documento di Consultazione n. 5/10, pag. 4.

(8) Il problema viene sottolineato anche dall'European Regulators Group for Electricity & Gas (EREG), vd "EREG 2008 - "Status Review of the Liberalisation and Implementation of the energy Regulatory Framework" – dicembre 2008.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 100/10** | “Verifica di conformità delle proposte di modifica degli Allegati A6, A13, A22 e A26 al Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete e della proposta di definizione delle modalità di utilizzo del teledistacco applicato ad impianti di produzione da fonte eolica predisposte da Terna S.p.A” | pubblicata il 7 luglio 2010 | [Download](#) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/100-10arg.htm>

Con il provvedimento de quo, l’Autorità ha positivamente verificato la proposta di modifica e di integrazione apportate da Terna al proprio Codice di rete, al fine di adeguare lo stesso alle disposizioni contenute nell’Allegato A alla Delibera dell’AEEG ARG/elt 5/10 del 25 gennaio 2010, recante “Condizioni per il dispacciamento dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili”.

A tal proposito si rammenta, infatti, che l’art. 63 dell’Allegato A alla deliberazione dell’AEEG n. 250 del 30 dicembre 2004 - recante direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l’adozione del codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (nel seguito: Codice di rete) - dispone che Terna trasmetta all’Autorità il Codice di rete, ovvero i successivi aggiornamenti e/o integrazioni, e che il Regolatore, entro novanta giorni dal ricevimento della documentazione, si pronunci per la relativa approvazione.

In data 18 giugno 2010, Terna ha trasmesso, in particolare, all’Autorità la proposta di modifica degli Allegati A6 “Criteri di telecontrollo e acquisizione dei dati”, A13 “Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna”, A22 “Procedura di selezione delle risorse nella fase di programmazione” e A26 “Contratto di dispacciamento in immissione e in prelievo” al Codice di rete, unitamente ad una proposta di integrazione del Codice medesimo recante “Modalità di utilizzo del teledistacco applicato ad impianti di produzione da fonte eolica” (Allegato A64).

In esito alla verifica positiva in oggetto, con comunicato agli operatori del 12 luglio 2010, Terna ha reso nota la pubblicazione della versione aggiornata del Codice di rete, comprensiva delle relative modifiche ed integrazioni in commento, determinandone la sua effettiva entrata in vigore.

■ **Documento di consultazione dell’AEEG 21/10** | “L’approvvigionamento a termine da parte di Terna delle risorse interrompibili a partire dal 2011” | pubblicato il 6 luglio 2010 | [Download](#) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/021-10dco.jsp>

Con il presente documento di consultazione (DCO) l’AEEG intende raccogliere - nell’ambito del quadro normativo vigente e al fine dell’adozione dei relativi provvedimenti - le osservazioni degli operatori in merito alla definizione dei principali elementi che dovrebbero caratterizzare le assegnazioni e i relativi corrispettivi di remunerazione per i servizi di interrompibilità dei prelievi dalla rete (istantanea, di emergenza, con preavviso) a partire dal 1 gennaio 2011 e fino al 31 dicembre 2013.

In argomento, secondo quanto contenuto nel DCO in commento, l’Autorità intende confermare, in linea generale, i medesimi criteri per l’assegnazione delle risorse interrompibili attualmente in vigore ai sensi della deliberazione AEEG n.289 del 15 dicembre 2006, “non essendo mutati ad oggi i presupposti che né hanno determinato l’adozione”.

In particolare, la citata deliberazione disciplina:

- la tipologia e le caratteristiche dei diversi servizi oggetto di assegnazione;
- per ciascun servizio, le quantità massime oggetto di assegnazione;
- la durata delle obbligazioni assunte dai soggetti selezionati, la struttura dei corrispettivi nonché altri parametri del contratto tipo tra Terna e i soggetti selezionati;
- le modalità con cui vengono selezionati i soggetti chiamati a fornire i diversi servizi e i criteri con cui viene definito il livello dei corrispettivi riconosciuti a fronte del servizio reso.

La struttura dei corrispettivi, nello specifico, continuerebbe a prevedere:

- un premio annuale, differenziato a seconda del servizio, e pari a:
 - 150.000 euro/anno per il servizio di interrompibilità istantanea e 100.000 euro/anno per il servizio di interrompibilità di emergenza, fino al raggiungimento di un primo livello quantitativo di risorse;
 - per le quantità eccedenti detto livello, il premio annuale, per ciascun servizio, viene definito, partendo dai valori massimi di cui sopra, a seguito dello svolgimento di procedure concorsuali al ribasso secondo una modalità di gara con più rounds di offerta successivi (metodo descending clock).

- un corrispettivo variabile in funzione del numero e della durata delle interruzioni effettivamente richieste da Terna, il quale può assumere anche valori negativi nel caso in cui il numero di interruzioni annuali risulti, a consuntivo, inferiore ad un minimo di 10 interruzioni/anno.

Con specifico riguardo al servizio di interrompibilità con preavviso, in continuità con quanto disposto dalla deliberazione n. 289/06 si prevede che Terna si approvvigioni delle relative risorse nell’ambito del mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD) in concorrenza con le equipollenti risorse rese disponibili dalle unità di produzione, ciò in ragione dell’analogia delle prestazioni che caratterizzano questo servizio con quelle rese disponibili dalle risorse normalmente approvvigionate da Terna nel MSD.

Novità normative di settore (continua)

Con riferimento alla determinazione delle quantità massime da assegnare ai diversi servizi, il Regolatore, confermando le disposizioni attualmente vigenti, prevede che le stesse siano individuate da Terna, previa approvazione da parte dell'AEEG, ritenendo altresì opportuno consentire a Terna di modificare nel corso del triennio le quantità originariamente individuate e di procedere - sempre in esito all'approvazione dell'Autorità - ad ulteriori assegnazioni integrative.

Da ultimo, anche al fine di assicurare una maggiore efficacia del servizio di interrompibilità, il Regolatore ritiene opportuno riconoscere a Terna la facoltà di differenziare l'approvvigionamento delle relative risorse per i diversi servizi, secondo una suddivisione in aree geografiche all'uopo individuate dal medesimo Gestore di rete.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'AEEG le eventuali osservazioni entro il 30 agosto 2010, termine previsto per la chiusura della presente consultazione.

■ **Documento di consultazione dell'AEEG 23/10 | "Controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili" | pubblicato il 20 luglio 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/023-10dco.jsp>**

Con il DCO in oggetto l'Autorità illustra una proposta di regolazione finalizzata ad applicare un adeguato controllo, in termini di trasparenza, delle offerte commerciali di vendita di energia verde presentate ai clienti finali, e a verificare con certezza che, all'energia venduta e classificata come rinnovabile, corrisponda un'effettiva e reale produzione da fonti rinnovabili.

Nelle premesse, il Regolatore evidenzia che il controllo delle offerte commerciali di energia verde risulta, allo stato, importante al punto che il settore ha già applicato forme di autoregolazione e certificazione privata, le quali assumono però solo carattere di volontarietà e dunque, nella loro attuale configurazione, non sono in grado di garantire un efficace controllo a carattere sistemico.

In materia, l'Autorità aveva già pubblicato, nel mese di luglio 2009, il DCO n. 26/09 dal titolo "Meccanismo di controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili" con il quale il Regolatore intendeva presentare un primo approccio alla regolazione delle offerte di energia verde in attesa della definizione di un più completo quadro normativo.

Tale documento proponeva tre opzioni per il controllo della vendita di energia da fonti rinnovabili, individuate dal Regolatore al fine di presentare i meccanismi più adatti per promuovere la trasparenza e la concorrenza nel segmento della vendita ai clienti finali dell'energia elettrica da fonti rinnovabili.

Con il successivo DCO n. 23/10 in oggetto, l'AEEG, in considerazione anche dell'entrata in vigore del Decreto MSE 31 luglio 2009 recante "Criteri e modalità per la fornitura ai clienti

finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale", riformula le opzioni precedentemente delineate, creando un collegamento tra il processo di controllo in commento e le disposizioni dettate dal citato decreto ministeriale.

Infatti, il Decreto MSE 31 luglio 2010 definisce le modalità con cui le imprese esercenti attività di vendita di energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali in merito a:

- la composizione del mix di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita dalle imprese di vendita (fuel mix disclosure);
- l'impatto ambientale connesso alla produzione di energia elettrica.

In applicazione di tale decreto, il GSE ha già avviato una procedura - approvata dal MSE, previo parere positivo da parte dell'Autorità ai sensi dell'articolo 5 del medesimo decreto - finalizzata a:

- certificare l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e immessa in rete da ciascun produttore in ciascun anno solare (certificazione di origine ICO);

- emettere i certificati di origine (titoli CO-FER) da assegnare ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili in relazione all'energia elettrica effettivamente prodotta e immessa in rete in ciascun anno solare;

- trasferire la certificazione di origine (titoli CO-FER) dai produttori ai venditori secondo principi di trasparenza e di tracciabilità dei trasferimenti, in maniera tale che una data certificazione di origine risulti sempre nella titolarità di un unico soggetto (produttore o venditore).

Secondo quanto esposto nel DCO in commento, l'Autorità ritiene dunque opportuno prevedere che le certificazioni ICO e i titoli CO-FER rappresentino la base su cui implementare la regolazione e la verifica delle offerte commerciali di energia verde.

In dettaglio, al fine di verificare che l'insieme di energia elettrica oggetto delle offerte commerciali di energia verde in un dato anno "n" corrisponda al quantitativo di energia elettrica coperto da titoli CO-FER, il GSE dovrà provvedere ad effettuare gli opportuni controlli, con modalità dallo stesso definite e coerenti con le tempistiche di svolgimento del processo di comunicazione del fuel mix disclosure posto dal Decreto MSE 31 luglio 2009.

In caso di riscontro di disallineamento, ciascun esercente la vendita sarà tenuto a corrispondere al GSE un corrispettivo unitario per ogni MWh eccedente i quantitativi non coperti dai titoli CO-FER dal medesimo posseduti.

Secondo lo schema proposto, qualora l'esercente la vendita non risulti già in possesso dell'ammontare necessario di titoli CO-FER utile al fine del superamento della relativa verifica, lo stesso avrà la facoltà di perfezionare eventuali scambi di CO-FER con gli altri soggetti (produttori e/o venditori) che,

Novità normative di settore (continua)

eventualmente, detengono un surplus delle relative certificazioni, ponendo le basi, in tal senso, per lo sviluppo di un vero e proprio mercato delle certificazioni CO-FER.

Gli eventuali ricavi complessivamente ottenuti dal GSE saranno versati a riduzione della componente tariffaria relativa al "Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili assimilati".

Al contempo, il Regolatore prevede che possano parallelamente continuare ad essere utilizzati anche gli altri marchi volontari già oggi in uso - ad esempio i RECs e tutti gli altri marchi già diffusi - imponendo però che tali marchi, o qualsivoglia ulteriore strumento di promozione, risultino sempre affiancati da opportuni processi di verifica, anche tramite l'intervento esterno di certificatori privati.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'AEEG eventuali osservazioni e/o proposte in materia entro il 13 settembre 2010.

■ **Delibera ARG/elt 117/10 | "Criteri per la determinazione dei crediti spettanti ai sensi dell'articolo 2 del decreto-legge 20 maggio 2010, n. 72, ai gestori degli impianti o parti di impianto riconosciuti come "nuovi entranti" ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera m), del decreto legislativo 4 aprile 2006, n. 216 che non hanno ricevuto quote di emissione di CO₂ a titolo gratuito" | pubblicata il 30 luglio 2010 | [Download](#) | <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/117-10arg.htm>**

Al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas ad effetto serra, la Direttiva comunitaria 2003/87/CE, e ss.mm.ii., ha istituito all'interno dell'UE l'obbligo di restituire, entro il 30 aprile di ciascuno degli anni del suo periodo di validità, un numero di quote di emissione (EUA) corrispondenti alle tonnellate di CO₂ complessivamente emesse, nel corso dell'anno solare precedente, dalle installazioni produttive sottoposte ai dettami della medesima Direttiva.

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG definisce, in applicazione dell'art. 2, comma 2, del decreto-legge n. 72/10 (cifra NewsLetter GME n. 28), i criteri e le modalità per la determinazione dei crediti spettanti ai gestori degli impianti - o parti di impianto - riconosciuti come "nuovi entranti", ai sensi dell'art. 3, comma 1, lettera m), del decreto legislativo n. 216 del 4 aprile 2006, che non hanno ricevuto quote di emissione di CO₂ a titolo gratuito a causa dell'esaurimento della riserva nazionale per i "nuovi entranti".

Per quanto esposto nei considerata del citato decreto-legge, l'assegnazione, e la necessaria definizione delle relative modalità di rilascio dei crediti spettanti ai "nuovi entranti", allo stato sprovvisti di quote di emissione a titolo gratuito, risponde alla finalità di evitare disparità di trattamento con i soggetti per i quali le quote di emissione sono state in precedenza effettivamente rilasciate gratuitamente per ciascuno degli anni del periodo di riferimento di applicazione dalla Direttiva 2003/87/

CE.

Allo scopo il Regolatore, con l'art. 3 del provvedimento in commento, definisce un valore riconosciuto per ogni quota di emissione - da assegnare sulla base delle comunicazioni del Comitato di cui all'art 8 del decreto legislativo n. 216/06 - che tenga conto delle medie aritmetiche annuali dei prezzi giornalieri dei titoli EUA, secondo i volumi scambiati e il grado di standardizzazione dei relativi prodotti negoziati nei principali mercati organizzati europei.

Al terzo comma del medesimo articolo, l'Autorità indica i mercati e i prodotti di riferimento sulla base dei quali saranno calcolate dette medie aritmetiche da determinare con proprio provvedimento entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello rilevante ai fini del riconoscimento degli oneri.

In prima applicazione, con riferimento agli anni 2009 e 2010, i mercati e i prodotti di riferimento sono così definiti:

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

I crediti spettanti saranno pari, per ogni anno solare fino al 2012, al prodotto tra la quantità di quote di emissione spettanti agli impianti riconosciuti come "nuovi entranti" - sprovvisti di precedenti assegnazioni gratuite - e il valore del termine P_{EUA} calcolato secondo le medie aritmetiche di cui sopra.

Ai sensi dell'art. 2, comma 3, del decreto-legge n. 72/10, e nel rispetto delle modalità di cui al comma 5 del medesimo articolo, i crediti complessivi da liquidare risulteranno pari ai crediti spettanti, maggiorati sulla base degli interessi maturati nella misura del tasso legale.

■ **Comunicato del GSE agli operatori del sistema elettrico | "Aggiornamento dei prezzi di cessione di cui al provvedimento Cip n.6/92 e della delibera AEEG n. 81/99: prezzi definitivi per l'anno 2009 e prezzi di acconto per l'anno 2010" | pubblicato il 30 Luglio 2010 | [Download](#) <http://www.gse.it>**

A seguito della emanazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 12 luglio 2010, che definisce il valore di conguaglio per l'anno 2009 del costo evitato di combustibile (CEC), e della relativa pubblicazione effettuata dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) in data 29 luglio 2010, con il comunicato in oggetto, il GSE rende disponibile su proprio sito internet:

- l'aggiornamento dei prezzi di cessione per l'anno 2009 (valori di conguaglio);
- l'aggiornamento dei prezzi di cessione per l'anno 2010 (valori di acconto) per i quali, nelle more dell'attuazione delle disposizioni per le nuove modalità di definizione dei valori CEC di acconto e di conguaglio, su indicazioni del Min-

Novità normative di settore (continua)

istero dello Sviluppo Economico, il valore di acconto CEC per il secondo semestre 2010 è posto pari al valore di conguaglio 2009.

Il GSE comunica altresì ai produttori titolari di impianti con convenzione di cessione destinata aventi validità nei suddetti periodi temporali, di procedere a:

- emettere i documenti contabili per il conguaglio degli importi maturati nel periodo gennaio – dicembre 2009;
- emettere i documenti contabili per il conguaglio degli importi maturati nel periodo gennaio - giugno 2010.

Con riferimento a quest'ultimo punto, il medesimo Gestore comunica, altresì, che risulta necessario che la fatturazione dei conguagli sia effettuata distintamente per singolo impianto produttivo e per anno di competenza.

■ **Legge 30 luglio 2010, n. 122** | **“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78 ”** | **pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 176 del 30 luglio 2010 S.O. n. 174** | **Download** | <http://www.gazzettaufficiale.it>

Con riferimento alle disposizioni di cui alla Legge de qua, si segnalano le previsioni di cui all'articolo 45, comma 3, dettate in materia di certificati verdi.

Tali previsioni - sostituendo quelle contenute nella precedente formulazione dell'articolo 45 del decreto legge 78/10, che avevano disposto l'abolizione dell'obbligo di ritiro dell'eccesso di offerta di certificati verdi – demandano a specifico “decreto del Ministro dello sviluppo economico da adottarsi di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (...) entro il 31 dicembre 2010, il compito di assicurare (...) che l'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi (...), a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, sia inferiore del trenta per cento rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010, prevedendo che almeno l'ottanta per cento di tale riduzione derivi dal contenimento della quantità di certificati verdi in eccesso”.

Tali disposizioni mirano a raggiungere quale obiettivo il contenimento degli “oneri generali di sistema gravanti sulla spesa energetica di famiglie ed imprese e di promuovere le fonti rinnovabili che maggiormente contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi europei, coerentemente con l'attuazione della direttiva 2009/28/CE”.

GAS

■ **Documentodi consultazione dell'AEEG 25/10** | **“Sviluppi della regolazione dei servizi di trasporto e bilanciamento, stoccaggio e distribuzione del gas naturale per lo sviluppo del mercato all'ingrosso e al dettaglio”** | **pubblicato il**

28 luglio 2010 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/025-10dco.jsp>

Con il documento di consultazione (DCO) in oggetto l'AEEG individua i principali orientamenti in merito ai prossimi sviluppi della regolazione dei servizi di trasporto e bilanciamento, stoccaggio e distribuzione del gas naturale.

In particolare, il documento ha la finalità di illustrare i principali aspetti della regolazione dei servizi gas di cui sopra, relativamente ai quali l'Autorità delinea una possibile evoluzione coordinata del quadro regolatorio di riferimento a sostegno dello sviluppo del mercato del gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, promuovendone inoltre l'integrazione all'interno del contesto europeo in considerazione delle previsioni normative poste dal Terzo Pacchetto Energia UE e dalla legge italiana 4 agosto 2010, n. 96 (Legge comunitaria 2009).

Tra le diverse proposte di intervento, si segnala:

- l'introduzione di un sistema di bilanciamento basato su criteri di mercato e le necessarie e conseguenti modifiche ai servizi di stoccaggio;

- l'introduzione di un sistema di monitoraggio delle posizioni debitorie/creditorie potenziali degli utenti del servizio di trasporto e bilanciamento nell'ambito dell'omonimo servizio, e la contestuale individuazione di garanzie a copertura delle medesime posizioni e di meccanismi che consentano la limitazione delle posizioni debitorie degli operatori nei confronti del sistema gas;

- la modifica delle tempistiche per la nomina delle immissioni e dei prelievi nel sistema di trasporto nazionale, anche al fine di rendere tali tempistiche coerenti e compatibili con quelle degli altri sistemi gas europei interconnessi;

- la revisione delle modalità e delle tempistiche di determinazione delle partite economiche del bilanciamento (chiusura dei bilanci / settlement), ivi incluse le modalità per la profilazione convenzionale giornaliera (load profiling) dei punti di prelievo dalla rete non misurati su base giornaliera;

- l'individuazione dei criteri per il conferimento di capacità di trasporto nei punti di entrata, di uscita e di riconsegna dalla rete nazionale, e i criteri per la gestione commerciale unica e il bilanciamento unico della rete di trasporto del gas naturale.

Il Regolatore pubblica il presente DCO con l'obiettivo di consentire agli operatori di valutare la completezza, la coerenza e l'adeguatezza del quadro complessivo delle misure proposte. I singoli interventi sono dunque esposti nei loro aspetti principali, partendo dal presupposto che ciascuno di essi risulterà, in un secondo momento, oggetto di ulteriori processi di consultazione al fine di valutarne, più di dettaglio, i futuri aspetti implementativi.

Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'AEEG le eventuali osservazioni in merito agli orientamenti proposti entro il 24 settembre 2010.

GME: nuove funzionalità sulla P-GAS per la gestione delle "Royalties" operative dall'11 agosto 2010 | pubblicato il 10 agosto | Download www.mercatoelettrico.org

Si comunica che con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010 (Decreto), pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico, il GME ha assunto la gestione delle offerte delle aliquote delle produzioni di gas dovute allo Stato di cui alla Legge 2 aprile 2007, n. 40, disciplinata nell'ambito del Regolamento della piattaforma P-GAS, allo scopo adeguato alle previsioni dettate dal summenzionato Decreto.

A tal fine il GME renderà operative a partire dall'11 agosto, le previsioni normative e le nuove funzionalità della P-GAS utili a consentire la gestione delle offerte delle predette aliquote. Con specifico riferimento alle modalità ed alle condizioni di offerta delle aliquote si rinvia alla deliberazione dell'AEEG ARG/gas n. 132/10.

Le modifiche introdotte nel quadro regolatorio di riferimento si pongono in continuità con quanto già disposto dal precedente Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 18 marzo 2010, in tema di offerte delle quote di gas importato. Tale decreto, infatti, nel recare disposizioni in merito all'assunzione da parte del GME della gestione delle offerte di acquisto e di vendita delle "quote di gas importato di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge 40/07 (...), nonché di ulteriori offerte di volumi di gas anche effettuate da soggetti di versi da quelli tenuti agli obblighi di cui all'articolo 11 della Legge 40/07", già disponeva che con successivo decreto sarebbero state "stabilite le modalità per l'assunzione da parte del GME della gestione delle offerte di vendita delle aliquote delle produzioni di gas dovute allo Stato ai sensi dell'articolo 11 (...)".

Facendo seguito a tali previsioni, pertanto, i soggetti, titolari di concessioni di coltivazione di giacimenti di gas, sono chiamati ad assolvere l'obbligo di cui all'articolo 11, comma 1, della Legge 40/07, presso la piattaforma P-GAS organizzata e gestita dal GME.

Conseguentemente, la P-GAS è stata articolata in due comparti:

- **Comparto Import**, nell'ambito del quale continueranno ad essere gestite - secondo le modalità della "negoziazione continua" conformemente alle modalità stabilite al Titolo III, Capo I, del Regolamento della P-GAS - le offerte in acquisto e in vendita relative alle quote di gas di cui all'articolo 11, comma 2, della Legge 40/07 (import), nonché le offerte relative ad ulteriori volumi di gas, anche effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi di cui all'articolo 11 della Legge 40/07;

- **Comparto Aliquote**, nell'ambito del quale verranno gestite - secondo il "meccanismo dell'asta", conformemente alle modal-

ità stabilite al Titolo III, Capo II, del Regolamento della P-GAS - le offerte in acquisto e in vendita relative alle aliquote di gas dovute allo Stato di cui all'articolo 11, comma 1, della Legge 40/07 (Royalties).

I principali aspetti operativi del **comparto aliquote** della P-GAS sono:

a) **Aspetti generali**

- La Piattaforma è gestita attraverso un sistema informatico al quale gli operatori accedono attraverso la rete internet <https://gas.ipex.it>.

- Le negoziazioni si svolgono secondo modalità d'asta, riservate, lato offerta di vendita, ai titolari di concessione della coltivazione.

b) **Operatore: venditore e acquirente**

- I soggetti già operatori della P-GAS non devono sottoporre nuovamente al GME la domanda di ammissione, risultando, per gli effetti, automaticamente operatori anche del comparto aliquote della P-GAS;

- Gli users degli operatori della P-GAS sono abilitati ad accedere sia al comparto import che al comparto aliquote, fermo restando che, ai fini della presentazione delle offerte dovranno essere precedentemente completate le procedure di abilitazione previste per ciascun comparto;

- I soggetti che non siano operatori della P-GAS, per potere assumere tale qualifica dovranno presentare la domanda di ammissione alla P-GAS e sottoscrivere il contratto di adesione alla stessa, secondo le modalità stabilite al Titolo II del Regolamento della P-GAS;

- Gli operatori che siano titolari di concessione di coltivazione, ai fini della presentazione di offerte in vendita, devono trasmettere al GME le condizioni di fornitura applicabili alle offerte riguardanti le Royalties, debitamente siglate e sottoscritte dal legale rappresentante ovvero da altro soggetto munito di poteri di rappresentanza. Tale adempimento è necessario anche da parte di coloro i quali abbiano già precedentemente acquisito la qualifica di venditore in ordine alla presentazione di offerte relative alle quote gas attualmente gestite nel comparto denominato Import;

- Ricevute le predette condizioni di fornitura relative alla cessione delle aliquote, il GME organizzerà, per ciascun venditore di tale comparto, una apposita asta, alla quale potranno partecipare, in qualità di acquirenti, i soli operatori della P-GAS che abbiano precedentemente ottenuto da parte del corrispondente venditore, l'abilitazione ad operare;

- Per ottenere l'abilitazione a presentare offerte in acquisto alle

GME: nuove funzionalità sulla P-GAS per la gestione delle "Royalties" operative dall'11 agosto 2010 | pubblicato il 10 agosto | Download www.mercatoelettrico.org

(continua)

aste riservate ad un soggetto obbligato va seguita la stessa procedura prevista per il comparto Import ovvero il soggetto acquirente deve sottoporre al soggetto venditore la richiesta di abilitazione tramite il comparto Aliquote della P-GAS;

- Con la sottomissione della richiesta di abilitazione l'acquirente accetta incondizionatamente le condizioni di fornitura stabilite dal venditore nel corrispondente contratto di fornitura;

- Gli operatori venditori potranno chiedere l'abilitazione ad operare in qualità di acquirenti solo ed esclusivamente nell'ambito di aste riservate ad altri operatori venditori.

c) **Microstruttura del comparto Aliquote**

- Le sedute del comparto Aliquote sono aperte dal lunedì al venerdì, dalle ore 9.30 alle ore 14.00, tranne che nei giorni indicati nella DTF n. 1 P-GAS.

- Ai fini dell'adempimento dell'obbligo il quantitativo complessivo di gas viene suddiviso in un numero corrispondente di contratti mensili.

- Ciascun contratto mensile è pari ad un lotto, ovvero la quantità minima negoziabile, e corrisponde alla fornitura costante di 3,6 GJ/giorno-gas per ciascuno dei giorni che compongono il mese oggetto di negoziazione (1 MWh/giorno-gas).

- I quantitativi di gas oggetto dei contratti in negoziazione saranno consegnati a partire del 1° giorno del secondo mese

successivo a quello in cui si è tenuta l'asta.

- I prezzi sono espressi in centesimi di Euro per GJ con specificazione di quattro decimali. Nel corso di una stessa seduta di mercato gli operatori possono effettuare la modifica, sia in termini di prezzo che di quantità, o la revoca delle offerte presentate. Le offerte modificate perdono la priorità temporale in precedenza acquisita.

- Al termine di ciascuna asta, tutte le offerte, sia quelle in acquisto che in vendita, vengono automaticamente cancellate.

- L'operatore venditore obbligato dovrà riformulare offerte per le eventuali quantità rimaste invendute nelle precedenti aste, fino al completo esaurimento della quantità di gas soggetta all'obbligo o fino al termine del periodo di negoziazione del contratto.

Per quanto concerne le restanti disposizioni di dettaglio si rinvia al Regolamento della Piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale, alle relative Disposizioni tecniche di funzionamento, nonché alla ulteriore documentazione pubblicata sul sito del GME nella sezione I mercati/piattaforma gas.

Agenda GME

8-10 settembre

Zeroemission

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy

www.artenergy.it

27-29 settembre

Italian Energy Summit

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore

http://mail.formazioneinazienda.it/template/000258/layout_energy_summit_2010/partner.htm

29-30 settembre

Il mercato del gas naturale

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

13-15 ottobre

MIAC 2010

Lucca, Italia

Organizzatore: Assocarta

www.miac.info/mostra.htm

18 ottobre

Crisi finanziaria e futuro delle rinnovabili: come conciliare i problemi di finanza pubblica con adeguati incentivi e stabilità della regolamentazione

Roma, Italia

Organizzatore: The Adam Smith Society

www.adamsmith.it

6 novembre

Corso di formazione Certificati Verdi e Trading

Rimini, Fiera Ecomondo-Key Energy, Italia

Organizzatore: ANEV

www.anev.org



16-20 agosto

Hydropower Africa 2010

Johannesburg, Sudafrica

Organizzatore: Spintelligent

www.spintelligent-events.com/hydropower2010/en/index.php

18-19 agosto

Nordic Energy days

Oslo, Norvegia

Organizzatore: Montel

www.montel.no

24-27 agosto

ONS 2010 – Energy for more people

Stavanger, Norvegia

www.ons.no/index.cfm?event=doLink&famId=110142

25-28 agosto

11th IAEE European Conference Energy Economy, Policies and Supply Security: Surviving the Global Economic Crisis

Vilnius, Lituania

Organizzatore: IAEE

www.iaee2010.org

Gli altri appuntamenti

16 agosto

From Crude Oil to Biofuels

Rio de Janeiro, Brasile

Organizzatore: HartEnergy

www.biofuelsrio.com

Gli altri appuntamenti (continua)

30 agosto – 2 settembre

Asia Pacific Clean Energy Summit and Expo

Honolulu, Hawaii

Organizzatore: TechnoNet

www.ct-si.org/events/APCE/

31 agosto – 4 settembre

Forest Bioenergy 2010

Tampere and Jämsä cities, Finlandia

Organizzatore: FINBIO

www.bioenergy.finbioenergy.fi/

6 – 9 settembre

Eolico di base: tecnica, normativa, ambiente ed esperienze sul campo (I livello)

Roma, Italia

Organizzatore: Anev

www.anev.org

6-10 settembre

25th European Photovoltaic Solar Energy Conference

Valencia, Spagna

Organizzatore: WIP – Renewable Energies

www.photovoltaic-conference.com

7 settembre

Alternative Financing for Low Carbon Growth Workshop

Zurigo, Svizzera

Organizzatore: Point Carbon

www.pointcarbon.com

7-9 settembre

Eolica Expo Mediterranean

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

www.artenergy.it

8 -10 settembre

ZeroEmission Rome

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

www.artenergy.it

9 settembre

London Energy Day

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Montel

www.montel.no

12 - 16 settembre

XXI Congresso Mondiale dell'Energia

Montreal, Canada

Organizzatore: World Energy Council

www.wecmontreal2010.ca/en.html

13-14 settembre

Smart Grids Summit 2010

Malaga, Spagna

Organizzatore: WTG

<http://thesmartgridsummit.com/>

13-15 settembre

Utility Scale Solar 2010

San Diego, Usa

Organizzatore: Infocast Events

www.infocastinc.com

14-15 settembre

Solar Policy & Economics Forum

Washington, Usa

Organizzatore: Green Power Conferences

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

14-16 settembre

Gas Infrastructure World Caspian 2010

Baku, Azerbaijan

Organizzatore: Terrapin

www.terrapinn.com/2010/gascaspian

15-16 settembre

Southwest Renewable Energy Conference

Santa Fe, Usa

Organizzatore: Swrec

<http://swrec.org/>

15-17 settembre

Progettazione fotovoltaica e nuovo Conto Energia

Roma, Italia

Organizzatore: ISES

www.isesitalia.it/Frm_vis_00.asp?IdCorso=335

15-17 settembre

Electric Market Forecasting Conference

Stevenson, WA

Organizzatore: Epis

www.epis.com/Events/Default.htm

15-17 settembre

European Electricity Ancillary Services & Grid Integration Foru,

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcusevans

www.marcusevans.com

17 settembre

Investire nelle Rinnovabili in Puglia

Bari, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

Gli altri appuntamenti (continua)

17-19 settembre

Greenergy Expo

Rho-Pero, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

www.artenergy.it

20-21 settembre

10th Annual Workshop on Greenhouse Gas Emission Trading

Parigi, Francia

Organizzatore: IEA / IETA / EPRI EA

http://www.iea.org/work/workshopdetail.asp?WS_ID=463

20-23 settembre

Infrastructure Investment World Asia 2010 (IIW Asia 2010)

Conrad, Hong Kong

Organizzatore: Terrapin

www.terrapinn.com/2010/iiwhk/

21-23 settembre

GeoThermExpo 2010

Ferrara, Italia

Organizzatore: Ferrara Fiere, BolognaFiere

www.geothermexpo.com/

22 settembre

Classi a Confronto

Rimini, Italia

Organizzatore: Anit - Associazione Nazionale per l'Isolamento Termico e acustico

www.anit.it

23 settembre

Climate Change, Extreme Weather Events and Labour Migration

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM - IEFÉ

www.feem.it/getpage.aspx?id=3187&sez=Events&padre=82

23-24 settembre

Unconventional Gas

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Platts

www.platts.com

23-24 settembre

European Energy Trading Summit EETS 2010

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Oliver Kinross

www.oliverkinross.com

23-25 settembre

KLIMAENERGY 2010

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fierabolzano

www.klima-energy.it

24 settembre

L'Iter Autorizzativo per la Realizzazione e Gestione di Impianti Fotovoltaici e Eolici

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

24 -26 settembre

Fiera del Sole 2010

Osnago, Italia

Organizzatore: Provincia di Lecco, Agenda 21 meratese

www.lafieradelsole.it

25-30 settembre

WREC XI - World Renewable Energy Congress XI and Exhibition

Abu Dhabi, UAE

Organizzatore: Environment Agency – Abu Dhabi (EAD), United Arab Emirates and World Renewable

www.wrenuk.co.uk/wrecxi.html

27-28 settembre

The Future of Biodiesel in Europe

Brussels, Belgio

Organizzatore: Hartenergy

www.hartenergyconferences.com/index.php?area=details&confID=148

27-28 settembre

Nuclear Waste: The Challenge of Interim Storage and Long Term Disposal 2010

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Arena International

www.arena-international.com/power/nuclearwaste/

27-28 settembre

Energy Capital 2010 – Effectively Sourcing Project Financing for Europe's Power Infrastructure

Barcelona, Spagna

Organizzatore: IMH

www.energycapital.eu

27-29 settembre

2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply

Massachusetts, Usa
Organizzatore: IEEE
www.ieee-energy.org/

27-29 settembre

10° Italian Energy Summit 2010

Milano, Italia
Organizzatore: Il Sole 24 Ore
www.formazione.ilsole24ore.com/st/energy2010/

28-29 settembre

Carbon Tradex America

Chicago, USA
Organizzatore: Koelnmesse
www.carbontradeexamerica.com

29-30 settembre

Il mercato del gas naturale

Milano, Italia
Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca
www.iir-italy.it

29-30 settembre

2nd NorthEast B.C. Natural Gas Summit

Calgary, Usa
Organizzatore: ALM
www.insightinfo.com/bcgas

29 settembre – 1 ottobre

3rd International Conference on Passive and Low Energy Cooling for the Built Environment

Rodi, Grecia
Organizzatore: Heliotopos
<http://palenc2010.conferences.gr>

29 settembre – 1 ottobre

Atlantic Council Black Sea Energy and Economic Forum

Istanbul, Turchia
Organizzatore: ACUS
www.acus.org/bseef

30 settembre – 1 ottobre

Bioenergy Markets Turkey

Istanbul, Turchia
Organizzatore: Green Power Conferences
www.greenpowerconferences.com/tirec/

30 settembre – 1 ottobre

ASA Committee on Energy Statistics

Washington, Usa
Organizzatore: Eia
www.eia.doe.gov

30 settembre – 1 ottobre

CEE Energy 2010

Budapest, Ungheria
Organizzatore: Easteurolink
<http://www.easteurolink.co.uk/cee-energy/>

4-5 ottobre

Next Generation Biofuels

Chicago, Usa
Organizzatore: Platts
www.events.platts.com

5-7 ottobre

World Commodities Week 2010

Londra, Regno Unito
Organizzatore: Terrapin
www.terrapinn.com/2010/commoditiesweek

6-7 ottobre 2010

Energy from Waste

Londra, Inghilterra
Organizzatore: Carbon Credit Capital
www.smi-online.co.uk

7-8 ottobre

Gas Market Workshop

Londra, Inghilterra
Organizzatore: Point Carbon
www.pointcarbon.com

7-10 ottobre

11th RENEXPO

Augsburg, Germania
Organizzatore: Energie Server
www.renexpo.de/index.php?id=7&L=1

12-15 ottobre

Energy risk Europe

Londra, Inghilterra
Organizzatore: Incisivemedia
www.energyriskevents.com/europe

13-14 ottobre

Enermanagement - Conferenza Nazionale Energy Management 2010

Roma, Italia
Organizzatore: Fire e Gruppo Italia Energia
www.fire-italia.it/

18 ottobre

Workshop Nazionale Su Servizi Per L'Efficienza Energetica Innovativi

Milano, Italia
Organizzatore: end-use Efficiency Research Group (eERG)
www.changebest.eu

19-21 ottobre

EFEF 2010

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Turret

www.europeanfutureenergyforum.com

19 - 21 ottobre

Profili di Consumo e Previsioni di Carico nei sistemi Elettrico e Gas

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it/

20-21 ottobre

3rd China-Russia-Central Asia Oil and Gas Summit

Beijing, Cina

Organizzatore: Argus Media

www.argusiasiafsu.com/

21 ottobre

Climate Change and Economic Growth: Impacts and Interactions

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

www.feem.it/getpage.aspx?id=3237&sez=Events&padre=82

21 ottobre

I Italian Smart City Forum

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

21-22 ottobre

Exploration & Production Technology Summit

Houston, Usa

Organizzatore: WTG Events

www.exproevent.com

21-22 ottobre

EIF 2010 International Energy Congress

Ankara, Turchia

Organizzatore: Domino Kongre & Organizasyon

www.enerjikongresi.com

22 ottobre

SEE Renewable Energy 2010

Istanbul, Turchia

Organizzatore: EastEuro Link

www.easteurolink.co.uk

25-26 ottobre

European Dialogue on Climate and Energy

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

www.feem.it/getpage.aspx?id=3235&sez=Events&padre=79

26-27 ottobre

Global Refining Strategies Summit

Houston, Usa

Organizzatore: WTG Events

www.globalrefiningsummit.com

26-27 ottobre

8th Atlantic Canada and NE U.S. Power Summit

Saint John, Usa

Organizzatore: ALM

www.insightinfo.com/atlanticpower

26-28 ottobre

Energy Capital Assembly

New York, USA

Organizzatore: Oil Council

www.oilcouncil.com

26-29 ottobre

Oil & Gas Investment Asia 2010

Singapore

Organizzatore: Terrapin

www.terrapinn.com/2010/asiaoilgas

27-28 ottobre

EnergyTech 2010

Tel-Aviv, Israele

Organizzatore: QBiz Group

www.energytech.co.il

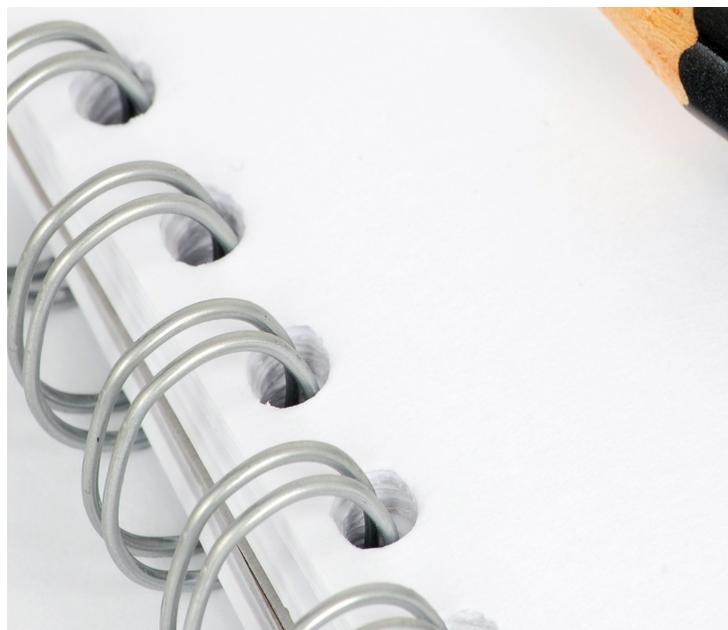
6 novembre

Corso di formazione Certificati Verdi e Trading

Rimini, Fiera Ecomondo-Key Energy, Italia

Organizzatore: ANEV

www.anev.org



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.