

FOCUS

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

Di Jean-Michel Glachant, Direttore "Florence School of Regulation"

■ La realizzazione del mercato interno dell'energia nell'UE dei 15 è in una fase notevolmente avanzata, da quando è emerso un modello di "coupling" dei mercati nazionali dell'energia elettrica.

Per circa 15 anni, sono esistiti nell'UE-15 mercati nazionali, aperti agli scambi di energia in base a norme di accesso alle reti, mentre la formazione dei prezzi sui mercati organizzati è rimasta prettamente nazionale. L'unica eccezione è stata quella dei paesi nordici (Svezia, Finlandia e Danimarca, più Norvegia, che non fa parte dell'UE). In questi paesi, il coupling dei mercati nazionali è stato imperniato su un'unica borsa elettrica, una consociata comune dei TSO nordici. La borsa in questione gestisce un unico mercato del giorno prima dove, in assenza di vincoli di rete, vi è un'unica area di prezzo, mentre, quando si determinano vincoli strutturali di rete, il mercato si separa in più zone. Questo modello è noto come "market splitting".

Successivamente, Olanda, Belgio e Francia hanno dato vita ad un unico meccanismo, meno centralizzato, di determinazione del prezzo, accoppiando le rispettive borse attraverso un algoritmo comune di "pricing" e coordinando la formazione dei prezzi fra le borse stesse. Il successo di questo modello empirico ha fatto sì che venisse individuato come modello UE per gli altri mercati regionali.

Tuttavia, Germania e Danimarca hanno sperimentato un contro-modello, nel quale si effettuava il coupling dei "volumi" che

legavano le quantità offerte a quelle richieste sulle due borse, ma si teneva separata la formazione dei prezzi sui due mercati. L'esperimento è pesantemente fallito ed il modello ha ripreso a funzionare soltanto quando sono stati introdotti elementi di "price coupling".

Attualmente, disponendo di tre modelli fattibili di "market coupling", l'UE (o almeno l'UE-15) dovrebbe essere in grado, in tempi brevi, di realizzare una delle componenti del suo mercato interno. Restano però ancora aperti ulteriori e numerosi quesiti. Come collegare con successo più mercati regionali in tutta l'UE-15? Come integrare un numero crescente di borse elettriche pur con contesti regolatori diversi? In base ad un modello centralizzato, noto come "Central Matching Unit" (CMU), si propone di creare un'unica entità pan-europea di trading che - utilizzando un algoritmo che ingloba tutti gli algoritmi delle diverse borse europee, le rispettive offerte ed i limiti di transito trasmessi da tutti i TSO - calcoli prezzi e flussi di transito transfrontalieri per tutta Europa, prevedendo con ciò un'ampia armonizzazione di tutti i quadri regolatori nazionali. Un approccio alternativo è rappresentato dal PCR ("Price Coupling of Regions"), in cui viene istituito un meccanismo comune di pricing, fondato sul coordinamento delle borse elettriche esistenti nell'ambito di un network decentralizzato, che consente l'accesso alle reti ed il trading, così da mantenere una certa caratterizzazione nazionale, ove richiesto da particolari esigenze a livello locale.

► a pagina 19

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/GIUGNO 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

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

pagina 19

■ APPROFONDIMENTI

La sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi

pagina 29

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 32 - 34

■ APPUNTAMENTI

pagina 35 - 37

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia fa ancora registrare una variazione positiva su base annua (+2,7%), anche se la ripresa manifestatasi nei primi mesi del 2010 stenta a consolidarsi. Gli acquisti di energia elettrica sono stati sostenuti soprattutto nell'area centro-settentrionale del Paese, maggiormente colpita dalla crisi economica. In crescita le vendite di energia elettrica da impianti di produzione nazionali (+3,5%) ed in particolare degli impianti a

ciclo combinato (+27,6%), la cui quota sul totale venduto a giugno ha raggiunto il 51%. Ancora in calo l'energia importata dall'estero (-1,2%). La liquidità del mercato, in aumento rispetto a maggio, ha ceduto 4,5 punti percentuali su base annua, attestandosi al 62,6%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), pari a giugno a 60,20 €/MWh, si conferma sostanzialmente in linea con i precedenti mesi del 2010, e superiore di 8,38 €/MWh rispetto ad un anno fa.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) a giugno è aumentato di 8,38 €/MWh rispetto allo stesso mese del 2009, portandosi a 60,20 €/MWh (+16,2%). Il PUN è aumentato di 11,29 €/MWh (+26,9%) nelle ore fuori picco, attestandosi a 53,19 €/MWh - livello più basso nel 2010 - e di 2,99 €/MWh (+4,3%) nelle ore di picco, salendo a 73,22 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Pertanto il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e quello baseload, al secondo rialzo dopo il minimo storico di 1,12 raggiunto ad aprile, è salito

a 1,22. I prezzi di vendita hanno evidenziato in tutte le zone un aumento tendenziale in doppia cifra, con variazioni comprese tra +16,9% del Centro Nord e +25,1% del Sud; in controtendenza la Sardegna, in calo del 20,3%. Il Sud, con 56,34 €/MWh, si è confermata, per il decimo mese consecutivo, la zona dal prezzo più basso; di poco superiore ai 57 €/MWh il prezzo delle altre zone continentali. Più alto invece il prezzo delle due isole: 70,91 €/MWh in Sardegna e 97,40 €/MWh in Sicilia (Grafico 2).

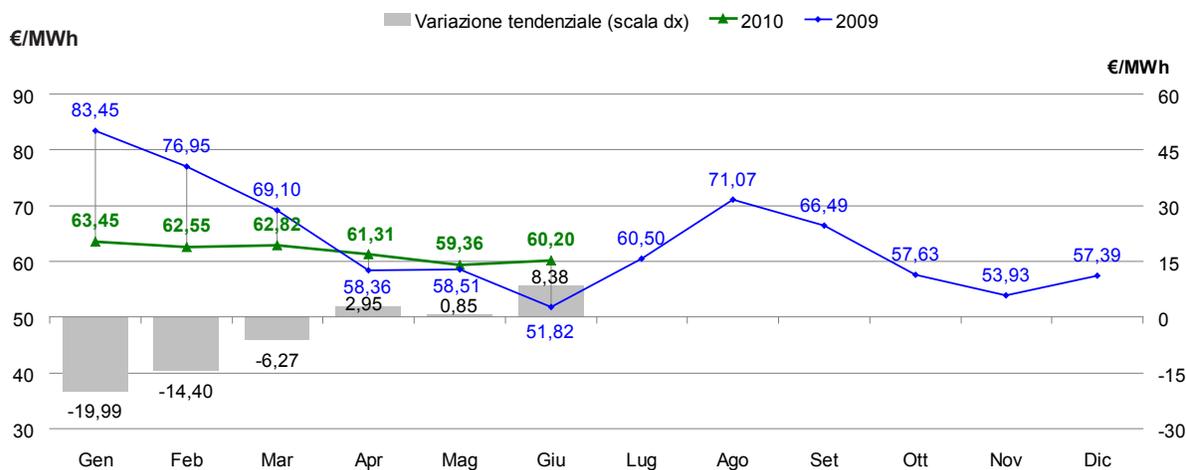
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	60,20	51,82	8,38	16,2%	22.419	-4,2%	35.825	2,7%	62,6%	67,1%
<i>Picco</i>	73,22	70,24	2,99	4,3%	25.929	-8,6%	42.939	1,0%	60,4%	66,7%
<i>Fuori picco</i>	53,19	41,90	11,29	26,9%	20.529	-0,9%	31.994	4,1%	64,2%	67,4%
<i>Minimo orario</i>	12,87	9,07			15.163		24.645		56,7%	60,8%
<i>Massimo orario</i>	120,94	136,73			29.038		47.071		69,9%	74,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

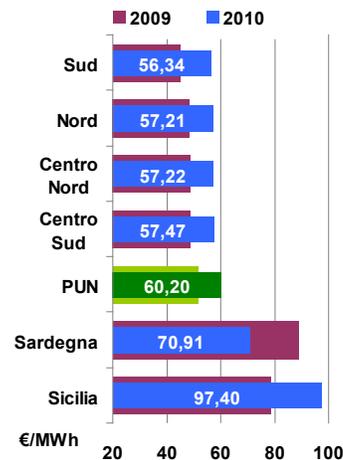
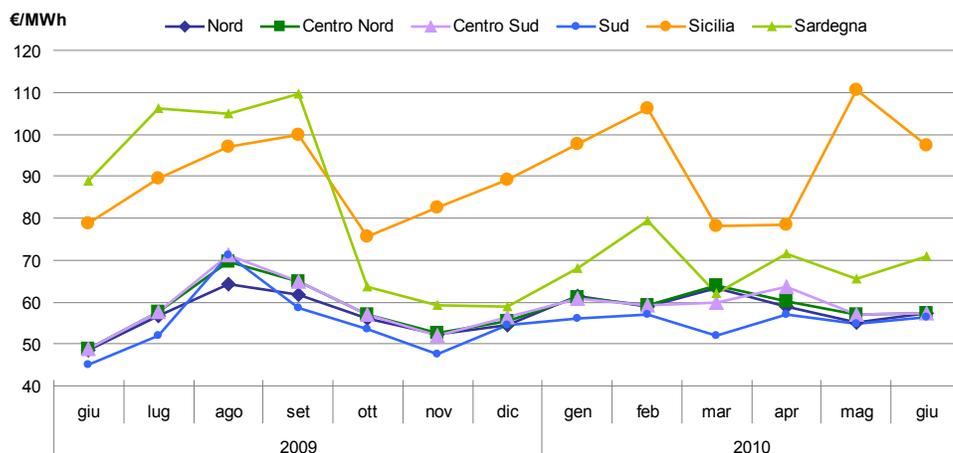
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,8 milioni di MWh, hanno segnato un aumento su base annua del 2,7%, sostenuti ancora dalla decisa crescita dei contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 9,7 milioni di MWh (+16,8%).

In calo invece gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,1 milioni di MWh (-4,2%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in aumento rispetto a maggio, ha ceduto 4,5 punti percentuali su base annua attestandosi al 62,6% (Grafico 3).

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.141.649	-4,2%	62,6%
Operatori	9.588.370	-8,0%	37,2%
GSE	3.986.769	+3,0%	15,5%
Zone estere	2.562.855	+6,2%	9,9%
Saldo programmi PCE	3.655	-97,2%	0,0%
PCE (incluso MTE)	9.651.994	+16,8%	37,4%
Zone estere	1.403.584	-12,3%	5,4%
Zone nazionali	8.252.065	+21,5%	32,0%
Saldo programmi PCE	-3.655		0,0%
VOLUMI VENDUTI	25.793.643	+2,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.326.497	-7,2%	
OFFERTA TOTALE	41.120.140	-1,2%	

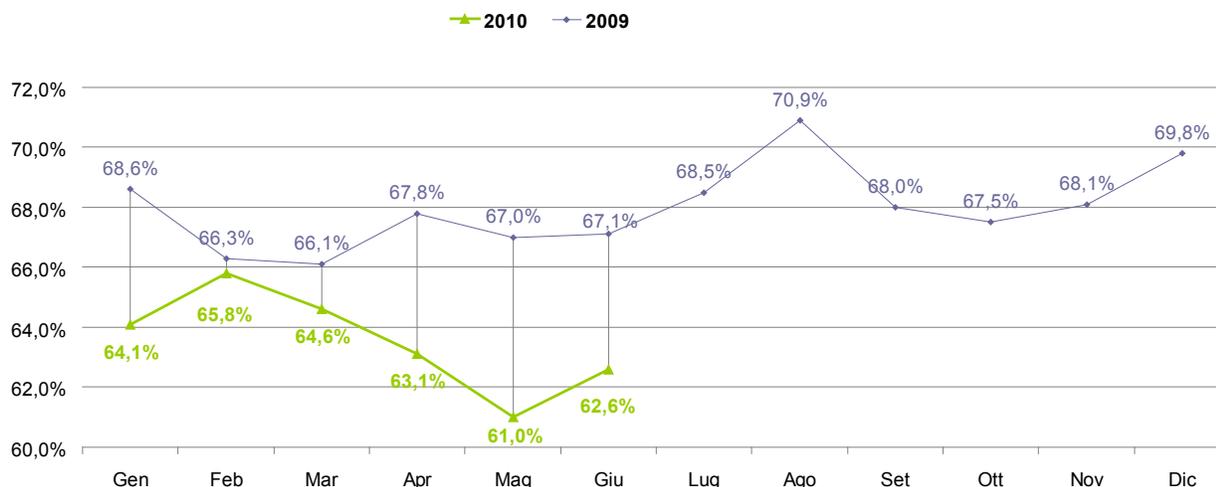
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.141.649	-4,2%	62,6%
Acquirente Unico	3.627.037	-24,2%	14,1%
Altri operatori	11.198.594	-3,4%	43,4%
Pompaggi	338.356	+124,0%	1,3%
Zone estere	96.713	-34,2%	0,4%
Saldo programmi PCE	880.950	+425,7%	
PCE (incluso MTE)	9.651.994	+16,8%	37,4%
Zone estere	23.201	-35,6%	0,1%
Zone nazionali AU	3.147.192	+54,5%	12,2%
Zone nazionali altri operatori	7.362.551	+15,8%	28,5%
Saldo programmi PCE	-880.950	+425,7%	
VOLUMI ACQUISTATI	25.793.643	+2,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.070.820	-3,6%	
DOMANDA TOTALE	27.864.463	+2,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,7 milioni di MWh, hanno registrato un aumento del 3,0% su base annua; in crescita gli acquisti nelle zone centro settentrionali del Paese (in evidenza il Centro Sud con +5,1%) ed in Sicilia; mentre hanno segnato una lieve flessione nel Sud (-3,1%) ed in Sardegna (-1,7%). Contenuti gli acquisti sulle zone estere, pari a 120 mila MWh (-34,4%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionali, pari a 21,8 milioni di MWh, sono aumentate del 3,5% rispetto a giugno 2009. Le vendite sono cresciute in tutte le zone (ancora in evidenza il Centro Sud con +15,8%) ad eccezione della Sardegna (-4,2%). Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,0 milioni di MWh, hanno segnato ancora una flessione su base annua (-1,2%), la settima consecutiva (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela, anche questo mese, il netto incremento tendenziale delle vendite di energia elettrica da impianti a ciclo combinato (+27,6%), che ha interessato tutte le zone ad eccezione del Centro Sud (-14,1%) e della Sardegna (-3,3%); in crescita anche le vendite da impianti idroelettrici a pompaggio (+22,2%) e quelle da impianti geotermici (+3,3%). Stabili le vendite da impianti idroelettrici ad apporto naturale (-0,4%), in flessione quelle da impianti a carbone (-1,9% a livello nazionale, ma in netto aumento al Centro Sud ed in Sardegna), da impianti eolici (-11,4%) e soprattutto da altri impianti termici (-36,0%). La quota delle vendite da impianti a ciclo combinato è pertanto salita al 51,0% (+9,6 punti percentuali rispetto ad un anno fa) a discapito di quella da altri impianti termoelettrici, scesa a 13,7% (-8,5 p.p.); pressoché invariate le altre quote (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.286.538	25.398	-7,2%	11.437.999	15.886	+2,6%	14.185.622	19.702	+3,6%
Centro Nord	3.314.191	4.603	+7,1%	1.723.840	2.394	+6,7%	2.857.002	3.968	+3,8%
Centro Sud	5.262.309	7.309	+9,6%	2.015.466	2.799	+15,8%	4.102.118	5.697	+5,1%
Sud	6.332.962	8.796	+5,0%	4.271.488	5.933	+1,6%	2.000.927	2.779	-3,1%
Sicilia	2.465.943	3.425	+2,0%	1.522.627	2.115	+2,2%	1.599.463	2.221	+2,7%
Sardegna	1.376.887	1.912	+0,3%	855.783	1.189	-4,2%	928.597	1.290	-1,7%
Totale nazionale	37.038.830	51.443	-1,0%	21.827.204	30.316	+3,5%	25.673.730	35.658	+3,0%
MzEstero	4.081.310	5.668	-2,7%	3.966.439	5.509	-1,2%	119.914	167	-34,4%
Sistema Italia	41.120.140	57.111	-1,2%	25.793.643	35.825	+2,7%	25.793.643	35.825	+2,7%

(continua)

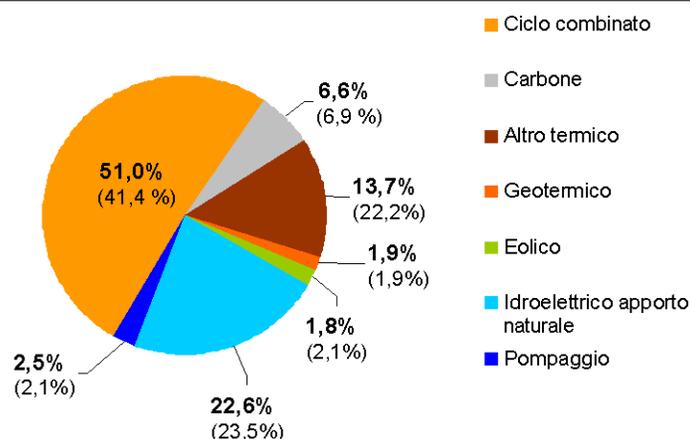
Tabella 5: MGP, vendite per tipologia d'impianto

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	9.459	+5,8%	2.072	+1,5%	2.256	+21,7%	5.392	+1,0%	1.898	-1,1%	1.102	+0,2%	22.180	+4,6%
Ciclo combinato	7.103	+40,3%	1.354	+15,3%	1.227	-14,1%	3.701	+53,6%	1.548	+3,2%	531	-3,3%	15.463	+27,6%
Carbone	888	-9,4%	23	-80,2%	479	+49,4%	53	-46,1%	-	-	547	+6,5%	1.990	-1,9%
Geotermico	0	-	567	+4,0%	-	-	2	-69,2%	-	-	-	-	569	+3,3%
Altro termico	1.468	-49,4%	128	-37,7%	550	+428,8%	1.637	-42,1%	351	-16,5%	24	-34,1%	4.158	-36,0%
Idroelettrico	6.425	-1,7%	319	+59,3%	439	+5,3%	320	+42,3%	51	+57,9%	40	-47,5%	7.594	+1,5%
Apporto naturale	5.802	-4,0%	304	+59,2%	380	+4,8%	320	+42,3%	20	+37,6%	23	-38,6%	6.850	-0,4%
Pompaggio	623	+27,2%	16	+62,6%	59	+8,9%	0	-	30	+75,5%	17	-56,0%	745	+22,2%
Eolico	3	-46,5%	3	-124,5%	104	-29,2%	220	-20,4%	166	+41,4%	46	-28,2%	541	-11,4%
Totale Impianti	15.886	+2,6%	2.394	+6,7%	2.799	+15,8%	5.933	+1,6%	2.115	+2,2%	1.189	-4,2%	30.316	+3,5%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), non essendo state registrate contrattazioni a giugno, le posizioni aperte a fine mese erano 386 MW per un totale di 1.150 GWh. Rispetto al mese precedente, il prezzo di controllo dei prodotti mensili baseload non ha subito variazioni rilevanti, a differenza di

quelli peakload che hanno invece mostrato andamenti contrastanti (in flessione *Luglio* ed *Agosto*, in aumento *Settembre*). Stabile o in lieve aumento il prezzo di controllo dei prodotti trimestrali ed annuale con l'eccezione del *III Trimestre 2010 peakload* (-2,2%) (Tabella 6).

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

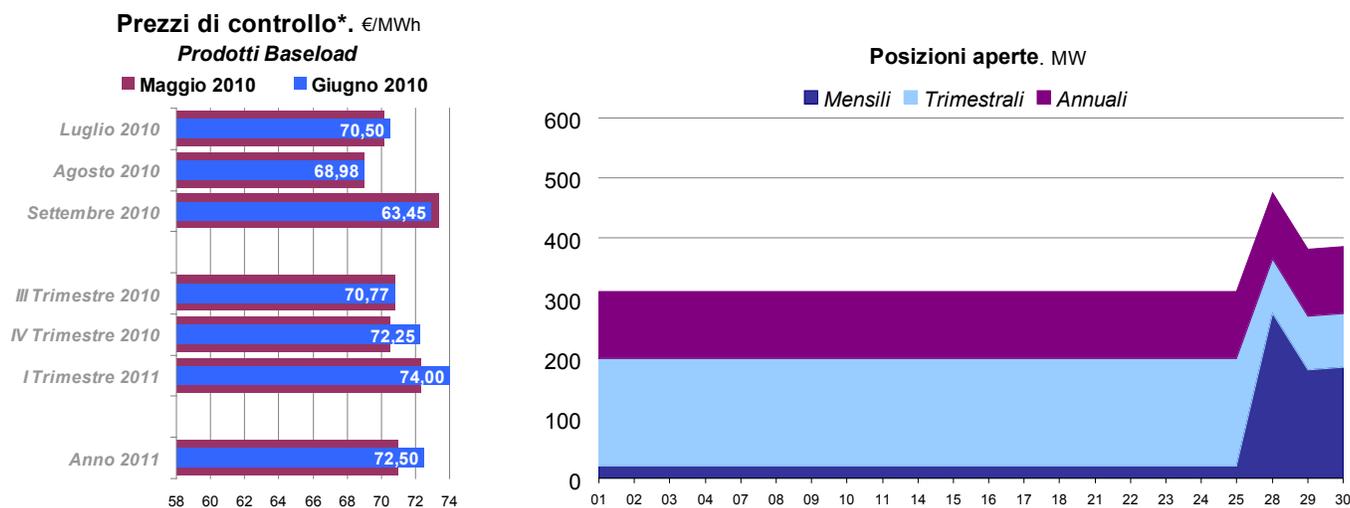
	PRODOTTI BASELOAD				PRODOTTI PEAK LOAD				
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW
<i>Luglio 2010</i>	70,50	0,5%	-	-	87,50	-3,9%	-	-	-
<i>Agosto 2010</i>	68,98	0,0%	-	-	83,40	-7,0%	-	-	6
<i>Settembre 2010</i>	72,90	-0,6%	-	-	85,30	5,0%	-	-	6
<i>Ottobre 2010</i>	72,25	-	-	-	93,93	-	-	-	-
<i>III Trimestre 2010</i>	70,77	0,0%	-	-	85,40	-2,2%	-	-	-
<i>IV Trimestre 2010</i>	72,25	2,5%	-	-	87,00	0,6%	-	-	26
<i>I Trimestre 2011</i>	74,00	2,3%	-	-	90,99	0,0%	-	-	-
<i>II Trimestre 2011</i>	67,00	0,0%	-	-	85,15	0,0%	-	-	-
<i>Anno 2011</i>	72,50	2,1%	-	-	87,60	0,7%	-	-	20
Totale			0	0			0	0	58

*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 giugno 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 giugno 2010, sono state 18,7 milioni di MWh, con un aumento del 31,7% rispetto allo stesso mese del 2009.

Da sottolineare la crescita dei contratti standard (+80,4% rispetto ad un anno fa) e tra questi i contratti *Baseload* quasi

raddoppiati. Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 12,2 milioni di MWh (+12,3%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 9,7 milioni di MWh (+15,0%), che nei conti in prelievo, pari a 10,5 milioni di MWh (+24,9%) (Tabella 7).

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

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	5.638.212	+95,3%	30,2%	Richiesti	9.770.961	+14,5%	100,0%	10.545.744	+25,1%	100,0%
<i>Off Peak</i>	767.520	+12,9%	4,1%	di cui con indicazione di prezzo	1.853.492	+588,4%	19,0%	0	-	-
<i>Peak</i>	1.376.724	+83,2%	7,4%	Registrati	9.655.649	+15,0%	98,8%	10.532.944	+24,9%	99,9%
<i>Week-end</i>	8.400	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	1.762.826	+1203,2%	18,0%	-	-	-
Totale Standard	7.790.856	+80,4%	41,7%	Rifiutati	115.312	-15,8%	1,2%	12.800	+162646,3%	0,1%
Totale Non standard	10.799.313	+9,4%	57,8%	di cui con indicazione di prezzo	90.666	-32,3%	0,9%	0	-	-
PCE bilaterali	18.590.169	31,0%	99,5%	Saldo programmi	3.655	-97,2%		880.950	+425,7%	
MTE	101.952	+16892,0%	0,5%							
TOTALE PCE	18.692.121	+31,7%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.236.606	+12,3%	65,5%							

Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ A giugno i consumi di gas consolidano dinamiche al rialzo con un aumento del +9%, appannaggio sostanzialmente del

comparto industriale e di quello domestico.

I prezzi registrati sul PSV risultano in aumento rispetto a maggio, confermandosi in crescita rispetto ai bassi valori dello scorso anno.

Nel mese di giugno gli operatori iscritti sulla P-Gas sono saliti a 40 (+11%), di cui 14 attivi con offerte solo lato vendita, che hanno mostrato preferenze per il contratto a prezzo fisso sul prodotto mensile "agosto 2010" e per il contratto a prezzo

indicizzato per il prodotto "annuale 2010/2011". Dei 14 operatori attivi, 6 risultano essere operatori soggetti ad obbligo di offerta. 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	-	1	-
Annuali	Fisso	-	3	-
	Indicizzato	-	10	-
TOTALE		40	14	-

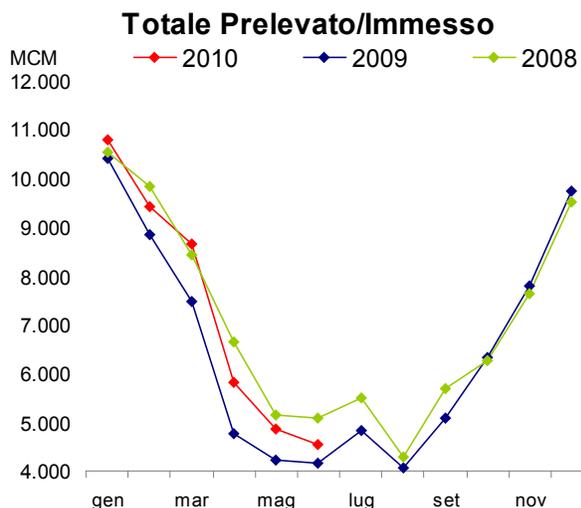
I consumi di gas osservati negli ultimi 8 mesi confermano dinamiche al rialzo anche per il mese di giugno, sebbene in lieve rallentamento, registrando un ulteriore aumento tendenziale con un livello di consumi pari a 4.526 MCM (+9%). Gli incrementi più consistenti si sono registrati anche questo mese nel settore industriale, come già nel corso dei mesi precedenti, con un livello di consumi pari a 1.194 MCM (+27%), tornando sui valori registrati nel 2008. Rilevante anche il contributo del

comparto domestico, che mostra un livello di consumi pari a 1.069 MCM (+10% rispetto allo scorso anno). Sostanzialmente stabile sui valori del 2009 risulta invece il comparto termoelettrico che, con un livello pari a 2.104 MCM (+3%), risulta ancora decisamente inferiore a quanto registrato nel 2008, confermando come i segnali di ripresa dell'economia non siano generalizzati ma interessino per ora solo alcuni comparti.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

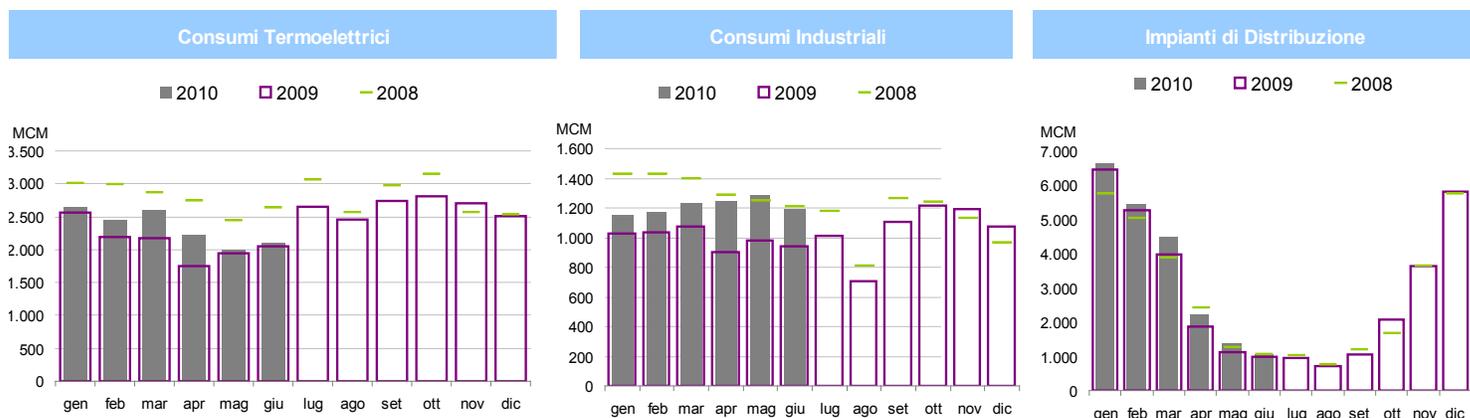
Domanda	MCM	Δ% Tend
Totale Prelevato	4.526	+9%
Impianti di Distribuzione	1.069	+10%
Consumi Termoelettrici	2.104	+3%
Consumi Industriali	1.194	+27%
Rete terzi e consumi di sistema	160	-17%
Offerta	MCM	Δ% Tend
Import	5.330	+3%
Produzione Nazionale	738	+12%
Sistemi di stoccaggio	-1.540	-9%



(continua)

Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

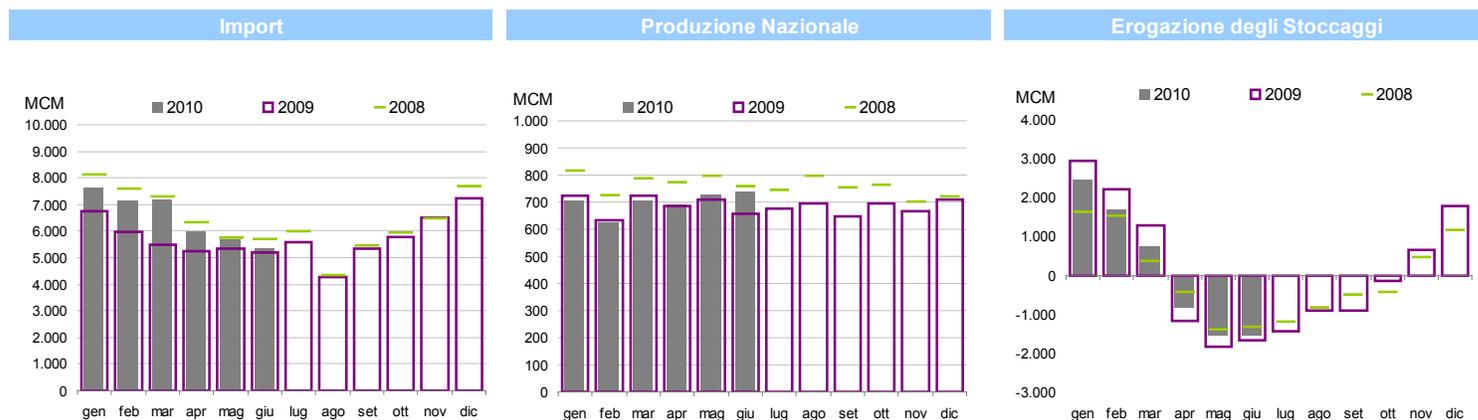


L'aumento dei consumi è stato soddisfatto per la maggior parte dall'incremento dell'import, che a giugno si è attestato a 5.330 MCM (+3%), con un tasso di utilizzo delle interconnessioni con l'estero in linea rispetto allo scorso anno e pari al 57%. In aumento tendenziale anche la produzione nazionale che, prossima ai livelli del 2008, si è attestata su un valore pari a

738 MCM (+12%). Lo stoccaggio, infine, ha mostrato un flusso di iniezione pari a 1.540 MCM (-9%), in calo rispetto a quanto osservato un anno fa quando il gas aveva raggiunto il livello minimo di prezzi, portando la quantità di gas stoccato sotto a quello registrato lo scorso anno, pari a 5.006 MCM (-5%).

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



Il Punto di Scambio Virtuale ha registrato un livello di prezzo pari a 21,91 €/MWh con forti dinamiche al rialzo rispetto al mese precedente (+9%) ma soprattutto rispetto al 2009

(+67%), per effetto del basso livello dei prezzi dello scorso anno precedentemente menzionato.

(continua)

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

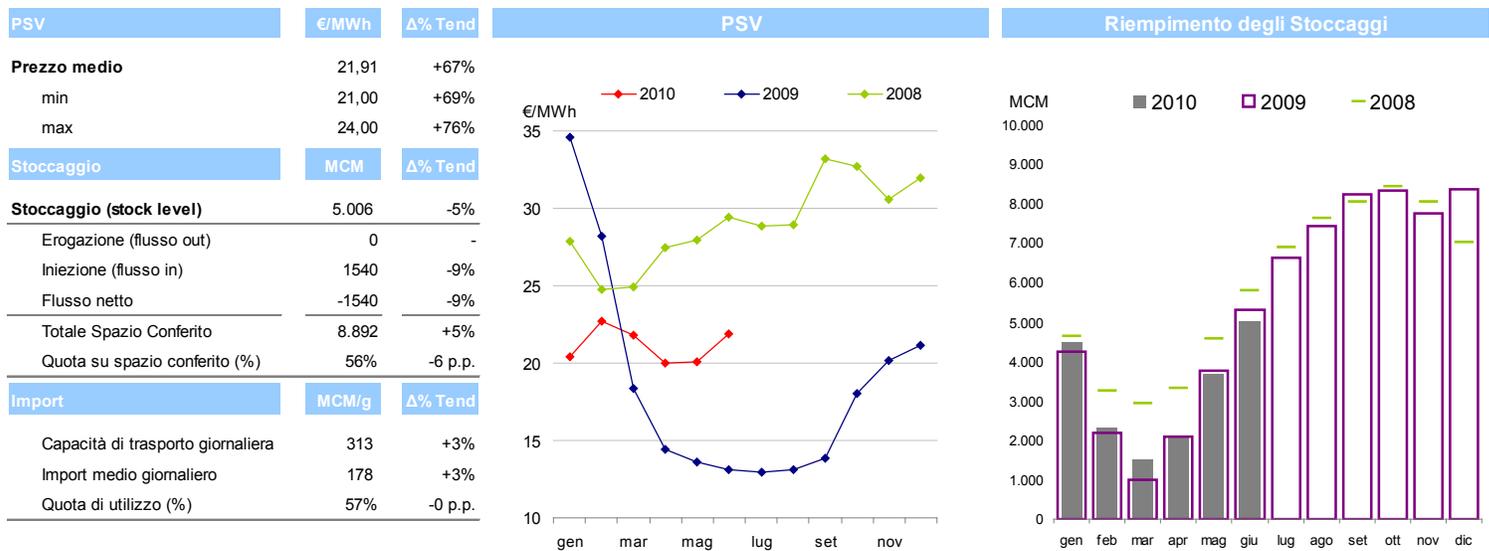
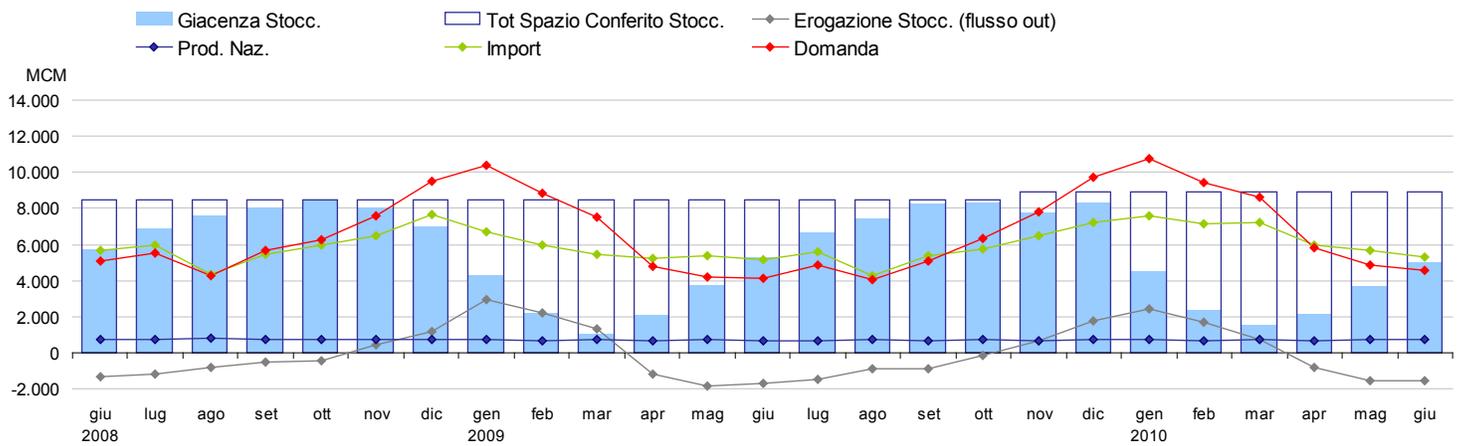


Grafico 3: Gas naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di giugno lancia segnali di una debole ripresa delle quotazioni sui mercati energetici europei, in un contesto caratterizzato da una ulteriore significativa perdita di potere dell'euro nei confronti del dollaro. A fronte di una sostanziale stabilità dei prezzi del petrolio e dei suoi prodotti di raffinazione,

one, aumenti più sostenuti interessano le piazze del carbone, in graduale risalita dopo la flessione di inizio anno, e soprattutto, del gas, che vede consolidare le dinamiche rialziste di forte intensità per il semestre centrale dell'anno. D'altro canto perdura la fase di ridotta volatilità in atto sulle borse elettriche, solo parzialmente interessate da fenomeni di stagionalità.

A giugno l'ennesimo deprezzamento dell'euro – specchio della crisi in atto nelle economie dei Paesi del Vecchio Continente – spinge il tasso di cambio a 1,22 \$/€, il livello più basso toccato da aprile 2006, imponendo il settimo calo congiunturale consecutivo (-2,6%) e una netta contrazione rispetto al valore del 2009 (-12,9%). Una sostanziale stabilità delle quotazioni si osserva invece sui mercati internazionali del greggio, dove i prezzi si mantengono sui livelli del mese precedente, confermando l'inversione della tendenza rialzista sperimentata tra marzo e aprile. In Europa il Brent, stazionario attorno ai 75,2 \$/bbl (+9,2% rispetto al 2009), smentisce le aspettative ribassiste espresse dagli operatori a maggio, reindirizzando i mercati verso uno scenario futuro di progressiva crescita. Del tutto analogo l'andamento mostrato dai prodotti petroliferi, prossimi entrambi ai valori del mese precedente. L'olio com-

bustibile e il gasolio si attestano rispettivamente sui 443 \$/MT e sui 649 \$/MT, denotando variazioni congiunturali minime e lievemente divergenti (-1,4%/+0,9%) e al contempo rincari annui decisamente più marcati (+16%). In chiave prospettica le curve a termine evidenziano una propensione rialzista di lungo termine per i due derivati, solo parzialmente indebolita dal calo previsto per il gasolio nel successivo mese di luglio. Le variazioni del greggio e dei suoi prodotti di raffinazione risultano anche in questo mese accentuate nella loro conversione in euro, per effetto della già citata riduzione del tasso di cambio. In particolare la perdita di potere della moneta europea induce sia un aumento in termini congiunturali (+1/4%), intensificando o addirittura invertendo il differenziale calcolato in dollari, che un inasprimento dei già consistenti incrementi annui (+25/+34%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Giu 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 10	Ago 10	Set 10	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,22	-2,6%	-12,9%	1,23	1,22 ▼	1,22 ▼	1,23 -	1,23 ▼
Brent	\$/bbl	74,9	-0,4%	+9,2%	70,0	76,6 ▲	77,0 ▲	77,4 -	80,9 ▲
FOB	€/bbl	61,3	+2,2%	+25,3%	56,8	62,6 ▲	62,9 ▲	63,2 -	65,8 ▲
Fuel Oil	\$/MT	442,9	-1,4%	+16,4%	402,8	460,0 ▲	465,0 ▲	468,8 -	496,3 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	362,7	+1,3%	+33,6%	327,2	375,6 ▲	379,6 ▲	382,6 -	403,9 ▲
Gasolio	\$/MT	648,7	+0,9%	+16,5%	737,0	641,5 ▲	660,0 ▲	663,1 -	695,6 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	531,3	+3,6%	+33,6%	598,8	523,9 ▲	538,8 ▲	541,3 -	566,1 ▲
Coal	\$/MT	93,6	+4,5%	+40,6%	92,0	92,5 ▼	92,0 ▼	93,0 -	98,8 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	76,6	+7,2%	+61,3%	74,7	75,5 ▲	75,1 ▼	75,9 -	80,4 ▲

Segni positivi si registrano anche sui mercati del carbone, dove, a fronte di un lieve rallentamento della ripresa avviata ad aprile, le quotazioni arrivano a toccare i massimi dell'ultimo anno e mezzo, attestandosi in Europa (API2) e in Sudafrica (Richard Bay) attorno ai 94 \$/MT. La crescita, pari al 4,5% rispetto a maggio (+7,2% nella conversione in euro), assume dimensioni più rilevanti nel confronto col 2009, sfiorando il 41% (+61,3% in euro) per effetto della progressiva

spinta rialzista in atto sul coal da marzo dello scorso anno. Sul riferimento asiatico, per contro, persiste la fase di ridotta volatilità che mantiene il prezzo su livelli inferiori ai massimi di gennaio, pur in un contesto di forte aumento tendenziale. Nei prossimi mesi i mercati non sembrano prevedere significative oscillazioni delle quotazioni del carbone, attese invece da un ulteriore ritocco verso l'alto nel 2011.

(continua)

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

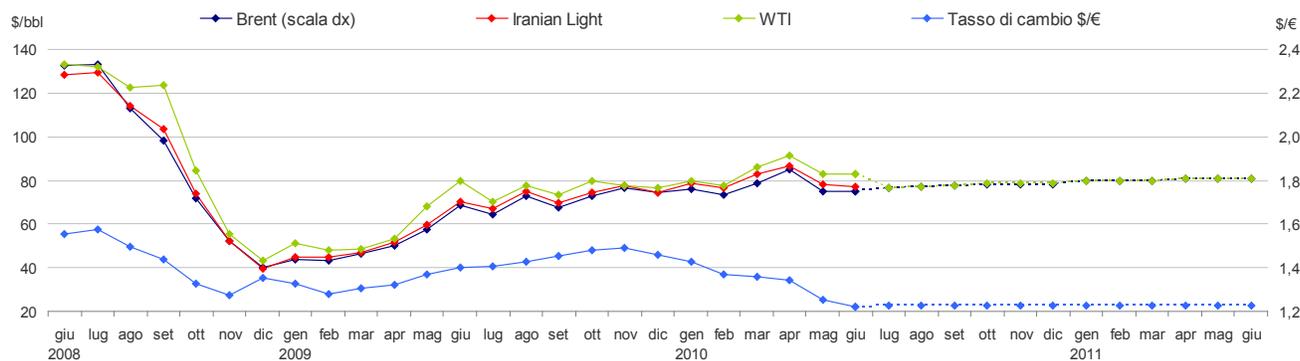


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

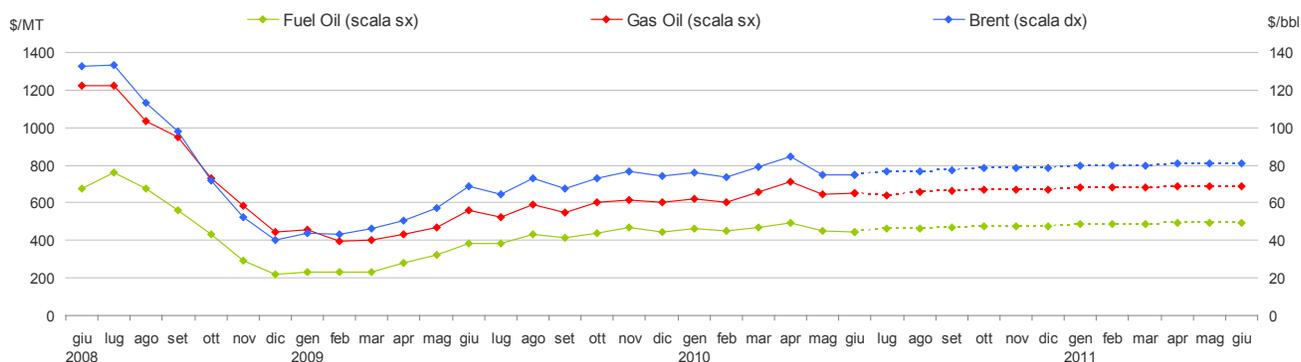
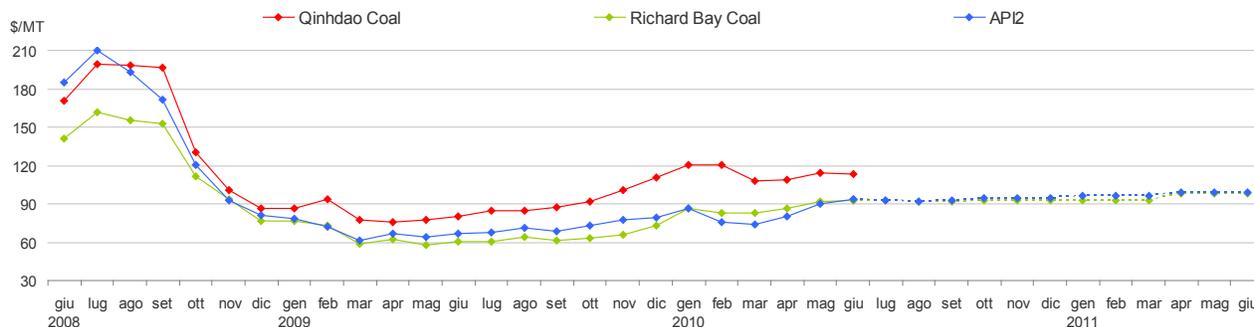


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

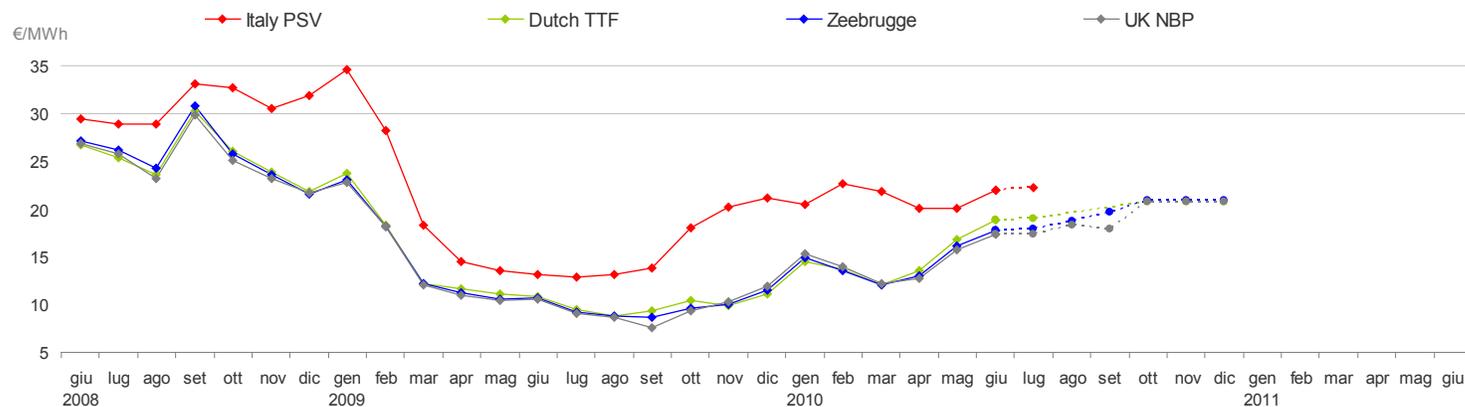
D'altro canto non accenna ad arrestarsi la fase di espansione del gas, che al momento appare la commodity interessata dai rincari più consistenti. Le aspettative di un ribasso indotto dalla tipica stagionalità dei consumi, solo accennato tra febbraio e marzo, risultano a tutt'oggi confutate da una crescita prodottasi negli ultimi tre mesi a tassi particolarmente elevati. L'impennata di quest'ultimo trimestre riflette da un lato gli aumenti osservati sul greggio tra fine 2009 e inizio anno, in virtù del consueto ritardo strutturale con cui il prezzo del gas recepisce i movimenti sui mercati del petrolio, incorporando dall'altro il trend di lungo termine di una domanda in lenta, ma graduale ripresa. Sulle piazze centro-nord europee le

quotazioni raggiungono i 17/19 €/MWh, valore mai più raggiunto da gennaio 2009, che induce un aumento del 10/12% in termini congiunturali e un rafforzamento dell'incremento annuo, compreso tra il 65/75%. In Italia il prezzo rilevato PSV continua a seguire una dinamica rialzista leggermente meno sostenuta e più in linea con la consueta stagionalità dei consumi. In particolare a giugno il suo valore si è fermato poco al di sotto dei 22 €/MWh, livello moderatamente superiore alle attese di mercato, evidenziando un aumento del 9,1% su maggio e uno spiccato incremento rispetto al 2009, trainato dalla ripresa dei consumi di gas dei settori industriale (+27%) e domestico (+10%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)							
GAS	Area	Giu 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 10	Ago 10	Set 10	Gas Year 10				
PSV DA	Italia	21,91	+9,1%	+67,5%	20,60	22,30	-	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	18,91	+12,7%	+74,5%	16,60	19,00	▲	-	-	-	-	20,90	▲
Zeebrugge	Belgio	17,80	+10,5%	+67,0%	15,66	17,93	▲	18,76	▲	19,66	-	21,23	▲
UK NBP	Regno Unito	17,34	+10,1%	+64,7%	15,34	17,42	▲	18,25	▲	17,93	▲	21,00	▲



La propensione al rialzo dei prezzi dei combustibili continua a non mostrare effetti significativi sugli andamenti delle quotazioni elettriche, i cui lievi incrementi congiunturali sembrano maggiormente riconducibili ad effetti legati alla caratteristica stagionalità. La ridotta volatilità mantiene i valori espressi dalle principali borse europee sui 40/45 €/MWh, mostrando variazioni congiunturali degne di nota soltanto su Omel, in costante risalita (+7,6%), e EEX (+5,3%). In Italia il prezzo all'ingrosso si conferma sui 60 €/MWh, valore inferiore alle aspettative mostrate a maggio dagli operatori. Su base ten-

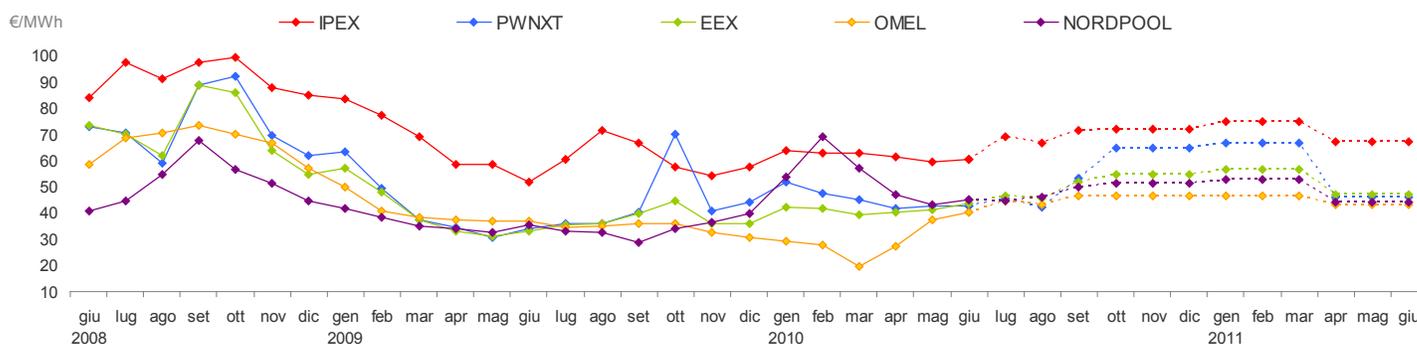
denziale gli exchange, tutti in crescita rispetto ai ridotti livelli del 2009, presentano incrementi più elevati nel centro-nord Europa (+25/30%) che nell'area mediterranea (+9/16%), alimentati da una debole ripresa della domanda di energia e da un più marcato aumento dei costi di generazione. I mercati a termine prospettano una generalizzata ripresa delle quotazioni nella seconda parte dell'anno, evidente già a partire da luglio in Italia e caratterizzata da incrementi più cospicui in Francia nell'ultimo trimestre del 2010.

(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	Giu 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 10	Ago 10	Set 10	Calendar
IPEX	Italia	60,20	+1,4%	+16,2%	63,75	69,03 ▼	66,51 ▲	71,25 -	73,00 ▲
Powernext	Francia	42,58	+0,4%	+25,3%	47,50	45,44 ▼	42,31 ▲	53,31 -	55,05 ▲
EEX	Germania	43,34	+5,3%	+30,5%	46,67	46,33 ▼	45,32 ▲	51,47 -	52,34 ▲
EEX-CH	Svizzera	43,33	+2,0%	+27,4%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	43,14	+2,1%	+26,3%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	40,12	+7,6%	+9,0%	44,75	44,50 ▼	43,10 ▼	46,25 -	45,47 ▲
UK-APX	Regno Unito	42,36	-1,3%	+13,5%	40,55	41,82 ▼	41,85 ▲	42,80 -	-
NordPool	Scandinavia	44,76	+4,1%	+26,6%	46,30	44,50 ▼	46,00 ▼	49,50 -	45,25 ▼



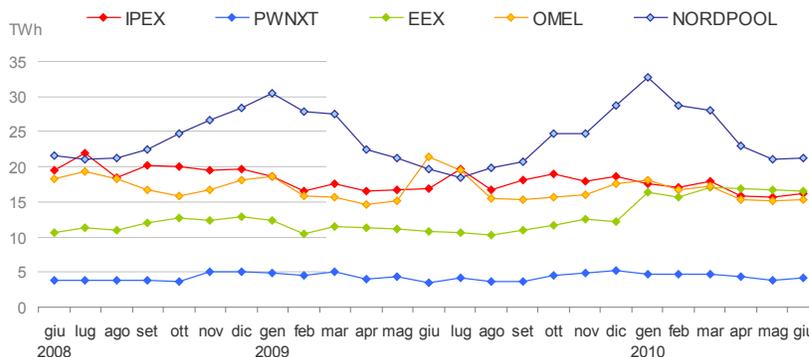
La stabilità dei volumi circolanti sulle borse day-ahead consolida le indicazioni già emerse in tutta la prima parte dell'anno, mostrando in particolare in questi ultimi tre mesi gli effetti legati alla stagionale riduzione dei consumi su IpeX, Omel e soprattutto su NordPool. In termini tendenziali spiccano la brusca diminuzione delle quantità scambiate su Omel (-28,4%), in

conseguenza dell'impennata registrata sulla borsa iberica nel mese di giugno dello scorso anno, e l'incremento riscontrato su EEX (+52,7%), per effetto del salto strutturale compiuto a gennaio 2010. I due exchange in questione rimangono appaiati ad IpeX sui 15/16 TWh, seguendo NordPool che ancora una volta risulta il listino su cui transita più energia (21 TWh).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)			
POWER volume	Area	Giu 10	Diff M-12(%)
IPEX	Italia	16,1	-4,2%
Powernext	Francia	4,1	+21,2%
EEX	Germania	16,5	+52,7%
EEX-CH	Svizzera	0,7	+21,3%
EXAA	Austria	0,5	+43,4%
Omel	Spagna	15,3	-28,4%
UK-APX	Regno Unito	1,5	-5,9%
NordPool	Scandinavia	21,2	+8,3%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 26.409 TEE nel mese di giugno, in aumento rispetto ai 141.781 TEE scambiati in maggio.

Dei 26.409 TEE scambiati, 11.918 sono stati di Tipo I, 7.531 di tipo II e 6.960 di tipo III. I prezzi, durante le sessioni di giugno, sono rimasti in linea, per tutte le tipologie, alle medie dei prezzi di maggio. La tendenza dei prezzi ha riflettuto le aspettative circa un numero di TEE emessi sufficiente per

coprire le esigenze dei soggetti obbligati. Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di € 91,57 (rispetto a € 91,51 di maggio), i titoli di tipo II ad una media di € 91,26 (rispetto a € 91,41 di maggio) ed i titoli di tipo III ad una media di € 91,55 (rispetto a € 91,42 di maggio). I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine giugno 2010, sono pari a 6.687.655. Scaduto il termine del 31 maggio per l'adempimento dell'obbligo annuale in capo ai distributori, i volumi di giugno hanno subito una diminuzione, così come è avvenuto negli anni scorsi.

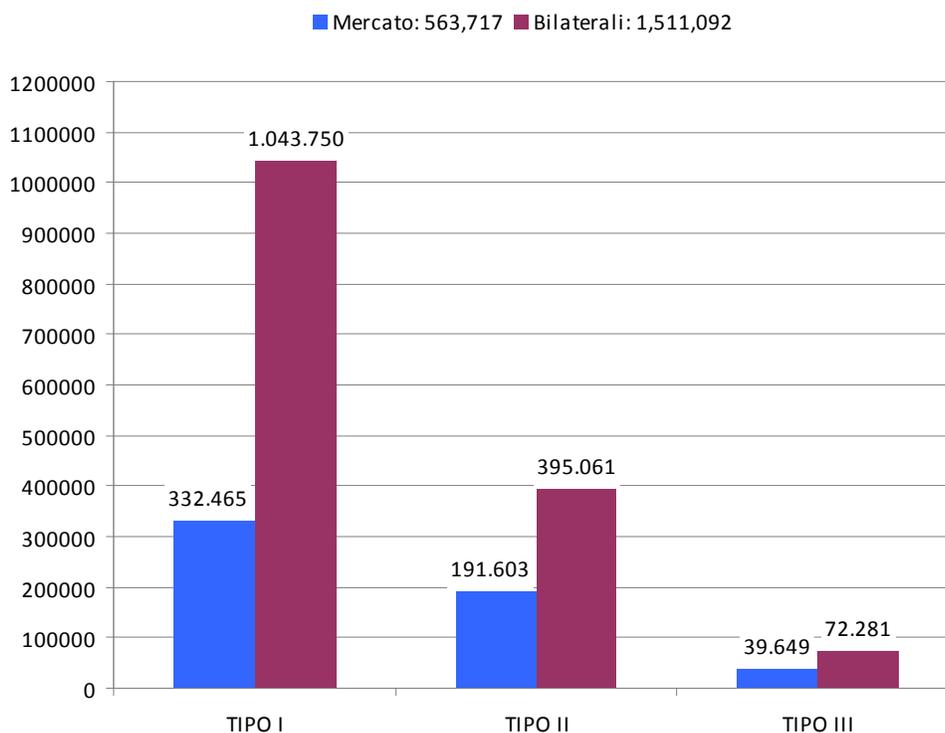
TEE, risultati del mercato del GME - giugno 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	11.918	7.531	6.960
Controvalore (€)	€ 1.091.317	€ 687.306	€ 637.202
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 90,00	€ 90,00	€ 91,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 92,00	€ 91,75	€ 92,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 91,57	€ 91,26	€ 91,55

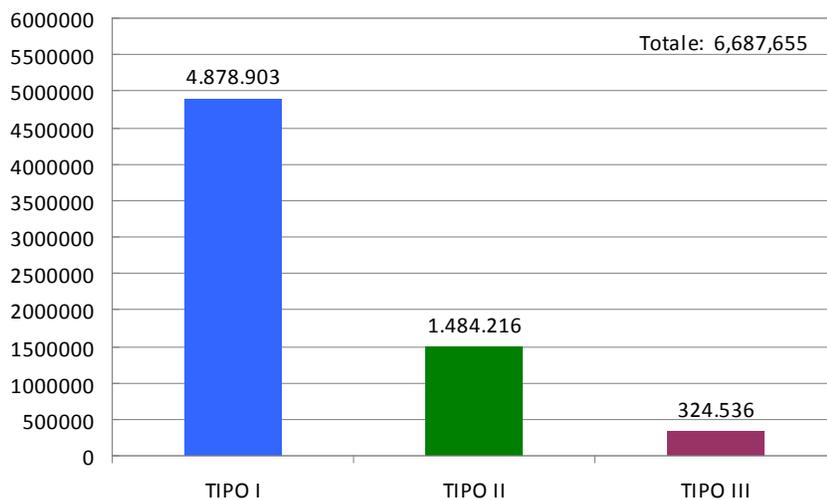
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 30 giugno 2010

Fonte: GME



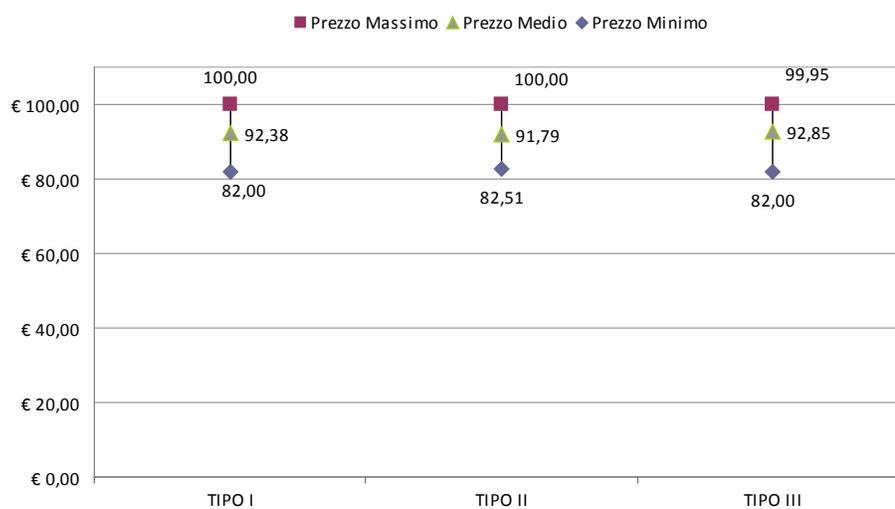
TEE, titoli emessi da gennaio a fine giugno 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



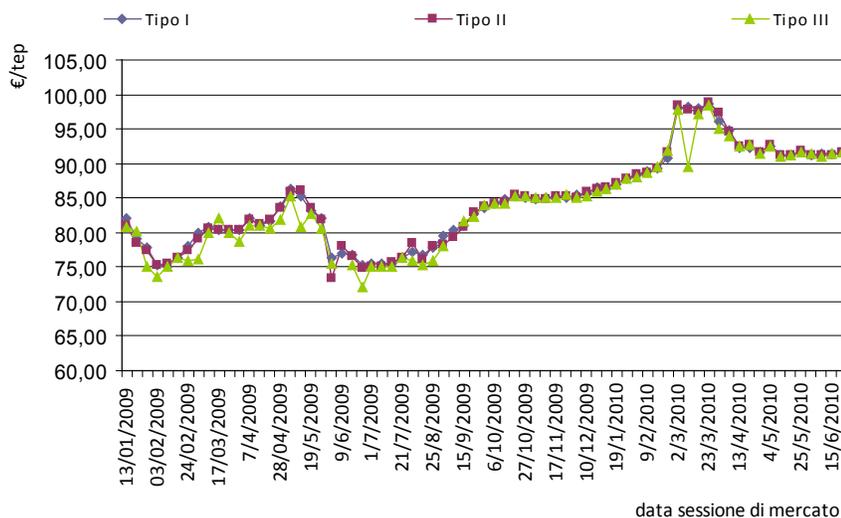
TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio-giugno 2010. Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di giugno sono stati scambiati 97.058 CV, in diminuzione rispetto ai 174.338 CV negoziati nel mese di maggio.

La concentrazione degli scambi si è spostata sui CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 72.813 rispetto ai 29.854 scambiati a maggio. I CV con anno di riferimento 2009 hanno invece registrato un volume pari a 17.594, in netta diminuzione rispetto ai 140.778 del mese precedente.

In aumento anche gli scambi sui CV relativi a produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL) con anno di riferimento 2009, con un volume pari a 6.651 rispetto ai 3.066 di maggio.

Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 in giugno è stato di € 85,21 €/MWh, mentre quello relativo ai CV 2009 è stato pari a 85,54 €/MWh.

I CV_TRL 2009, in particolare, hanno registrato un calo nei prezzi di 5 €/MWh circa e i CV 2009 di oltre 3 €/MWh rispetto al mese precedente. I CV 2010, non essendo oggetto di ritiro nel corso di quest'anno, non hanno subito variazioni sostanziali di prezzo rispetto al mese precedente (€ 85,69 in maggio rispetto a € 85,21 in giugno).

(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

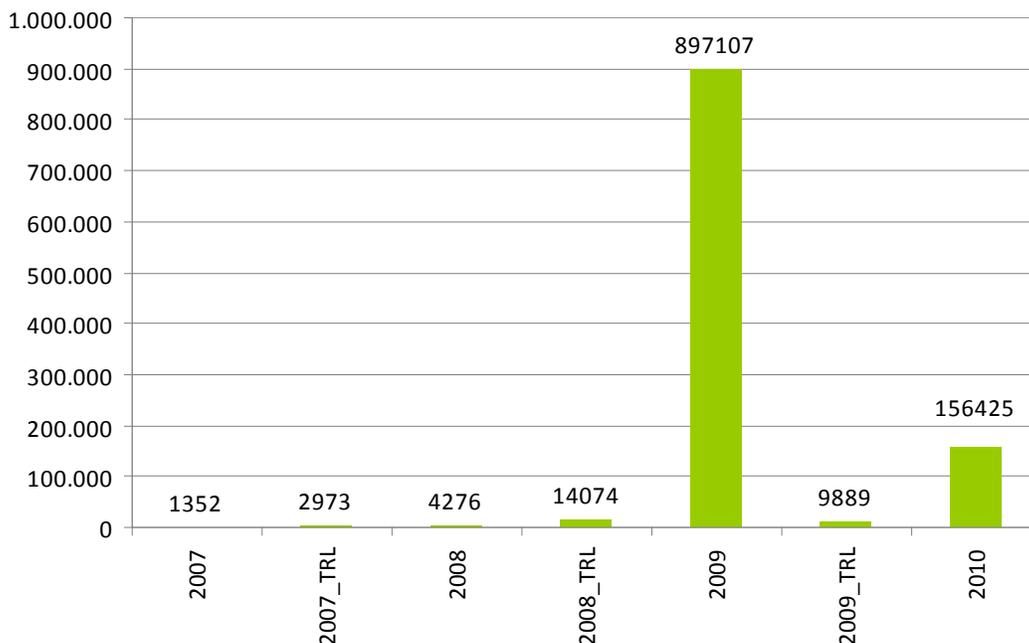
CV, risultati del mercato del GME giugno 2010

Fonte: GME

	Anno di riferimento						
	2007	2007_TRL	2008	2008_TRL	2009	2009_TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	0	0	0	0	17594	6651	72813
Valore totale (€)	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0	€ 1.504.948	€ 538.779	€ 6.204.633
Prezzo minimo (€/CV)					€ 83,55	€ 80,70	€ 84,00
Prezzo massimo (€/CV)					€ 87,80	€ 85,50	€ 87,00
Prezzo medio (€/CV)					€ 85,54	€ 81,01	€ 85,21

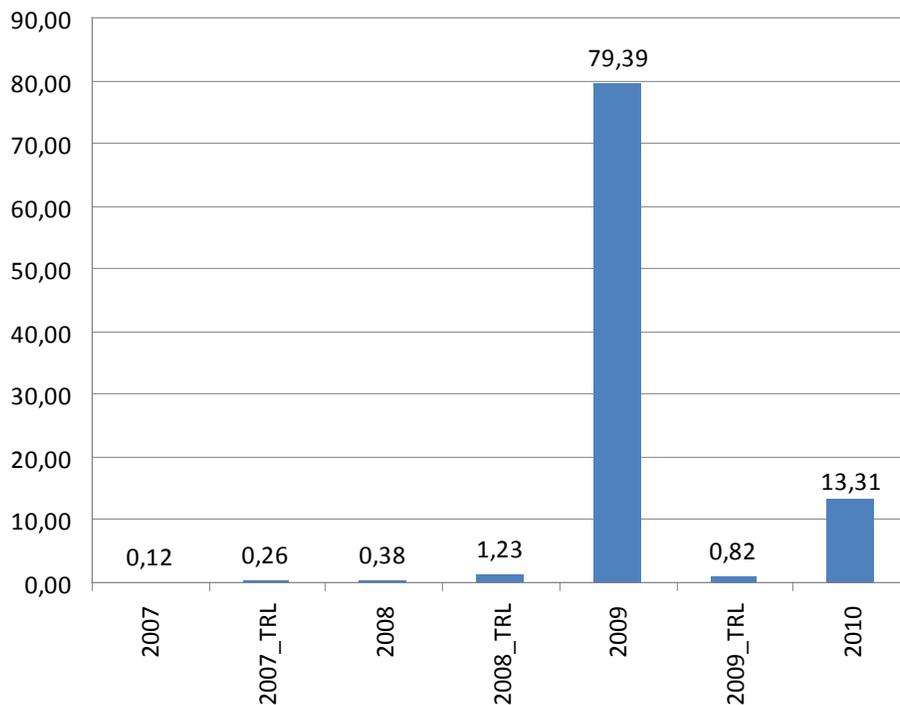
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a giugno 2010)

Fonte: GME



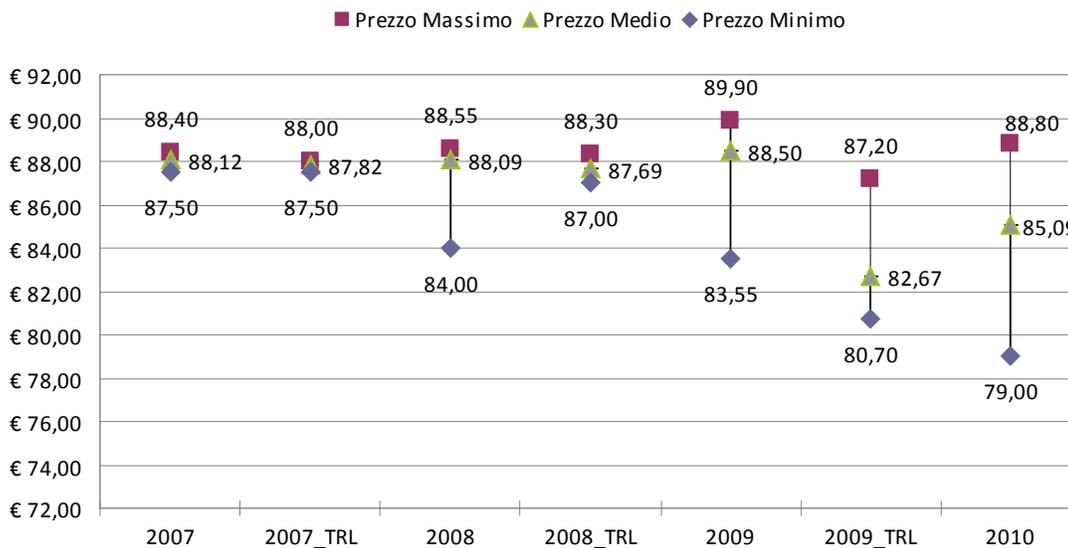
(continua)

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



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

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

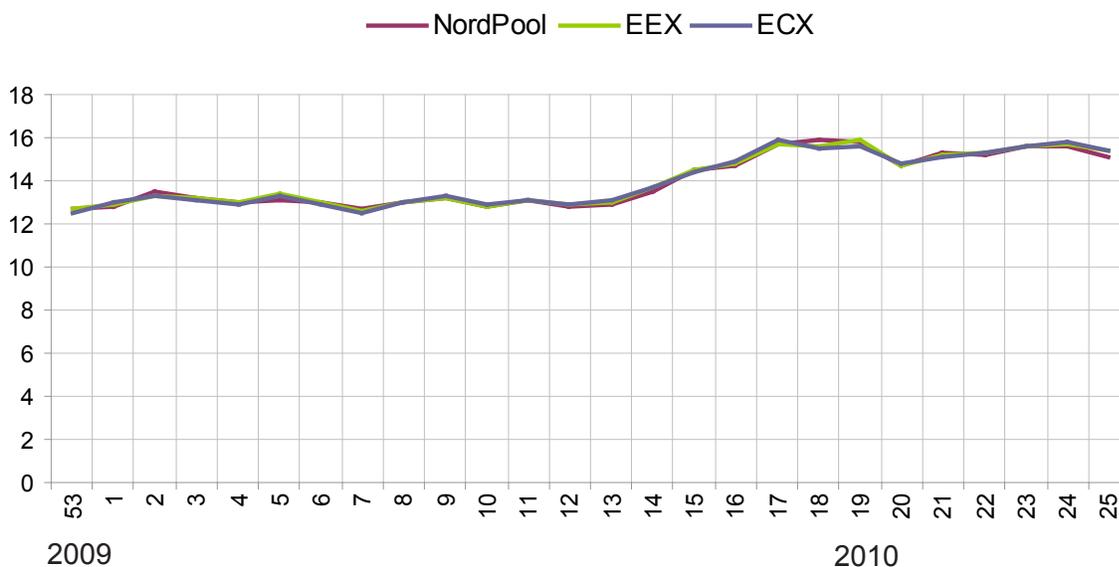
A cura del GME

■ Durante il mese di giugno i prezzi delle unità di emissione Dicembre 2010 si sono mossi principalmente all'interno di un trading range compreso tra i 15 e i 16 €/tonn, con un minimo a 14,80 €/tonn e un massimo a 16,12 €/tonn. Dopo aver quasi raggiunto i 17 €/tonn durante lo scorso mese, sulla scia dell'entusiasmo per quella che sembrava la risoluzione della crisi del debito greco, il sentiment generale sullo stato dell'economia mondiale, e soprattutto sulle prospettive di crescita, è tornato ad essere non troppo

positivo. In questo clima di incertezza, con una debolezza dei mercati azionari che nella seconda parte del mese hanno annullato i guadagni delle prime due settimane e con il Brent anch'esso salito nella prima metà del mese vicino gli 80 \$/barile, per poi scendere sotto i 75\$ a fine mese, il prezzo delle unità di emissione si è collocato al di sotto dei 16 €/tonn, muovendosi lateralmente all'interno del range 15-16 € senza spunti particolari. Nel corso del mese scorso sono state scambiate circa 448 milioni di EUA, portando il totale delle unità scambiate durante il 2010 a oltre 2,7 miliardi di unità.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

Di Jean-Michel Glachant, Direttore "Florence School of Regulation"

(dalla prima)

Introduzione

Gli scambi di energia elettrica, di qualunque natura (finanziari e fisici), nell'UE hanno raggiunto una quota pari a tre volte i consumi annuali (oltre 8 milioni di GWh negoziati nel 2007, a fronte di 2,7 milioni di GWh di consumi)¹. Dal punto dei vista dei mercati fisici, il 10% di tutti gli scambi ed il 30% dei consumi fluiscono sulle borse elettriche (PX). Il mercato tradizionale delle PX² è un mercato d'asta, organizzata ogni giorno intorno alle 12:00 per dare esecuzione alle offerte di energia elettrica con consegna il giorno successivo³. Alcune PX hanno anche iniziato ad organizzare contrattazioni nel periodo antecedente la fase del "giorno prima" ("day-ahead"), cioè scambi di prodotti finanziari "futures", e nel periodo successivo, cioè scambi infragiornalieri ("intraday"), ma l'oggetto della presente relazione è il "coupling" delle PX day-ahead di tipo "tradizionale". Il coordinamento day-ahead delle unità di produzione rispetto alla domanda attesa è sempre stato un'attività-chiave del settore elettrico, anche all'epoca delle imprese monopolistiche verticalmente integrate. Questa attività risponde all'esigenza di razionalizzare e rendere più efficiente la molteplicità delle tecnologie di produzione utilizzate per i vari impianti e di diminuire il costo di tenere gli stessi pronti a produrre, senza però arrivare alla potenza ottimale. Tuttavia, il problema essenziale che dobbiamo affrontare oggi non è più quello di sapere come dar vita a mercati locali all'ingrosso nello scenario elettrico post-liberalizzazione. Si tratta, piuttosto, di ampliare i mercati esistenti, locali o regionali, di renderli coerentemente aperti e di procedere al loro allineamento in ambito comunitario, in modo che possano operare senza soluzione di continuità ("seamless") ed avvicinarsi il più possibile ad un unico mercato interno dell'energia (Oggioni e Smeers, 2010).

Per circa 15 anni, sono esistiti nell'UE-15 mercati nazionali, aperti agli scambi di energia in base a norme di accesso alle reti, mentre la formazione dei prezzi sui mercati organizzati è rimasta prettamente nazionale (Glachant e Lévêque, 2009). L'unica eccezione è stata quella dei paesi nordici (Svezia, Finlandia e Danimarca, più Norvegia, che non fa parte dell'UE) – cfr. Moen, J. (2010). In questi paesi, il coupling dei mercati nazionali è stato imperniato su un'unica borsa elettrica, una consociata comune dei gestori delle reti ("TSO") nordici. La

borsa in questione gestisce un unico mercato day-ahead dove, in assenza di vincoli di rete, vi è un'unica area di prezzo, mentre, quando si determinano vincoli strutturali di rete, il mercato si separa in più zone. Questo modello è noto come "market splitting".

Successivamente, Olanda, Belgio e Francia hanno dato vita ad un unico meccanismo, meno centralizzato, di determinazione del prezzo, accoppiando le rispettive borse attraverso un algoritmo comune di "pricing" e coordinando la formazione dei prezzi fra le borse stesse. Il successo di questo modello empirico ha fatto sì che venisse individuato come modello UE per gli altri mercati regionali.

Tuttavia, Germania e Danimarca hanno sperimentato un contro-modello, nel quale si effettuava il coupling dei "volumi scambiati" che legavano le quantità offerte a quelle richieste sulle due borse, ma si teneva separata la formazione dei prezzi sui due mercati. L'esperimento è pesantemente fallito ed il modello ha ripreso a funzionare soltanto quando sono stati introdotti elementi di "price coupling" (Meeus, 2010).

Attualmente, disponendo di tre modelli fattibili di coupling dei mercati day-ahead, l'UE (o almeno l'UE-15) dovrebbe essere in grado, in tempi brevi, di realizzare questa componente del suo mercato interno (Everis e Mercados, 2009). Restano però ancora aperti ulteriori e numerosi quesiti. Come collegare con successo più mercati regionali in tutta l'UE-15? Come integrare un numero crescente di PX pur con contesti regolatori diversi? In base ad un modello centralizzato, noto come "CMU" ("Central Matching Unit"), si propone di creare un'unica entità pan-europea di trading che – utilizzando un algoritmo che ingloba tutti gli algoritmi delle diverse borse europee, le rispettive offerte ed i limiti di transito trasmessi a tutti i TSO – calcoli prezzi e flussi di transito transfrontalieri per tutta Europa, prevedendo con ciò un'ampia armonizzazione di tutti i quadri regolatori nazionali. Un approccio alternativo è rappresentato dal "PCR" ("Price Coupling of Regions"), in cui viene istituito un meccanismo comune di pricing, fondato sul coordinamento delle PX esistenti nell'ambito di un network decentralizzato, che consente l'accesso alle reti ed il trading, così da mantenere una certa caratterizzazione nazionale, ove richiesto da particolari esigenze a livello locale, come nel caso della Spagna e dell'Italia.

¹ Rassegna dei mercati dell'energia all'ingrosso 2008 (http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies)

² Leonardo MEEUS, Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context? (FSR Working Paper Series – 2010)

³ La consegna implica l'impegno a prelevare dalla rete o immettere nella stessa una certa quantità di energia elettrica in una data ora ed in una data zona.

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

1. Il market coupling come modello preferenziale per realizzare il mercato interno day-ahead dell'energia elettrica nell'UE

Come è stato osservato presso la "Florence School of Regulation"⁴, il market coupling elimina le inefficienze degli scambi transfrontalieri, internalizzando l'assegnazione della capacità e l'arbitraggio dei prezzi dell'energia nei meccanismi d'asta delle PX che organizzano le contrattazioni a livello nazionale.

Il dibattito nella letteratura si è tradizionalmente focalizzato su aste implicite ed aste esplicite. Secondo Bohn et al. (1983), le aste implicite massimizzano il benessere, mentre Chao and Peck (1996) hanno dimostrato che le aste esplicite non riducono necessariamente il benessere, quando le negoziazioni dei contratti di energia e capacità transfrontaliera avvengono in modo continuo. Gilbert et al. (2004), Parisio e Bosco (2008) ed Ehrenmann e Neuhoff (2009) hanno analizzato la differenza fra aste esplicite ed implicite in condizioni di concorrenza imperfetta, concludendo che le aste implicite riducono il potere di mercato. Hobbs et al. (2005) hanno affermato che può verificarsi il contrario, cioè che, nelle aste implicite, è più difficile controllare i comportamenti abusivi.

A parte il dibattito accademico, passato o presente (Ehrenmann e Smeers, 2005), l'esperienza europea evidenzia sempre più l'inopportunità di accoppiare i mercati con il metodo delle aste "esplicite", cioè assegnando esplicitamente le capacità transfrontaliere ai "trader" prima di aver effettuato l'arbitraggio dei prezzi fra i vari mercati elettrici nazionali. Newbery e McDaniel (2002) rilevano che i prezzi pagati nelle aste esplicite per l'assegnazione dei diritti di scambio fra Francia e Regno Unito sono molto più bassi dei ricavi potenzialmente ottenibili con gli scambi transfrontalieri. A conclusioni analoghe sono arrivati Neuhoff (2003) per le aste esplicite fra Germania ed Olanda, e Purchala et al. (2004) per le aste esplicite nel Benelux. Zachmann (2008) conferma tali conclusioni attraverso un'analisi statistica dettagliata sulla mancanza di convergenza dei prezzi in Europa. Frontier economics e Consentec (2004), Turvey (2006), Kristiansen (2007a & b), Creti et al. (2009) e CRE (2009), studiando l'utilizzo delle capacità transfrontaliere alle varie frontiere e in vari periodi, hanno osservato che gli scambi transfrontalieri convergono spesso sulla differenza media fra i prezzi, anche se il differenziale ("spread") fra i prezzi orari tende di frequente verso la direzione opposta. Di conseguenza, le scarse capacità

transfrontaliere disponibili sono attualmente sottoutilizzate e, spesso, anche mal utilizzate, allargando gli spread fra i prezzi invece che ridurli.

2. Il market coupling attraverso il "volume coupling" o "il price coupling"?

In linea teorica, i mercati elettrici legati attraverso l'interconnessione possono essere accoppiati o attraverso il coordinamento dei volumi di utilizzo della capacità di interconnessione o attraverso un meccanismo più ampio che associa coordinamento dei prezzi e coordinamento dei volumi. Il primo è noto come "volume coupling" o "dome coupling", il secondo come "price coupling" (che effettua il coupling anche dei volumi).

In ambito comunitario, la principale esperienza di volume coupling è stata quella del cavo Kontek, analizzata dalla FSR⁵. In esercizio dal 1995, tale cavo collega la Danimarca orientale (che oggi fa parte dell'area della borsa NordPool) con la Germania. Nel 2005, NordPool ha attuato per la prima volta il meccanismo d'asta implicita sul cavo Kontek, estendendo la sua piattaforma di mercato alla Germania ed entrando quindi in concorrenza, in termini di liquidità, con la tedesca EEX.

Nel 2008, il meccanismo d'asta implicita è stato applicato per la seconda volta sul cavo Kontek, in sostituzione della sua prima versione. NordPool ha chiuso la sua piattaforma di mercato tedesca ed ha cominciato a collaborare con EEX nel quadro di una "joint venture" denominata "European Market Coupling Company" (EMCC). Tale collaborazione prevedeva una procedura di coordinamento, che veniva attivata attraverso l'invio dei "book" di negoziazione da EEX e NordPool ad EMCC. Conseguentemente, EMCC calcolava l'utilizzo ottimale del cavo Kontek. EEX e NordPool aggiornavano poi i book di negoziazione: la borsa importatrice presentava un'offerta di vendita al prezzo di mercato ("price-taking"), mentre quella esportatrice presentava un'offerta di acquisto price-taking. Infine, EEX e NordPool calcolavano indipendentemente i prezzi sui rispettivi mercati.

Questa seconda versione di asta implicita sul cavo Kontek ha avuto una durata di soli 10 giorni. Gli "stakeholders" hanno poi impiegato poco più di un anno per predisporre una terza versione di asta implicita sul cavo Kontek, rimandando più volte la relativa data di attuazione. Uno studio condotto da FGH/IAEW (2009) riferisce che l'intento originario era quello di modificare soltanto l'algoritmo, ma che i risultati insoddis-

⁴ Leonardo MEEUS, Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky? (FSR Working Paper Series – 2010)

⁵ Leonardo MEEUS, Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky? (op.cit).

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

facenti dei test condotti sulla versione migliorata dell'algoritmo avevano portato a modificare anche la procedura di coordinamento. Finalmente, nel 2009, ha visto la luce la terza - e tuttora vigente - versione del meccanismo di asta implicita. Attualmente, l'EMCC (FGH/IAEW, 2009) fornisce assistenza a NordPool per il calcolo dei prezzi per la Danimarca orientale. Quindi, esiste ora un certo grado di coordinamento dei prezzi fra EEX e NordPool, che non era presente nelle due precedenti esperienze.

Le due principali conclusioni alle quali è pervenuto lo studio della FSR svolto da L. Meeus sono le seguenti.

1 - La prima versione del meccanismo di asta implicita sul cavo Kontek ha integrato il pricing delle capacità transfrontaliere con il pricing dei contratti di energia negoziati nelle aste di NordPool. La seconda versione ha fatto un passo in avanti, ottimizzando il "clearing" dei book di negoziazione di NordPool ed EEX, ma le borse hanno continuato a calcolare in modo indipendente i loro prezzi. La terza versione ha compiuto un ulteriore passo in avanti, coordinando, in parte, la fissazione dei prezzi sulle borse, ma era soltanto NordPool che coordinava, mentre EEX continuava a calcolare il prezzo indipendentemente.

2 - La principale evidenza dell'analisi empirica è che la terza versione presenta ancora delle inefficienze, con una perdita di benessere attualizzata di circa 0,5 milioni di euro, ma che la sua "performance" è di gran lunga superiore a quella delle due precedenti versioni, dove la perdita di benessere era rispettivamente di 10 e 28 milioni di euro all'anno. Dunque, la terza versione, tuttora vigente, non ha avuto fortuna, ma ha realizzato un'integrazione parziale del pricing sulle borse interessate. In altri termini, gli stakeholders hanno abbandonato l'approccio del "volume coupling" o "dome coupling" puro, che credevano essere una valida alternativa a quella del "price coupling", più difficile da attuare sotto l'aspetto istituzionale. Le molte iniziative in corso in materia di aste implicite in Europa possono trarre importanti insegnamenti da questa esperienza.

3. Il market coupling attraverso il "price coupling"?

Il coupling dei mercati può essere effettuato in due modi diversi, il volume coupling ed il price coupling. La differenza principale sta nelle modalità di formazione dei prezzi.

Nel caso del volume coupling, il coordinamento del calcolo di volumi e prezzi è limitato, perchè basato essenzialmente

sulle quantità. Il volume coupling consente a coloro che effettuano il coupling ("coupler") di rimanere più indipendenti al momento dell'accoppiamento. Anzitutto, i TSO calcolano la capacità di interconnessione e la comunicano all'attore del coupling. Poi, questa capacità globale viene assegnata ai flussi transfrontalieri in base alla domanda ed all'offerta in ciascuna area di scambio ed ai vincoli sull'interconnessione. Infine, le aree di scambio determinano i rispettivi prezzi zionali, tenendo presente il volume di import/export transfrontaliero che è stato loro attribuito attraverso il meccanismo di allocazione delle quantità.

Nel caso del price coupling, il calcolo dei volumi e dei prezzi transfrontalieri è coordinato attraverso un unico meccanismo; volumi e prezzi sono determinati contemporaneamente e coerentemente. Ciò garantisce la robustezza dei risultati del calcolo. Prezzi e volumi rispondono ad un'unica logica. Tale processo evita disparità di prezzi o di flussi (esportazioni da un'area ad alto prezzo verso un'area a basso prezzo, o differenze di prezzo quando non si è in presenza di congestioni). Ecco perché il price coupling appare oggi di estremo interesse come strumento sia per allocare capacità di interconnessione e gestire situazioni di deficit di interconnessione sia per aggregare i mercati all'ingrosso, espandendo le dimensioni dell'area di riferimento che determina il prezzo ("pricing").

4. L' "unbundling": l'accoppiamento dei mercati attraverso l'aggregazione dei gestori delle reti e dei gestori del mercato

Il price coupling è il risultato della collaborazione fra due tipologie di attori: i gestori delle reti ("Transmission System Operators" – TSO, che hanno il monopolio della proprietà e della gestione della rete⁶) ed i gestori dei mercati ("Market Operators", che hanno la proprietà o la gestione della piattaforma di mercato, cioè della PX). Il gestore del mercato può essere di proprietà del TSO. Resta il fatto che essi devono separare le loro attività per alcuni buoni motivi, ma soprattutto per scorporare ("unbundling") le attività esercitate in regime di monopolio da quelle basate sui meccanismi di mercato. Vi possono anche essere situazioni di conflitto di interesse quando il TSO è un grosso operatore del mercato (che acquista milioni di MWh di energia sul mercato per far fronte alle perdite di rete o che acquista o vende capacità di interconnessione congestionata attraverso un monopolio di fatto sugli scambi transfront-

⁶ Quando il gestore della rete non ne ha la proprietà, esso è chiamato "System Operator", come è o è stato il caso della Scozia e dell'Italia. La figura del System Operator è spesso presente nelle componenti del sistema elettrico USA che sono basate su meccanismi di mercato.

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

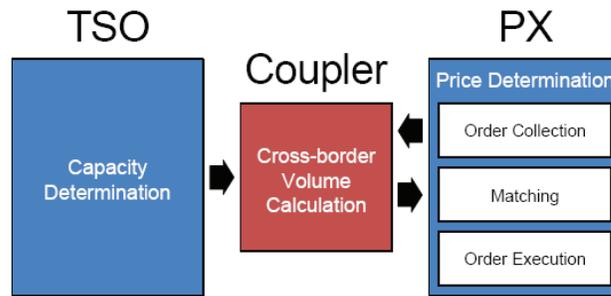
(continua)

alieri di energia). Tale separazione non esige l'indipendenza completa delle loro attività, in quanto l'allocazione di capacità sulla rete deve sempre essere adeguatamente accoppiata con il calcolo del prezzo di mercato.

Tuttavia, pur calcolando la capacità disponibile, i TSO non devono assegnarla. Nel caso del cavo Kontek, l'allocazione dei volumi è affidata ad un terzo, ovvero un coupler comune denominato "European Market Coupling Company" (EMCC) – vedi successiva Fig. 1. In un caso tipico di price coupling, l'allocazione dei volumi è realizzata dalla stessa PX, in qualità di unico gestore del mercato - vedi successiva Fig. 2.

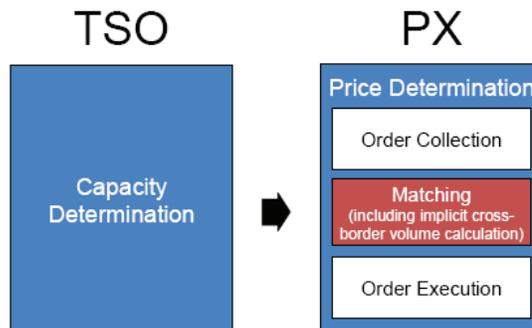
A questo punto, occorre fare un'importante distinzione. Nel modello di volume coupling, i TSO avrebbero potuto assegnare capacità. Si tratta infatti di una funzione legittima dei TSO, purchè venga svolta secondo criteri di non-discriminazione, efficienza e trasparenza. I TSO, invece, hanno istituito un altro soggetto (EMCC) in base ad altre considerazioni commerciali. Al contrario, nel modello di price coupling, i TSO non possono assegnare direttamente capacità agli operatori del mercato, in quanto tale assegnazione è integrata nel meccanismo dei prezzi e tale meccanismo è il nucleo centrale dell'attività della PX in quanto piattaforma di mercato.

Fig. 1. Gestori delle reti (TSO) e gestori dei mercati (PX) nel volume coupling attuato nel caso del cavo Kontek



Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010

Fig. 2. TSO e PX nel price coupling



Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

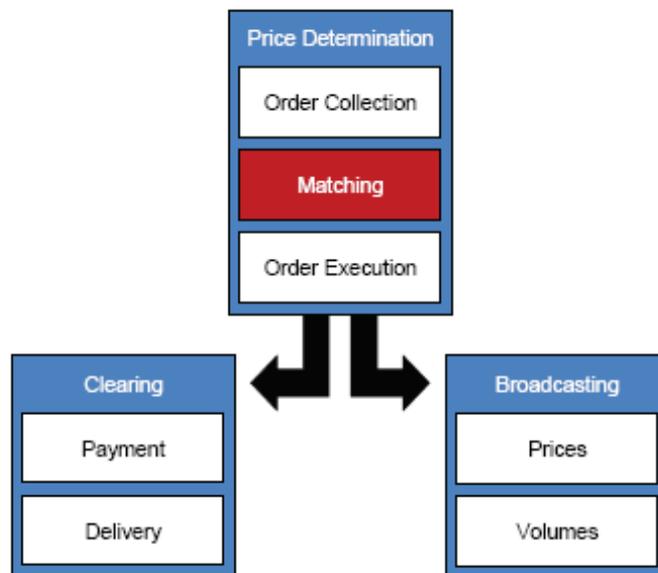
5. La "governance": il market coupling fra i gestori del mercato

Le PX svolgono almeno tre funzioni fondamentali di mercato: "producono" regolarmente i prezzi; li rendono noti come riferimenti di prezzo; effettuano il clearing delle corrispondenti transazioni. Per produrre regolarmente i prezzi, le PX raccolgono le offerte e le abbinano in base ad un algoritmo predeterminato. Procedono poi all'esecuzione delle offerte di acquisto e di vendita risultanti. Essendo prodotti regolarmente ed in modo predeterminato, questi prezzi dell'energia

possono diventare dei riferimenti per il mercato ed essere comunicati ad operatori ed analisti. Questa è una delle maggiori differenze rispetto alle contrattazioni bilaterali, le quali possono difficilmente produrre prezzi di riferimento. Inoltre, le PX centralizzano il market clearing in una controparte designata, che elimina il rischio finanziario di inadempimento insito nelle negoziazioni bilaterali.

Ciò determina un'attività finanziaria di richiamo di margine ("margin appeal") e di pagamento attraverso bonifici bancari, che rappresenta una parte molto consistente dell'attività effettiva delle PX.

Fig. 3. Principali funzioni delle PX quali gestori dei mercati



Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010

In questo insieme di attività complementari, cosa condividono le PX quando mettono in atto un sistema di market coupling? La questione sta al centro del dibattito sulla governance del sistema di coupling.

Le PX possono condividere tutto il portafoglio delle loro attività e aggregarsi poi funzionalmente, così da operare come un unico soggetto. Questo è sempre avvenuto fra i paesi nordici

(Norvegia e Svezia, poi Finlandia e Danimarca), i quali hanno un'unica piattaforma di mercato in Norvegia, organizzata e gestita a norma delle leggi e dei regolamenti norvegesi. Tale PX è nota come "NordPool". Che quest'unica piattaforma di mercato sia norvegese trova giustificazione nel fatto che i suoi unici azionisti sono i TSO norvegesi, tutti formalmente legati alla vita della loro unica piattaforma di mercato.

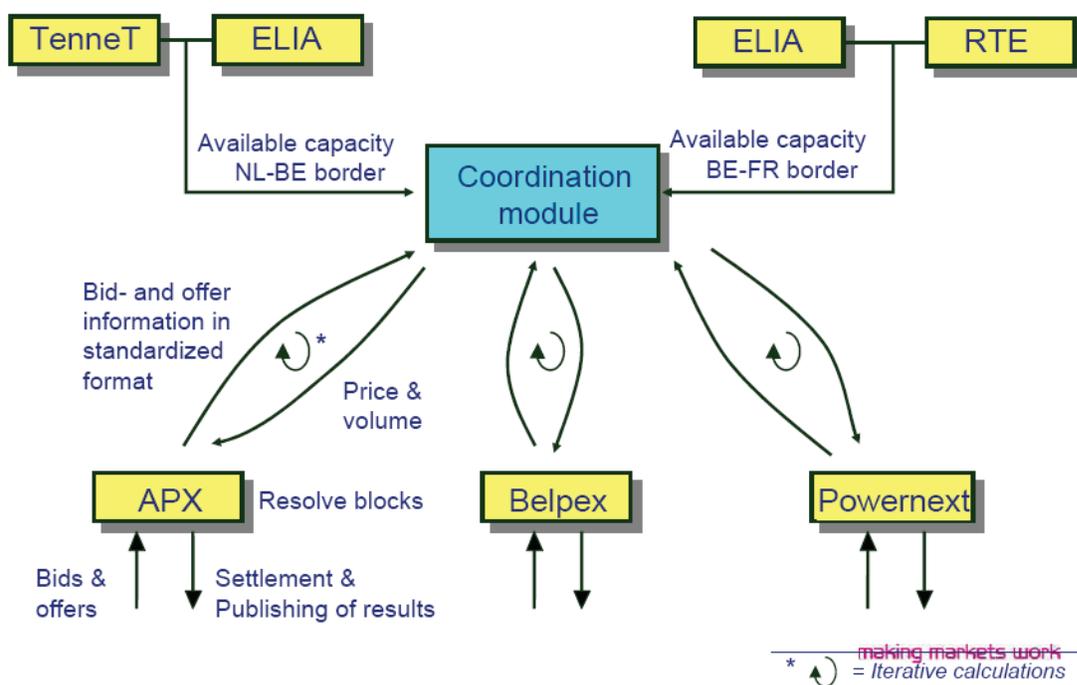
La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

Questo modello centralizzato di market coupling non è stato adottato da Olanda, Belgio e Francia, quando hanno avviato il market coupling trilaterale ("Trilateral market coupling"). Ciascuna PX ha conservato la propria indipendenza rispetto

alle altre, tenendo separata la maggior parte dei suoi rami di attività e limitandosi allo stretto coordinamento dell'attività di abbinamento ("matching", Figg. 3 e 4).

Fig. 4. Struttura del market coupling trilaterale fra Olanda, Belgio e Francia



Fonte: APX conference at the Florence School of Regulation - 2010

Nota: Tennet, Elia e RTE sono rispettivamente i TSO di Olanda, Belgio e Francia. APX, Belpex e Powernext sono le PX che operavano in Olanda, Belgio e Francia. Successivamente, si è avuta la fusione fra Powernext e la tedesca EEX, con la

creazione di una consociata comune denominata EPEXSpot ed operante in Francia, Germania, Austria e Svizzera ed il coupling, per il momento, soltanto della Francia.

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

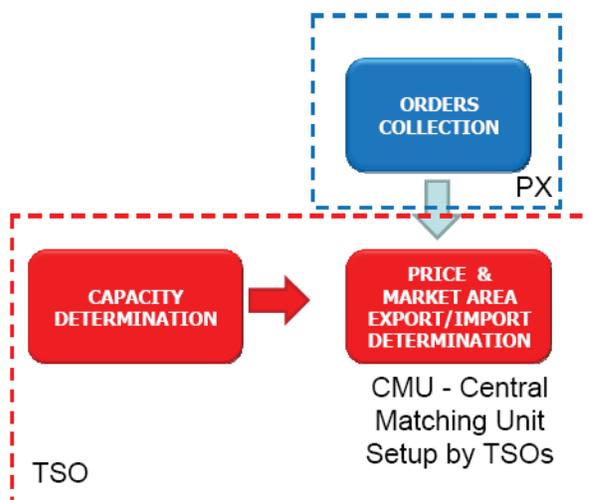
6. Il modello del "last mile coupling": Central Matching Unit (CMU) e Coupling of Regions (PCR) decentralizzato

La contrapposizione fra modelli centralizzati e decentralizzati di market coupling è ancora viva e legittima. Entrambi i modelli hanno, come è ovvio, vantaggi e svantaggi (Sihvonon-Punkka A., 2010).

L'approccio centralizzato propone una ristrutturazione pan-europea del funzionamento del mercato delle interconnessioni. Le PX potrebbero rimanere soltanto come sedi dove si raccolgono le offerte e si inoltrano ad un'unità centrale di abbinamento ("Central Matching Unit - CMU"). La CMU effettua l'abbinamento a livello centrale fra offerte di vendita e di acquisto, assegna capacità transfrontaliere alle zone di mercato, determina prezzi e volumi fra tutti i paesi in modo coerente, creando un'area di prezzo unificata pan-europea e riferimenti di prezzo. Pochi studiosi potrebbero resistere ad una proposta così promettente. Tuttavia, sotto l'aspetto istituzionale, questo modello del "Bing Bang" è lungi dall'essere praticabile - ed è questa la sua principale pecca. Negli USA, la FERC (l'Authority federale) ha cercato di imporre, in una fase troppo precoce, un disegno di mercato razionalmente centralizzato per tutto il paese, compromettendo di fatto il processo di riforma. Oggi, nell'UE, soltanto forti pressioni dall'alto potrebbero portare all'adozione di tale modello ed è questo il

motivo per il quale non sarà adottato. Quindici anni di gestione del sistema elettrico in base a meccanismi di mercato (Primo Pacchetto Europeo del 1996) hanno coerentemente strutturato interessi degli intermediari, investimenti, piani industriali, strategie di mercato, ecc. I paesi hanno posto in essere contesti normativi e regolatori a livello locale o regionale, designando autorità regolatorie o finanziarie investite di questo o di quell'altro aspetto delle attività del mercato e delle reti. Come cancellare, di un solo colpo, tutto ciò e creare, a livello comunitario, un nuovo ed unico soggetto? Come tener conto, in questa aggregazione, del "core business" e degli "asset" delle PX esistenti (algoritmi, database, sistemi telematici, clientela)? Come espropriare legalmente le PX del loro core business se non dovessero collaborare volontariamente? Come chiedere ai TSO di adottare un sistema unificato? Chi si accollerà i rischi legali, finanziari e commerciali dell'eventuale fallimento dell'operazione? Come sfuggire ai quadri normativi e regolatori nazionali per attuare il sistema soltanto su scala europea? Come inquadrare giuridicamente l'esercizio di queste attività di business e vigilare sulle stesse a livello comunitario quando non disponiamo di una solida istituzione regolatoria pan-europea (Vasconcelos 2005: the EU regulatory gap)? Ecc. Dato il numero e l'entità delle problematiche in gioco, il modello CMU non sembra ancora essere un'alternativa fattibile nell'UE.

Fig. 5. Modello di market coupling centralizzato pan-europeo



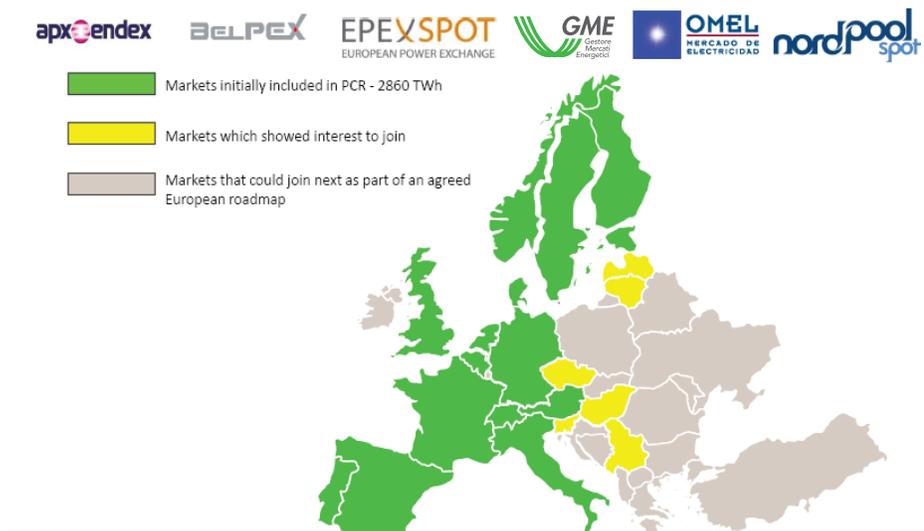
La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

Allora, l'unica alternativa fattibile oggi è quello di promuovere una collaborazione "soft" e decentralizzata fra le PX esistenti, con la partecipazione dei TSO. Tale progetto è noto come "Price coupling of regions" (PCR). Il PCR restringe la collaborazione necessaria fra le PX al rafforzamento delle relative attività di matching in un ambito comune, gestito in associazione con i TSO, incaricati di fornire i dati di calcolo delle capacità delle reti. Il PCR rimarrebbe aperto ad ulteriori en-

tranti, con varie modalità di partecipazione: alcune PX nuove entranti potrebbero utilizzare il sistema di trading di una PX regionale già esistente; altri entranti potrebbero utilizzare il proprio sistema di trading per fare il coupling, ma anche il "decoupling" in base ad un sistema comune; altri ancora potrebbero utilizzare il loro sistema di trading, avendo già integrato tutte le principali funzioni della "PX Master", operante come referente europeo.

Fig. 6. Mappa delle PX potenzialmente interessate al "Price Coupling of Regions"



Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010

7. L'esigenza di un modello di tipo PCR per tener conto delle specificità del mercato italiano

Poiché non tutte le PX europee si comportano nello stesso modo nella gestione delle loro attività caratteristiche⁷, la Florence School of Regulation le ha suddivise in due categorie:

- **PX a fini commerciali ("merchant"):** si tratta di istituzioni di mercato a fini di lucro, i cui introiti dipendono dal numero di utenti (quote di registrazione degli utenti, quote annuali di partecipazione) e dal volume delle transazioni eseguite al servizio degli stessi (provvigioni sui volumi scambiati). Le merchant PX nascono, nella maggior parte dei casi, per iniziativa privata e sono in concorrenza con altre borse ed altre sedi di contrattazione bilaterale o OTC. Il core business di

queste PX è la fornitura di servizi di negoziazione.

- **PX con costo del servizio regolamentato ("Cost of Service (CoS) Regulated PX"):** si tratta di istituzioni non a fini di lucro o con "lucro regolamentato", i cui introiti dipendono dai costi approvati per i servizi approvati. Le CoS Regulated PX nascono generalmente per iniziativa pubblica e svolgono varie funzioni. Ad esempio, in Spagna, OMEL ha, fra l'altro, il compito di allocare i corrispettivi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ("capacity payments"), ovvero uno strumento di incentivazione pubblica finalizzato a promuovere l'adeguatezza del sistema di produzione. In Italia, IPEX ha, fra l'altro, la responsabilità di gestire le congestioni interne al paese e di programmare gli impianti. Anche in Grecia ed Irlanda, le CoS Regulated PX effettuano il

⁷ Leonardo MEEUS, Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context? (Op.cit.)

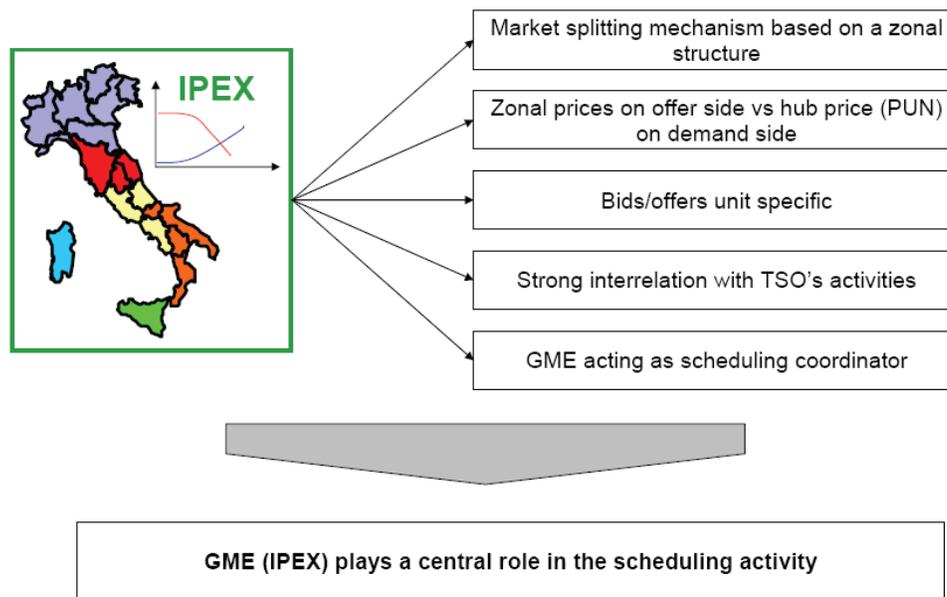
La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

dispacciamento delle centrali. Vi sono, però, alcuni caratteri distintivi del mercato all'ingrosso italiano che richiedono un attento esame quando si tratta di scegliere un modello di market coupling (Fig.6). Anzitutto, in Italia, vi è un meccanismo di market splitting basato su una struttura zonale. In secondo luogo, tale meccanismo è "zonale" per la determinazione dei prezzi delle offerte, mentre è basato su un riferimento ("hub") nazionale per il pricing della domanda. In terzo luogo, le offerte di acquisto e di vendita sono presentate con riferimento

ad unità specifiche e non a livello di singole imprese. In quarto luogo, il GME effettua il coordinamento dei programmi (in qualità di "scheduling coordinator") delle unità di produzione ed interagisce strettamente con il TSO Terna, con compiti che in altri paesi sono svolti soltanto dai TSO. Almeno per questi motivi, per l'Italia sarebbe più difficile rientrare in un modello centralizzato di market coupling (come ad es. il CMU) che collaborare nell'ambito di un "Price coupling of regions" decentralizzato.

Fig. 7. Principali caratteristiche del mercato all'ingrosso italiano (IPEX)



Fonte: GME conference at the Florence School of Regulation - 2010

Conclusioni

Dopo 15 anni di attività dei mercati all'ingrosso organizzati, generalmente progettati ed gestiti per operare a livello nazionale (salvo nei paesi nordici), l'UE è in procinto di realizzare la prima piattaforma comune di mercato continentale attraverso il coupling dei mercati del giorno prima. Poiché la performance del modello di coupling dei volumi adottato da Germania e Danimarca è risultata inferiore a quella dei modelli di price coupling, è molto probabile che l'UE introduca un modello generalizzato di price coupling. Quanto alle modalità più idonee per attuare il price coupling nell'UE, esistono due posizioni diverse, una a favore del modello centralizzato e l'altra a favore di quello decentralizzato. Tuttavia, a prescindere dalla qualità teorica del modello centralizzato, quello decentralizzato resta oggi l'unica strada istituzional-

mente percorribile. E ciò per i seguenti motivi: non è possibile costringere le piattaforme di mercato esistenti a rinunciare a certe attività che stanno al centro dei loro interessi commerciali; i TSO non hanno capacità convincenti per architettare e gestire una tale centralizzazione del mercato a livello UE; infine, nel vuoto regolatorio europeo, una piattaforma di mercato di tale portata non può essere lasciata ai soli TSO interessati, a prescindere dai loro legittimi intenti. Nell'attuale situazione del settore elettrico europeo, l'unica alternativa oggi fattibile sembra essere quella del modello decentralizzato denominato "price coupling of regions", che si propone di diventare operativo sin dal 2011-2012. Per l'Italia, questo modello di price coupling rappresenta anche la via più semplice per contribuire alla prossima realizzazione del mercato del giorno prima a livello comunitario, pur conservando le caratteristiche distintive del suo mercato all'ingrosso.

La realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica nell'UE attraverso il "market coupling"

(continua)

Bibliografia

- Bohn, R. E., M. C. Caramanis, and F. C. Schweppe, (1983). Optimal pricing in electrical networks over space and time. *RAND Journal of Economics*, 15(3), 360–376.
- Chao, H. P., and S. Peck, (1996). A market mechanism for electric power transmission. *Journal of regulatory economics*, 10(1), 25–60.
- CRE (2009), Management and use of electric interconnection in 2008, available at: <http://www.cre.fr>.
- Creti, A., Fumagalli, E., and Fumagalli, E. (2009), Integration of Electricity Markets in Europe: Relevant Issues for Italy. IEF Working Paper No. 21.
- Ehrenmann, A., Neuhoff, K., (2009), A Comparison of Electricity Market Designs in Networks, *Operations Research*, 57(2), 274-286.
- Ehrenmann, A., Smeers, Y., (2005), Inefficiencies in European congestion management proposals, *Utilities Policy*, Volume 13, Issue 2, 135-152.
- Everis and Mercados (2009), From Regional Markets to a Single European Markets, Study conducted for the European Commission.
- FGH/IAEW Report, (2009), Supervision of Tests and Evaluation of a System for Market Coupling operated by EMCC, available at: <http://www.marketcoupling.com>.
- Frontier economics and Consentec, (2004). Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market, Study conducted for the European Commission Directorate General Energy and Transport.
- Gilbert, R., Neuhoff, K., Newbery, D., (2004). Allocating transmission to mitigate market power in electricity networks. *RAND Journal of Economics* 35 (4), 691-709.
- Glachant, J-M, Lévêque, F., (2009). Electricity Reform in Europe: Towards a Single Energy Market, Edward Elgar.
- Hobbs, B.F., Rijkers, F.A.M., Boots, M.G., (2005), The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling, *The Energy Journal*, 26(4).
- Kristiansen, T., (2007a), An assessment of the Danish–German cross-border auctions, *Energy Policy*, 35(6), 3369–3382.
- Kristiansen, T., (2007b), A preliminary assessment of the market coupling arrangement on the Kontek cable, *Energy Policy*, 35(6), 3247–3255.
- Meeus L. (2010), Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky? EUI RSCAS Working Paper 2010/49, Florence School of Regulation.
- Meeus, L., (2010), Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context? EUI RSCAS Working Paper 2010/12, Florence School of Regulation.
- Meeus, L., Vandezande, L., Cole, S., Belmans, R., 2009, Market coupling and the importance of price coordination between power exchanges, *Energy*, 34(3), 228-234.
- Moen, J., (2010), Regional Initiative: Which Appropriate Market Design? EUI RSCAS Working Paper 2009/60, Florence School of Regulation.
- Neuhoff, K., (2003) Integrating Transmission and Energy Markets Mitigates Market Power, CMI working paper 301.
- Newbery, D., Mcdaniel, T., (2002), Auctions and trading in energy markets: an economic analysis, DAE Working Paper WP 0233.
- Newbery, D., Mcdaniel, T., 2002, Auctions and trading in energy markets: an economic analysis, DAE Working Paper WP 0233.
- Oggioni, G., Smeers, Y. (2010), Degree of Coordination in Market-coupling and Counter-trading EUI-RSCAS Working Paper 2010/24, Florence School of Regulation.
- Pariso, L. Bosco, B., (2008), Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects, *Energy Economics*, 30(4), 1760-1775.
- Purchala, K., Meeus, L., Belmans, R., (2004), The analysis of the cross-border capacity allocation in the Benelux region, 40th CIGRE conference, article C5-204, Paris, France.
- Sihvonon-Punkka, A., (2010) The Work of the PCG: can we travel the extra/final mile? FSR Conference http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2010/Regional%20Initiatives/Presentation_SihvononPunkka.pdf.
- Turvey, R., (2006). Interconnector economics. *Energy Policy* 34(13), 1457–1472.
- Vasconcelos, J., 2005, Towards the Internal Energy Market: how to bridge a regulatory gap and build a regulatory framework, *European Review of Energy Markets*, 1(1).
- Zachmann G., (2008), Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*, 30(4), 1659-1671.

La sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi

di Donatella Bobbio, Claudia Checchi - REF Ricerche per l'economia e la finanza

La Direttiva Rinnovabili (2009/28/CE) prevede uno schema di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi utilizzati per il raggiungimento dell'obiettivo del 20% di fonti rinnovabili sul consumo al 2020. Tra tutte le fonti rinnovabili, i biocarburanti e i bioliquidi sono infatti considerate le più controverse, per il timore che il loro utilizzo porti, se si considera l'intero ciclo di produzione, a modeste riduzioni o addirittura incrementi delle emissioni di gas serra o comporti l'impoverimento di terreni caratterizzati da elevata biodiversità. La Commissione Europea (CE) ha quindi definito una serie di criteri vincolanti affinché biocarburanti e bioliquidi possano essere conteggiati ai fini della misurazione del raggiungimento degli obiettivi comunitari e possano essere oggetto di incentivazione a livello nazionale o comunitario.

Il rischio dell'introduzione di un sistema di criteri vincolanti per la biomassa liquida è che ciò si traduca in un freno all'utilizzo di questa tipologia di fonti rinnovabili e renda più difficoltoso il raggiungimento degli obiettivi comunitari; per ovviare a questo problema la CE ha quindi introdotto, nella stessa Direttiva Rinnovabili, strumenti volti a ridurre gli oneri a carico dei fornitori di biomassa liquida che debbano dimostrare il rispetto dei criteri da parte dei propri prodotti. Con queste disposizioni si delinea peraltro nella normativa europea una disparità di trattamento tra i biocarburanti e i bioliquidi da una parte e la biomassa solida e gassosa dall'altra, in quanto per quest'ultima la CE si è limitata, per il momento, a formulare raccomandazioni per promuovere l'uniformità nelle discipline nazionali ed evitare distorsioni nel mercato comune.

Due nuovi interventi hanno recentemente contribuito a completare il quadro regolatorio in materia, definendo un framework completo della disciplina per la sostenibilità dei biocarburanti e i bioliquidi: si tratta da un lato del c.d. "Pacchetto biocarburanti", composto da una Decisione e due Comunicazioni¹, con cui la

CE implementa e chiarisce alcune disposizioni contenute nella Direttiva Rinnovabili, dall'altro del Piano di azione nazionale delle rinnovabili (PAN) posto recentemente in consultazione dal Governo Italiano, che contiene le strategie nazionali per lo sviluppo di queste tipologie di fonti rinnovabili.

Il ruolo di biocarburanti e bioliquidi per il raggiungimento degli obiettivi

Lo schema di sostenibilità introdotto dalla direttiva riguarda i biocarburanti, ossia la biomassa liquida e gassosa utilizzata per il trasporto, e i bioliquidi, ossia la biomassa liquida utilizzata per la produzione di elettricità e calore. I bioliquidi contribuiscono insieme a tutte le altre fonti di energia rinnovabile all'obiettivo del 20% nei settori elettrico e riscaldamento/condizionamento, mentre il ruolo dei biocarburanti è centrale ai fini dell'obiettivo di utilizzo di energia rinnovabile nel settore trasporto, che si ricorda non può essere inferiore al 10% dei consumi del settore in ciascuno Stato Membro.

Per quanto riguarda il settore trasporto, i principali prodotti coinvolti nello schema di sostenibilità sono il bioetanolo (prodotto a partire da zucchero e cereali e utilizzato in sostituzione della benzina) e il biodiesel (prodotto principalmente a partire da oli vegetali e utilizzato in sostituzione del diesel). Nel 2007 il 75% dei carburanti rinnovabili utilizzati nell'UE nel settore dei trasporti era costituito da biodiesel, il 15% da bioetanolo e la parte restante da olio vegetale puro.

La Tabella 1 riporta il peso dei biocarburanti sul consumo totale di carburanti tradizionali come pubblicati a giugno dalla CE². L'Italia mostra una percentuale dello 0,6%, in crescita molto lenta: se infatti nel 2003 il nostro Paese risultava in media europea, nel 2008 ha accumulato un gap, pur rispetto ad una media UE

Tabella 1. Quota di biocarburanti tra i carburanti da trasporto

Fonte: MEMO/10/247

	DE	FR	AT	SV	LI	PL	HU	NL	SK	RO	FI	LU	PT	ES
2003	1,2	0,7	0,1	1,3	-	0,5	-	0	0,1	-	0,1	0	0	0,4
2008	6	5,7	5,5	5	4,3	3,7	3,5	3,3	2,7	2,3	2,1	2	2	2
	UK	IE	CY	CZ	SL	BE	GR	EE	IT	MT	BG	DK	LV	UE
2003	0	0	-	1,1	-	0	0	-	0,5	-	-	0	0,2	0,5
2008	2	1,6	1,3	1,3	1,2	1,1	1	0,6	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	3,4

¹ Commission Decision on guidelines for the calculation of land carbon stock for the purpose of Annex V of Directive 2009/28/EC
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:151:0019:0041:EN:PDF> ; Communication from the Commission on the practical implementation of the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme and on counting rules for biofuels
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2010:160:0008:0016:EN:PDF> ; Communication from the Commission on voluntary schemes and default values in the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2010:160:0001:0007:EN:PDF>

² MEMO/10/247

La sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi

(continua)

che con il 3.4% risulta ancora lontana dall'obiettivo minimo fissato per il settore del trasporto al 10% per il 2020.

L'introduzione di vincoli stringenti per il conteggio e l'incentivazione dei biocarburanti, seppur giustificata da un punto di vista di tutela dell'ambiente, potrebbe rendere ancora più difficoltoso per gli Stati centrare gli obiettivi nel settore trasporto.

I criteri di sostenibilità

La Direttiva Rinnovabili, come accennato, sottopone i biocarburanti e i bioliquidi a tre criteri di sostenibilità vincolanti, che riguardano:

- il contributo all'abbattimento di emissioni di gas-serra;
- la tutela della biodiversità;
- la conservazione degli stock di carbonio.

Questi criteri si applicano sia al caso di coltivazione delle materie prime all'interno dell'Unione Europea, sia al caso di coltivazione in Paesi terzi e successiva importazione (delle materie prime o dei prodotti finiti) nella UE.

Abbattimento delle emissioni di gas-serra

Il primo criterio di sostenibilità prevede che l'impiego di biocarburanti e bioliquidi porti a una riduzione di emissione di gas serra rispetto al consumo di combustibili fossili pari ad almeno il 35%³. A partire dal 2017, il risparmio dovrà ammontare ad almeno il 50%, mentre nel 2018 il limite salirà al 60%, ma solo per i biocarburanti e bioliquidi ottenuti in nuovi impianti. Il calcolo relativo alla riduzione delle emissioni deve essere effettuato con riferimento a tutte le fasi del ciclo di produzione della biomassa, che comprendono l'estrazione/coltivazione, la lavorazione, il trasporto, la distribuzione e l'utilizzo del carburante/combustibile.

Nel calcolo devono essere inclusi anche gli eventuali mutamenti nello stock di carbonio dovuti a cambiamenti nella destinazione dei terreni: nel momento in cui un terreno prima destinato ad altro uso viene convertito per la produzione di biomassa può infatti variare, sia in positivo che in negativo, la quantità di carbonio immagazzinato. Si tratta di un aspetto delicato su cui è in corso un ampio dibattito a livello internazionale, motivato dai timori che i Paesi industrializzati, per soddisfare le proprie esigenze di energia e di trasporto, spingano soprattutto i Paesi in via di sviluppo a convertire terreni in grado di trattenere elevati stock di carbonio (c.d. carbon sink) in coltivazioni di materia prima per la produzione di biomassa. La Decisione approvata a giugno fissa quindi i parametri da utilizzare con riferimento alla variazione delle

emissioni legata al cambiamento della destinazione del suolo, facendo riferimento agli orientamenti dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

Tutela della biodiversità

Oltre ad assicurare un livello minimo di abbattimento delle emissioni di gas-serra, i criteri di sostenibilità richiedono che i biocarburanti e i bioliquidi non siano ottenuti da materie prime ricavate da terreni caratterizzati da un elevato valore di biodiversità, ossia da foreste primarie, aree protette o aree designate alla protezione di ecosistemi o specie rare, terreni erbosi naturali ad elevata biodiversità.

Conservazione degli stock di carbonio

Il terzo criterio prevede infine che siano esclusi dalla definizione di sostenibilità i biocarburanti e bioliquidi ottenuti da materie prime ricavate da terreni che per loro stessa natura presentano un elevato stock di carbonio, che andrebbero in parte a perdere nel caso fossero utilizzati per la produzione di biomassa. Si tratta delle zone umide, delle zone boschive continue (copertura maggiore del 30%), delle zone con copertura boschiva compresa tra il 10% e il 30%⁴ e delle torbiere.

Gli accordi tra Stati e le certificazioni volontarie

La CE, per evitare che il costo di dimostrare il rispetto dei tre criteri di sostenibilità sia troppo elevato e costituisca quindi un freno allo sviluppo dei biocarburanti e dei biocombustibili, ha introdotto due strumenti che dovrebbero mitigare questo onere: si tratta della firma di accordi bilaterali e multilaterali tra UE e Paesi terzi e delle certificazioni volontarie nazionali o internazionali.

L'utilizzo di questi strumenti è previsto, a determinate condizioni, dalla Direttiva Rinnovabili. In particolare la CE può decidere che, al fine di dimostrare il rispetto dei criteri di sostenibilità, possano essere utilizzati eventuali accordi bilaterali o multilaterali con Paesi terzi che contengono disposizioni in linea con la direttiva. Analogamente, la CE si riserva di ammettere le certificazioni volontarie, qualora queste diano garanzie adeguate sul rispetto dei criteri di sostenibilità. La Comunicazione compresa nel "Pacchetto biocarburanti" definisce le modalità operative per l'ammissione delle certificazioni volontarie, opzione che diviene così effettiva.

³ Sarà esclusa da questa norma, fino al 1 aprile 2013, la biomassa prodotta da impianti in funzione al 23 gennaio 2008, febbraio 2010.

⁴ In questo ultimo caso il terreno può essere utilizzato se viene dimostrato un risparmio di emissioni pari a quello minimo fissato dalla Direttiva Rinnovabili.

La sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi

(continua)

Le iniziative italiane

Il Governo Italiano ha recentemente indicato nella bozza del Piano d'Azione Nazionale per le Rinnovabili gli strumenti che intende utilizzare per verificare il rispetto dei criteri di sostenibilità definiti a livello comunitario per i biocarburanti e i bioliquidi. Per quanto riguarda la biomassa liquida di origine italiana o comunitaria, l'Italia ha intenzione di sfruttare il sistema di tracciabilità già introdotto per una categoria di bioliquidi (nella fattispecie gli oli vegetali puri) ai fini dell'applicazione della tariffa onnicomprensiva di 28 c€/kWh. Il sistema di tracciabilità era previsto dalla Legge Finanziaria 2007, che ne affidava la responsabilità della gestione al MIPAAF. Caratteristica del sistema è quella di far riferimento a tutto il ciclo di vita e a tutti i soggetti della filiera (impresa agricola, collettore, trasformatore, produttore di energia elettrica) ed essere quindi idoneo anche ad essere utilizzato per la verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità introdotti con la Direttiva Rinnovabili; il PAN intende quindi estendere lo strumento a tutti i biocarburanti e bioliquidi, per utilizzarlo con questa finalità. L'unica eccezione potrebbe riguardare i biocarburanti ottenuti dai rifiuti, per i quali il PAN prevede la possibilità di un controllo attraverso il sistema della tracciabilità dei rifiuti (cd. SISTRI).

Per i biocarburanti e i bioliquidi di origine extracomunitaria il Governo Italiano intende sfruttare le opportunità previste dalla Direttiva Rinnovabili per abbattere i costi legati allo schema di sostenibilità. Il rispetto dei criteri di sostenibilità sarà infatti controllato attraverso gli accordi bilaterali e multilaterali conclusi dalla CE oppure attraverso i meccanismi di certificazione volontari garantiti da enti accreditati. In particolare, tra i sistemi volontari sono menzionati dal PAN la norma UNI 22005:2008 e un possibile sistema di "certificazione di catena di custodia basata sul bilancio di massa", il cui schema potrebbe essere desunto dalla Direttiva britannica *Renewable transport fuels obligation*.

I criteri di sostenibilità per la biomassa solida e gassosa

La Direttiva Rinnovabili prevede la possibilità per l'esecutivo europeo di valutare e proporre anche per le biomasse solide e gassose (diverse da quelle utilizzate per il settore trasporto) uno schema di sostenibilità vincolante simile a quello introdotto per i biocarburanti e i bioliquidi. La CE ha però deciso⁵ di non proporre alcun sistema obbligatorio, in quanto ha individuato in questo caso un basso rischio di sostenibilità. Gran parte degli input sono infatti di origine comunitaria e, di questi, un

quota molto consistente è costituita da rifiuti e residui di attività forestali e agricole, che non pongono particolari problemi in termini di sostenibilità; per la parte restante, caratterizzata da biomassa di origine agricola e forestale, si applicano già alcune normative puntuali (la politica agricola comunitaria e le politiche forestali nazionali) e i sistemi volontari di gestione sviluppati a livello internazionale. Inoltre per la biomassa solida e gassosa la presenza di una molteplicità di feedstock renderebbe l'introduzione di uno schema di sostenibilità particolarmente onerosa. La necessità di limitare il rischio di diffusione di schemi nazionali di sostenibilità troppo eterogenei che impediscano la realizzazione di un mercato unico della biomassa ha spinto però la Commissione a formulare alcune raccomandazioni in materia. All'esecutivo europeo rimane la facoltà di esprimersi nuovamente sull'opportunità di un sistema obbligatorio alla fine del 2011.

Conclusioni

L'introduzione di uno schema di sostenibilità vincolante per i biocarburanti e i bioliquidi è stato motivato dalle criticità legate allo sfruttamento di questi prodotti e dalla necessità quindi di garantire che gli obiettivi comunitari in termini di consumo di fonti rinnovabili siano raggiunti senza aumentare le emissioni di gas serra né impoverire terreni dotati di elevata biodiversità. L'applicazione di criteri stringenti potrebbe però allo stesso tempo rallentare o bloccare il raggiungimento degli obiettivi UE al 2020, soprattutto nel settore trasporti, a causa dell'onerosità del meccanismo di dimostrazione e verifica del rispetto dei criteri. A tal proposito non è chiaro ancora in che misura gli accordi tra UE e Paesi terzi e le certificazioni volontarie potranno contribuire ad abbattere i costi e favorire quindi lo sviluppo dei biocarburanti e dei bioliquidi. L'Italia, a parte l'idea di estendere i sistemi di monitoraggio e controllo già implementati a livello nazionale ad altri fini, non sembra finora aver formulato una politica incisiva volta a promuovere l'utilizzo della biomassa liquida, soprattutto se di origine extra-comunitaria, sulla base dello schema di sostenibilità.

L'introduzione a livello comunitario di una disciplina differente per i biocarburanti e i bioliquidi da una parte e le biomasse solide e gassose dall'altra sembra infine incentivare più che altro i prodotti, come le biomasse solide, che sono per la maggior parte di origine comunitaria, a scapito dei prodotti che, come i biocarburanti, sono invece spesso importati dai Paesi extra-UE.

⁵ Report from the Commission to the Council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling, SEC(2010) 65 e SEC(2010) 66.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 88/10** | “Proroga dei termini previsti per la ricognizione tecnica di Terna e per le attività conseguenti ai sensi della deliberazione ARG/elt 5/10 in materia di condizioni per il dispacciamento dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili” | pubblicata il 22 giugno 2010 | [Download](#)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/088-10arg.htm>

Con riferimento alle attività e agli adeguamenti tecnici propeedeutici alla realizzazione di un sistema di dispacciamento dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, individuate dall’Art. 18 dell’Allegato A alla deliberazione AEEG ARG/elt 5 del 25 gennaio 2010, l’Autorità, con il presente provvedimento, posticipa le tempistiche di riferimento per gli adempimenti richiesti a Terna ai sensi dei commi 1, 5 e 6, dell’Art. 18 sopra richiamato.

Tali adempimenti consistono, tra l’altro, nella trasmissione, da parte del Gestore di rete all’Autorità e al Ministero dello sviluppo Economico, di un rapporto ricognitivo sulle aree caratterizzate da forte concentrazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e da potenziali criticità nella gestione della rete, che evidenzia:

- la potenza eolica installata
- la potenza eolica installata che può essere tecnicamente sottoposta ad interventi di adeguamento al fine di poter soddisfare una determinata specifica dell’Allegato A17 al Codice di rete di Terna recante “Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche - Prescrizioni tecniche per la connessione” (nel seguito: Allegato A17);
- la potenza minima che secondo Terna dovrebbe essere adeguata in relazione a ciascuna delle prescrizioni previste dall’Allegato A17;
- l’elenco delle unità di produzione per le quali gli utenti del dispacciamento hanno richiesto o ottenuto deroghe alle prescrizioni tecniche di cui all’Allegato A17.

Le informazioni contenute nel rapporto ricognitivo saranno funzionali allo svolgimento, da parte di Terna, delle procedure concorsuali - previste dall’Art. 18 sopra richiamato - per la selezione degli interventi di adeguamento volontario all’Allegato A17 del Codice di Rete da parte delle unità di produzione eolica.

Ciò premesso, con la delibera de quo, il Regolatore, accogliendo la richiesta di proroga presentata dell’associazione di categoria Aper e veicolata dal Gestore di Rete alla Direzione Mercati dell’Autorità, modifica - anche al fine di permettere a Terna stessa di rispettare i termini stabiliti per l’invio dei

dati oggetto della ricognizione tecnica - le scadenze previste all’Art. 18 dell’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 5/10 nei termini di seguito indicati:

- al comma 1, le parole "Entro il 1 giugno 2010" sono sostituite dalle parole "Entro il 13 settembre 2010";
- al comma 5, le parole "Entro il 20 settembre 2010" sono sostituite dalle parole "Entro il 16 dicembre 2010." ;
- al comma 6, le parole "entro il 15 luglio 2010" sono sostituite dalle parole "entro il 18 ottobre 2010."

GAS

■ **Delibera ARG/gas 89/10** | “Modifica dell’articolo 6 dell’Allegato A (TIVG) alla deliberazione 28 maggio 2009 ARG/gas 64/09” | pubblicata il 18 giugno 2010 | [Download](#)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/089-10arg.htm>

A seguito del processo di verifica avviato ai sensi della deliberazione VIS n.173 del 28 dicembre 2009 - avente ad oggetto un’indagine relativa alle modalità e alle condizioni di approvvigionamento del gas naturale destinato alla fornitura nell’ambito del servizio di tutela - e proseguito con delibera ARG/gas n.47 del 30 marzo 2010, finalizzata a valutare l’opportunità e le modalità per un intervento di modifica delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, l’Autorità, con il presente provvedimento, modifica i criteri di adeguamento della componente riferita alla commercializzazione all’ingrosso (CCI_I) relativa all’aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale applicate dagli esercenti la vendita nell’ambito del servizio di tutela.

In particolare, il Regolatore, registrando in esito al citato processo di verifica, un incremento di liquidità nel mercato all’ingrosso del gas europeo e mondiale imputabile, da un lato, alla congiuntura economica e, dall’altro, alla nuova disponibilità di gas non convenzionale negli Stati Uniti - elementi che hanno, di fatto, ingenerato sui mercati internazionali del gas una tendenziale riduzione dei prezzi di approvvigionamento all’ingrosso, e, conseguentemente, per gli esercenti la vendita, una riduzione dei costi di approvvigionamento dei contratti di lungo periodo in seguito a rinegoziazioni già concluse e/o in atto - rimodula, con riferimento al prossimo anno termico 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2011, la formula del corrispettivo variabile Q_{Et}, elemento di calcolo inserito nella componente relativa alla commercializzazione all’ingrosso (CCI_I). Tale modifica è finalizzata a contemperare, tanto l’obiettivo generale di copertura dei costi di approvvigionamento all’ingrosso del gas naturale per i venditori, quanto quello di assicurare un’equa ripartizione dei benefici economici delle riduzioni dei costi di approvvigionamento tra clienti finali del servizio di tu-

Novità normative di settore (continua)

tela e gli esercenti la vendita al dettaglio.

In dettaglio, l'AEEG pone inferiore a 1 (0,925) la ponderazione del parametro QE_0 presente nella formula di computazione del corrispettivo variabile QE_t di cui all'art. 6, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas n.64 del 28 maggio 2009 recante il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, come successivamente modificato ed integrato (TIVG).

Contestualmente, l'AEEG delibera di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati affinché proceda secondo un periodico monitoraggio dell'evoluzione delle condizioni di approvvigionamento del gas naturale, anche al fine di raccogliere le informazioni necessarie per valutare l'opportunità di intervenire con successivo provvedimento - da assumersi entro il mese di febbraio 2011 - per riformulare l'attuale modalità di determinazione del corrispettivo QE_t da applicare successivamente al 30 settembre 2011.

ENERGIA ELETTRICA/GAS

■ **Delibera GOP 19/10** | “Determinazione della misura del contributo, per l'anno 2010, per il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas” | pubblicata il 23 giugno 2010 | [Download http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/019-10gop.htm](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/019-10gop.htm)

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità, relativamente al processo di finanziamento delle proprie attività, conferma per l'anno 2010, al pari degli esercizi precedenti, l'aliquota del contributo per gli oneri derivanti dal proprio funzionamento nella misura dello 0,3 per mille (0,003) dei ricavi risultanti dai bilanci approvati relativi all'esercizio 2009. Tale contributo è applicato annualmente ai soggetti operanti nei settori energetici di competenza ai sensi e in applicazione dell'art. 2, comma 38, della legge 14 novembre 1995 n. 481 e ss.mm.ii. Il contributo annuale dovrà essere versato da tutti i soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas entro il 31 luglio 2010 secondo le indicazioni e le modalità previste dalla deliberazione dell'AEEG n.143 del 22 giugno 2007.

Tutti i soggetti interessati dal provvedimento, dovranno inoltre, entro il 15 settembre 2010, inviare all'AEEG la documentazione attestante l'avvenuta contribuzione avvalendosi del sistema informatico di comunicazione introdotto dal Regolatore con la deliberazione GOP n.35 del 23 giugno 2008.

■ **Legge 4 giugno 2010, n. 96** | “Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza

dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2009” | pubblicata sul Supplemento Ordinario n. 138 alla G.U. n. 146 del 25 giugno 2010 | [Download http://www.gazzettaufficiale.it/guridb/dispatcher?service=1&datagu=2010-06-25&task=dettagli&numgu=146&redaz=010G0119&tmstp=1277887680003](http://www.gazzettaufficiale.it/guridb/dispatcher?service=1&datagu=2010-06-25&task=dettagli&numgu=146&redaz=010G0119&tmstp=1277887680003)

Nel Supplemento Ordinario n.138 alla Gazzetta Ufficiale n. 146 del 25 giugno u.s., si segnala la pubblicazione della Legge n. 96/2010 (Legge comunitaria 2009) recante le disposizioni generali e i criteri di delega al Governo, comprensivi delle relative tempistiche di riferimento, per l'emanazione dei Decreti Legislativi per il recepimento nell'ordinamento italiano delle Direttive comunitarie elencate negli Allegati A e B della medesima legge.

Con particolare riferimento alle disposizioni previste dalla Legge in materia di energia, si evidenzia il disposto di cui all'Art. 17 recante “Principi e criteri direttivi per l'attuazione delle direttive 2009/28/CE, 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2009/119/CE. Misure per l'adeguamento dell'ordinamento nazionale alla normativa comunitaria in materia di energia, nonché in materia di recupero di rifiuti”.

Nello specifico il comma 1 dell'articolo in commento, indica i principi e i criteri direttivi cui il Governo dovrà conformarsi nella predisposizione del Decreto Legislativo di attuazione della Direttiva 2009/28/CE relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle precedenti direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

Per quanto attiene invece al recepimento delle nuove norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas - previste all'interno del III° pacchetto energia UE - i commi 3 e 4 elencano rispettivamente i principi e i criteri direttivi generali nel rispetto dei quali definire le norme per l'attuazione della direttiva 2009/72/CE - relativa al mercato dell'energia elettrica - che abroga e sostituisce la precedente direttiva 2003/54/CE, e della direttiva 2009/73/CE - relativa al mercato del gas naturale - che abroga la direttiva 2003/55/CE, entrambe emanate dal Parlamento e dal Consiglio europeo in data 13 luglio 2009.

Tra i criteri presenti per l'attuazione di entrambe le direttive sopra citate, si segnala in particolare: l'agevolazione degli scambi transfrontalieri di elettricità e di gas in modo da conseguire una maggiore efficienza e prezzi competitivi; l'applicazione di misure che tengano conto, ai fini della realizzazione di nuove infrastrutture di produzione e di trasporto di energia elettrica e di gas naturale, della rilevanza dell'infrastruttura stessa per il mercato interno europeo e della sua coerenza con gli obiettivi di politica energetica nazionali e comunitari; la rimozione

Novità normative di settore (continua)

degli ostacoli, anche di tipo normativo, ai processi di aggregazione tra i distributori; la previsione che l'AEEG disponga di risorse finanziarie "idonee" allo svolgimento delle proprie attività attraverso l'attuale sistema di totale autofinanziamento, nonché che la stessa agisca con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato in modo coordinato, anche stipulando con quest'ultima appositi protocolli di intesa.

Tra le numerose indicazioni di dettaglio previste unicamente per il comparto gas, il comma 4, in particolare, elenca: la realizzazione di capacità bidirezionale ai punti di interconnessione con l'estero, anche al fine di realizzare una piattaforma di scambio di gas nell'ambito del sistema italiano; la richiesta che i gestori dei sistemi di trasporto dispongano di sistemi integrati a livello di due o più Stati Membri, per l'assegnazione

della capacità e per il controllo della sicurezza delle reti; l'applicazione di un efficace sistema di separazione tra le attività di trasporto, bilanciamento, distribuzione e stoccaggio e le altre attività del settore del gas naturale; l'introduzione di misure che garantiscano maggiore disponibilità di capacità di stoccaggio di gas, anche favorendo l'accesso, a parità di condizioni, di una pluralità di operatori nella gestione delle nuove attività di stoccaggio; la previsione che i clienti non civili, con consumi inferiori o pari a 50.000 metri cubi annui, e tutti i civili siano definiti clienti vulnerabili e pertanto vengano considerati meritevoli di apposita tutela in termini di condizioni economiche loro applicate e di continuità e sicurezza della fornitura. A seguito della sua pubblicazione nella G.U., la legge in oggetto entra in vigore dal 10 luglio 2010.

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

13-15 ottobre

MIAC 2010

Lucca, Italia

Organizzatore: Assocarta

<http://www.miac.info/mostra.htm>

GLI ALTRI APPUNTAMENTI

15 luglio

Procedure autorizzative ed incentivi, il futuro delle energie rinnovabili

Lecce, Italia

Organizzatore: Promem Sud Est

<http://www.promem.it/pub/calendario.asp>

15 luglio

1° Conferenza Internazionale Economia e Gestione dei Servizi Pubblici

Novara, Italia

Organizzatore: Rivista Management delle Utilities

www.rivista-utilities.com

16 luglio

1° Conferenza Internazionale Economia e Gestione dei Servizi Pubblici

Milano, Italia

Organizzatore: Rivista Management delle Utilities

www.rivista-utilities.com

20 luglio

Approcci sostenibili nella gestione dell'energia. Esperienze innovative e approcci concreti non convenzionali

Milano, Italia

Organizzatore: TUV Italia

www.tuvakademie.it



19-20 luglio

Global Shale Gas Summit

Varsavia, Polonia

Organizzatore: American Business Conferences

<http://www.global-shale-gas-summit-2010.com>

23 luglio

Workshop Safe "Fonti Alternative"

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

<http://www.safeonline.it>

18-19 agosto

Nordic Energy days

Oslo, Norvegia

Organizzatore: Montel

www.montel.no

24-27 agosto

ONS 2010 – Energy for more people

Stavanger, Norvegia

<http://www.ons.no/index.cfm?event=doLink&famId=110142>

Gli altri appuntamenti (continua)

25-28 agosto

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

Vilnius, Lituania

Organizzatore: IAEE)

<http://www.iaee2010.org>

6 – 9 settembre

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

Roma, Italia

Organizzatore: Anev

<http://www.anev.org/modules/Documents/eodocuments/Formazione2010/Pubblicita-A4ANEV.pdf>

7 settembre

Gas Market Workshop

Zurigo, Svizzera

Organizzatore: Point Carbon

www.pointcarbon.com

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

<http://www.wecmontreal2010.ca/en.html>

13-14 settembre

Smart Grids Summit 2010

Malaga, Spagna

Organizzatore: WTG

<http://thesmartgridsummit.com/>

15-16 settembre

Southwest Renewable Energy Conference Santa Fe Convention Center, Santa Fe, Usa

Organizzatore: Swerc

www.swer.org

15-17 settembre

Electric Market Forecasting Conference Stevenson, WA

Organizzatore: Epis

<http://www.epis.com/Events/Default.htm>

15-17 settembre

European Electricity Ancillary Services & Grid Integration Foru,

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcusevans

www.marcusevans.com

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

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 - IEFE

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

23-24 settembre

Unconventional Gas

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Platts

www.platts.it

23-24 settembre

European Energy Trading Summit EETS 2010

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Oliver Kinross

www.oliverkinross.com

24 - 26 settembre

Fiera del Sole 2010

Osnago, Italia

Organizzatore: Provincia di Lecco, Agenda 21 meratese

<http://www.lafieradelsole.it/>

Gli altri appuntamenti (continua)

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
<http://www.wrenuk.co.uk/wrecxi.html>

27-28 settembre

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

Barcelona, Spagna

Organizzatore: IMH

<http://www.energycapital.eu>

27-29 settembre

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

Massachusetts, Usa

Organizzatore: IEEE

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

27-29 settembre

10° Italian Energy Summit 2010

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore

<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/energy2010/>

28-29 settembre

Carbon Tradex America

Chicago, USA

Organizzatore: Koelnmesse

www.carbontradeexameric.com

29-30 settembre

Il mercato del gas naturale

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

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>

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/>



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.