

APPROFONDIMENTI

LA CARBON TAX NELLA PROPOSTA DI REVISIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA TASSAZIONE DEI PRODOTTI ENERGETICI

Giulia Ardito e Mario Cirillo – Osservatorio Energia REF

■ Il “Pacchetto Clima”ⁱ del 2009 e, più in generale, la strategia “Europa 2020”ⁱⁱ, impegnano la UE alla riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, oltre che al conseguimento di obiettivi di efficienza energetica e di penetrazione dell’energia rinnovabile nel consumo finale di energia. Poco più del 40% delle emissioni climalteranti a livello comunitario è sottoposta agli obiettivi definiti nell’ambito del sistema europeo di emission trading (EU ETS), che impone alle imprese partecipanti la “internalizzazione” del costo esterno delle emissioni di carbonio derivanti dalla propria attività produttiva attraverso l’acquisto, su un mercato di scala comunitaria, di titoli di emissioneⁱⁱⁱ. Per la restante quota di emissioni, ossia per le emissioni dei settori trasporto, agricoltura, del segmento domestico, e delle imprese di piccola dimensione, la Decisione 406/2009/CE (cosiddetta Decisione “effort sharing”) prevede obiettivi nazionali vincolanti, ripartiti tra gli Stati Membri sulla base di un criterio di reddito pro-capite.

Lo strumento che il legislatore europeo è intenzionato ad impiegare per promuovere l’abbattimento delle emissioni nei settori non compresi nell’EU ETS è quello della carbon tax. La Commissione Europea ha infatti pubblicato, nello scorso aprile, una proposta di Direttiva per la tassazione dei prodotti energetici^{iv}, che riformerebbe alcuni aspetti importanti dell’attuale disciplina, contenuta nella Direttiva 2003/96/CE, razionalizzando la tassazione del valore energetico dei combustibili e, soprattutto, introducendo una componente che valorizzi le esternalità negative legate alle emissioni di carbonio. Come conseguenza della

nuova impostazione, la disciplina della tassazione dei prodotti energetici non assolverà più solo le funzioni di promozione della concorrenza nel mercato comune, attraverso la fissazione di livelli minimi di tassazione uniformi, e di promozione dell’efficienza energetica, attraverso la valorizzazione del contenuto energetico dei prodotti soggetti a tassazione, ma essa diverrà anche uno strumento di politica climatica, ossia di stimolo al contenimento delle emissioni di gas serra.

La previsione di una carbon tax a livello europeo servirà, essa stessa, allo scopo di favorire la concorrenza sul mercato comunitario, evitando che gli Stati Membri possano porre in essere le proprie politiche per il perseguimento degli obiettivi 2020 su un terreno non uniforme.

Inoltre, l’introduzione dello strumento permetterà di uniformare, almeno in parte, il trattamento delle attività economiche escluse dall’EU ETS a quello delle attività che sono invece soggette allo schema. In tal senso, la nuova disciplina dovrebbe portare sia all’eliminazione dell’attuale vuoto normativo (settori non soggetti all’EU ETS e che pertanto non sopportano alcun onere connesso all’impatto della propria attività sul clima), sia all’eliminazione di sovrapposizioni tra l’attuale sistema e l’EU ETS stesso. Il nuovo strumento diverrà operativo, nelle intenzioni del legislatore, a partire dal 2013, in corrispondenza dell’avvio della terza fase del EU ETS, ossia del ciclo di compliance propedeutico al raggiungimento dell’obiettivo di riduzione delle emissioni del 20% al 2020.

► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/MAGGIO 2011

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

■ APPROFONDIMENTI

La carbon tax nella proposta di revisione della Direttiva europea sulla tassazione dei prodotti energetici di Giulia Ardito e Mario Cirillo – Osservatorio Energia REF
 pagina 24

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

■ APPUNTAMENTI

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il quadro ormai consolidato di questa prima parte del 2011 contempla da un lato un'alta offerta di energia elettrica (59.300 MWh medi orari), in costante crescita, e dall'altro acquisti e vendite piuttosto depressi (33.900 MWh medi orari) ed in calo tendenziale. In questo contesto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), con un aumento su base annua del 20,1% (pari in termini assoluti a

+11,92 €/MWh), si è portato a 71,28 €/MWh. Si tratta del rialzo più consistente tra quelli registrati nel 2011, e del livello più alto da marzo 2009, correlato ai crescenti costi di produzione (con lo spark spread tuttavia ancora negativo) ed alle tensioni sui prezzi di vendita nelle due zone insulari, che hanno archiviato il mese di maggio a quota 93,36 €/MWh la Sardegna e 119,22 €/MWh la Sicilia. La liquidità del mercato, ancora in risalita dal minimo del marzo scorso, si è attestata al 58,7%, cedendo però 2,3 punti percentuali su base annua.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 6,10 €/MWh (+9,4%) rispetto ad aprile e di 11,92 €/MWh (+20,1%) rispetto a maggio 2010, si è portato a 71,28 €/MWh, livello massimo da marzo 2009. L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo su base annua di 8,00 €/MWh (+11,3%) nelle ore di picco, con un prezzo salito a 79,03 €/MWh, e di 13,63 €/MWh (+25,5%) nelle ore fuori picco, con un prezzo che ha raggiunto 67,01 €/MWh, livello anche quest'ultimo massimo da marzo 2009 (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload è sceso pertanto a 1,11, fissando un minimo storico assoluto. Sul fronte dei prezzi di vendita zonali, si sono registrate forti tensioni

nelle due isole causate dalla ridotta offerta da impianti a ciclo combinato (Sarlux in Sardegna) e dalla chiusura del transito tra Sicilia e continente nella seconda metà del mese. Torna pertanto ad aumentare la forbice tra i prezzi di vendita delle zone insulari - 93,36 €/MWh in Sardegna e 119,22 €/MWh in Sicilia - e quello delle zone continentali, invertendo bruscamente la tendenza delineatasi nei primi mesi del 2011. Peraltro, nell'attuale fase di bassa domanda, Nord, Centro Nord e Centro Sud hanno costituito nell'intero mese un'unica zona di mercato, allineando il prezzo di vendita a 67,24 €/MWh; nel Sud, con 66,37 €/MWh, si è registrato ancora il prezzo più basso (Grafico 2).

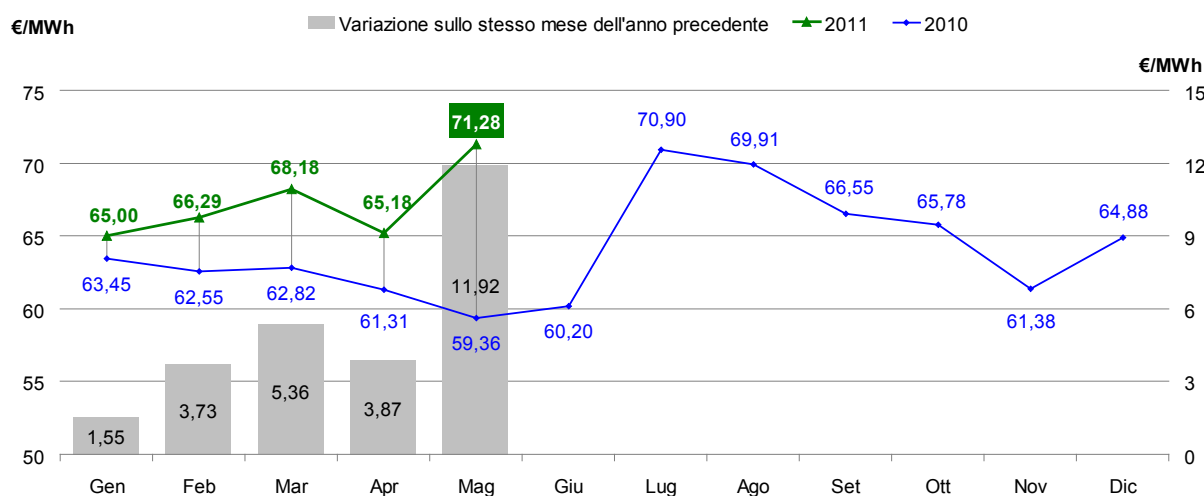
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2011 €/MWh	2010 €/MWh	Var vs 2010 €/MWh	%	Borsa MWh	%	Sistema Italia MWh	%	2011 %	2010 %
Baseload	71,28	59,36	11,92	20,1%	19.919	-5,9%	33.925	-2,2%	58,7%	61,0%
<i>Picco</i>	79,03	71,03	8,00	11,3%	23.978	-2,5%	40.701	-2,6%	58,9%	58,9%
<i>Fuori picco</i>	67,01	53,38	13,63	25,5%	17.687	-8,9%	30.199	-2,8%	58,6%	62,5%
<i>Minimo orario</i>	39,98	15,88			10.767		21.593		49,9%	55,2%
<i>Massimo orario</i>	98,01	100,43			26.358		43.782		65,2%	69,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

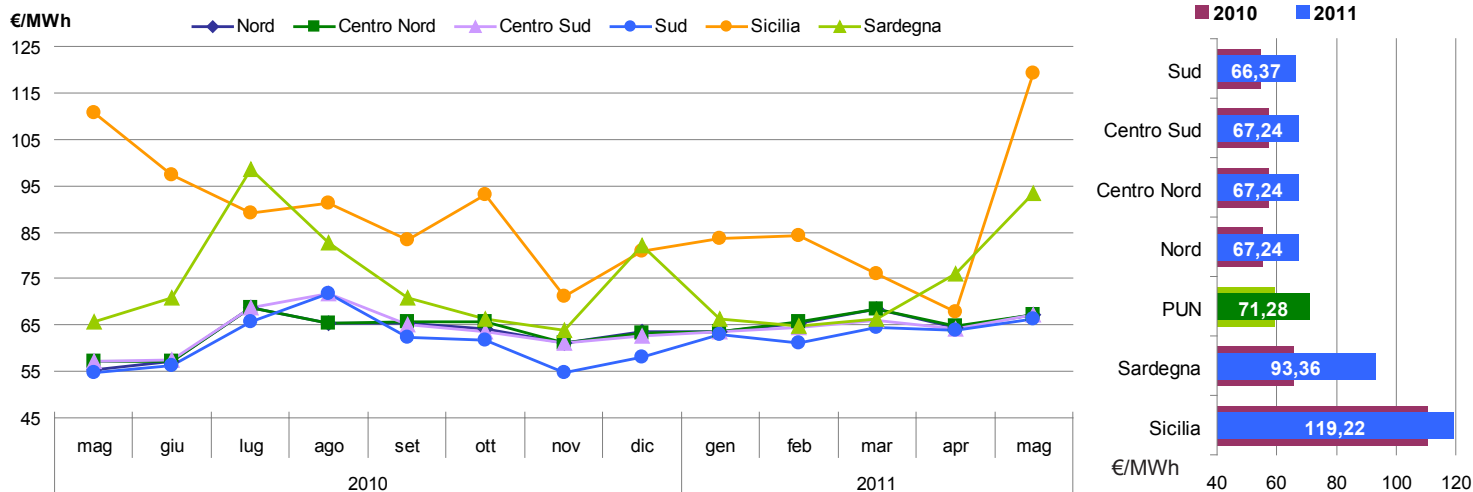
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,2 milioni di MWh, hanno registrato una flessione su base annua del 2,2%, la quinta consecutiva. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 14,8 milioni di MWh, si è ridotta del 5,9%, che però rappresenta la flessione tendenziale più contenuta dei primi mesi del 2011; per contro

rallenta il tasso di crescita degli scambi di energia O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,4 milioni di MWh (+3,6%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, ha guadagnato 0,8 punti percentuali rispetto ad aprile, ma ne ha ceduti 2,3 su base annua, attestandosi al 58,7% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.819.895	-5,9%	58,7%
Operatori	9.331.838	+3,2%	37,0%
GSE	3.206.544	-25,3%	12,7%
Zone estere	2.281.513	-5,2%	9,0%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
PCE (incluso MTE)	10.420.586	+3,6%	41,3%
Zone estere	1.355.250	+4,3%	5,4%
Zone nazionali	9.065.336	+3,3%	35,9%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	25.240.480	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.846.126	+22,8%	
OFFERTA TOTALE	44.086.606	+7,1%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

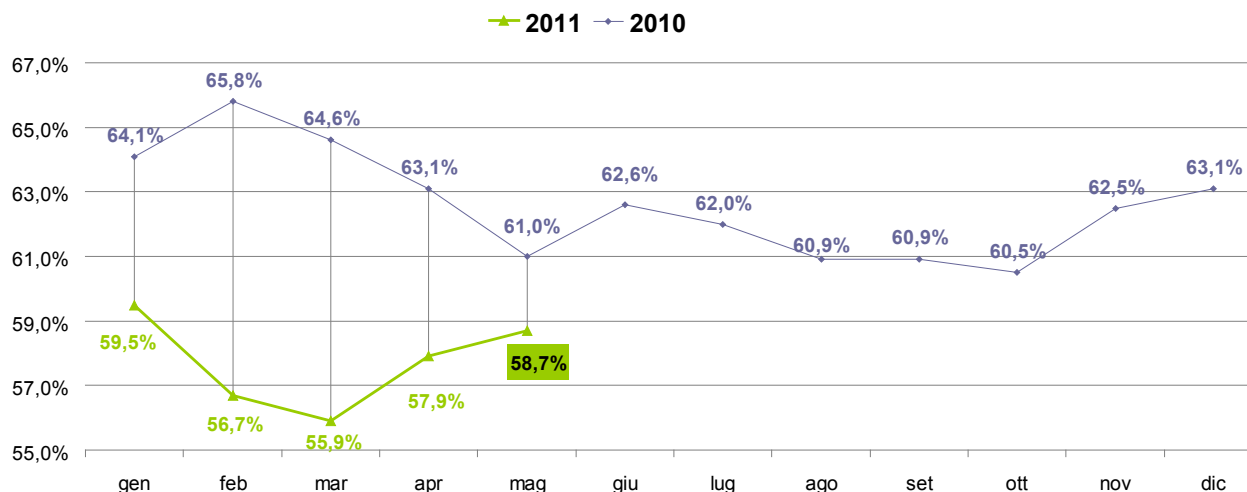
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.819.895	-5,9%	58,7%
Acquirente Unico	3.564.694	-7,9%	14,1%
Altri operatori	9.693.057	-10,6%	38,4%
Pompaggi	37.450	-90,2%	0,1%
Zone estere	129.054	+104,1%	0,5%
Saldo programmi PCE	1.395.640	+133,4%	5,5%
PCE (incluso MTE)	10.420.586	+3,6%	41,3%
Zone estere	15.050	-46,3%	0,1%
Zone nazionali AU	2.892.914	-8,0%	11,5%
Zone nazionali altri operatori	8.908.261	+19,0%	35,3%
Saldo programmi PCE	-1.395.640		
VOLUMI ACQUISTATI	25.240.480	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.229.816	+25,7%	
DOMANDA TOTALE	27.470.296	-0,4%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,1 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale del 2,4%. Il calo ha interessato le zone centro settentrionali del Paese e la Sicilia. In crescita invece gli acquisti al Sud (+2,0%) ed in Sardegna (+10,3%). Pari a soli 144 mila MWh gli acquisti sulle zone estere (+57,9%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, pari a 21,6 milioni di MWh, si sono ridotte del 2,3%; in calo del 2,9% le vendite al Nord e di circa l'8% al Centro Nord, Sud e Sardegna. In forte aumento per il terzo mese consecutivo le vendite nel Centro Sud (+17,9%), che rimangono, invece, stabili in Sicilia (+0,6%). In flessione le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,6 milioni di MWh (-1,9%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.475.802	27.521	+9,0%	11.354.393	15.261	-2,9%	13.796.041	18.543	-3,9%
Centro Nord	3.440.151	4.624	+2,7%	1.689.096	2.270	-8,0%	2.792.634	3.754	-4,1%
Centro Sud	6.066.216	8.154	+9,2%	2.547.427	3.424	+17,9%	3.996.940	5.372	-0,4%
Sud	6.746.605	9.068	+10,7%	3.699.643	4.973	-8,5%	2.017.855	2.712	+2,0%
Sicilia	2.249.188	3.023	+7,2%	1.460.093	1.962	+0,6%	1.481.029	1.991	-3,6%
Sardegna	1.383.046	1.859	-5,4%	853.066	1.147	-7,6%	1.011.877	1.360	+10,3%
Totale nazionale	40.361.008	54.249	+8,1%	21.603.717	29.037	-2,3%	25.096.376	33.732	-2,4%
Estero	3.725.598	5.008	-2,3%	3.636.763	4.888	-1,9%	144.104	194	+57,9%
Sistema Italia	44.086.606	59.256	+7,1%	25.240.480	33.925	-2,2%	25.240.480	33.925	-2,2%

L'analisi per tecnologia di produzione rivela il forte calo tendenziale delle vendite da impianti idroelettrici (-22,5% ad apporto naturale, -36,2% a pompaggio) e degli impianti termici tradizionali (-2,4%). Per contro, sono cresciute le vendite da impianti a carbone (+40,0%) – trainate dal Centro Sud (+104,2%) – da impianti geotermici (+5,4%) ed eolici (+43,0%). Pressoché invariate le vendite da impianti a ciclo combinato (+0,7%), in forte flessione in Sardegna (-49,7%).

Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone è salita al 10,3% (+3,1 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella da impianti a ciclo combinato al 50,9% (+1,5 p.p.); mentre è scesa al 17,2% la quota degli impianti idroelettrici ad apporto naturale (-4,5 p.p.) ed al 2,0% quella a pompaggio (-1,1 p.p.). Pressoché invariata la quota delle vendite degli altri impianti (Tabella 5).

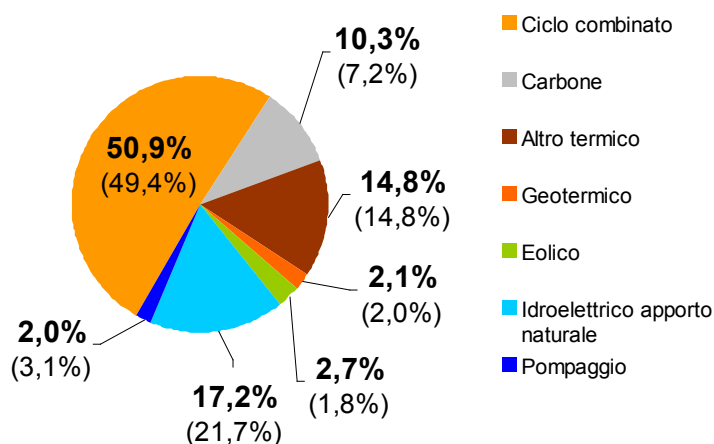
(continua)

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

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	10.801	+9,2%	1.967	-3,6%	2.842	+33,2%	4.365	-9,8%	1.685	-3,4%	1.010	-12,0%	22.670	+4,0%
Ciclo combinato	8.308	+8,4%	1.217	-0,7%	1.131	+0,8%	2.625	-10,4%	1.213	+2,7%	278	-49,7%	14.772	+0,7%
Carbone	849	+2,3%	5,12	-86,6%	1.428	+104,2%	-	-	-	-	695	+24,3%	2.978	+40,0%
Geotermico	-	-	618	+5,4%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	619	+5,4%
Altro termico	1.644	+17,6%	127	-33,2%	283	-9,4%	1.738	-8,9%	472	-16,1%	37	+2,3%	4.301	-2,4%
Idroelettrico	4.452	-23,5%	301	-29,1%	431	-34,2%	252	-30,7%	61	-2,4%	89	+106,5%	5.586	-24,2%
Apporto naturale	4.053	-21,4%	230	-41,4%	398	-19,5%	252	-30,7%	21	+13,5%	48	+66,9%	5.004	-22,5%
Pompaggio	398	-39,9%	71	+120,6%	33	-79,6%	-	-	40	-9,2%	41	+185,2%	583	-36,2%
Eolico	8	+228,9%	2	-38,4%	151	+32,0%	356	+53,3%	216	+50,7%	47	-5,9%	780	+43,0%
Totale Impianti	15.261	-2,9%	2.270	-8,0%	3.424	+17,9%	4.973	-8,5%	1.962	+0,6%	1.147	-7,6%	29.037	-2,3%

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



Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini
dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragioraliero (MI), a maggio, il prezzo d'acquisto è variato tra i 65,75 €/MWh di MI4 e 70,50 €/MWh di MI1. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP negli stessi pe-

riodi rilevanti (ore) evidenzia che, contrariamente all'atteso, le sessioni di MI più vicine al momento dello scambio fisico dell'energia presentano prezzi viepiù bassi (Tabella 6).

Tabella 6: MI, confronto con MGP dei prezzi medi mensili

Fonte: GME

MERCATI (periodi rilevanti)	MGP (1-24 h)	MI1 (1-24 h)	MI2 (1-24 h)	MI3 (13-24 h)	MI4 (17-24 h)	
	€/MWh					
Prezzo d'acquisto*	71,28	70,50 (-1,1%)	68,63 (-3,7%)	68,87 (-7,4%)	65,75 (-11,9%)	
Prezzi di vendita	Nord	67,24	65,06 (-3,2%)	64,85 (-3,5%)	67,04 (-4,1%)	65,78 (-5,8%)
	Centro Nord	67,24	65,06 (-3,2%)	64,87 (-3,5%)	67,05 (-4,0%)	65,90 (-5,6%)
	Centro Sud	67,24	65,06 (-3,2%)	64,87 (-3,5%)	67,05 (-4,0%)	65,90 (-5,6%)
	Sud	66,37	64,88 (-2,3%)	64,53 (-2,8%)	66,14 (-4,0%)	65,68 (-5,5%)
	Sicilia	119,22	174,72 (+46,5%)	87,96 (-26,2%)	60,75 (-52,6%)	67,52 (-47,9%)
	Sardegna	93,36	89,70 (-3,9%)	88,54 (-5,2%)	81,47 (-16,9%)	83,20 (-16,9%)

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

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

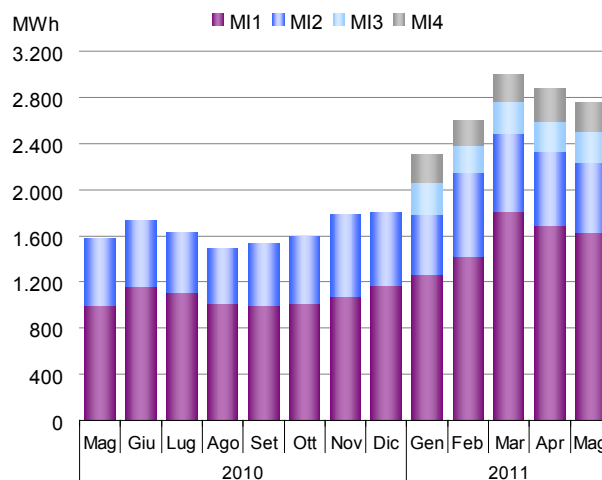
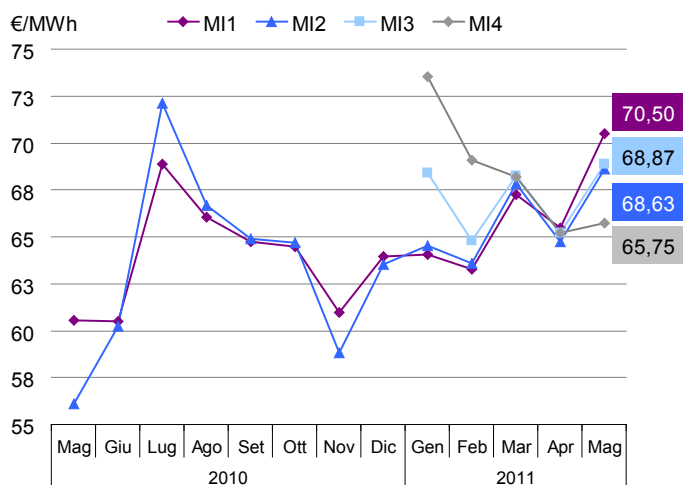
(continua)

Rispetto a maggio 2010, i prezzi di MI1 ed MI2, gli unici per cui è possibile il confronto, sono aumentati rispettivamente del 16,4% e del 22,4%. I volumi scambiati su MI1 sono stati 1,2 milioni di MWh, in aumento del 63,3% rispetto a maggio

2010, mentre quelli scambiati su MI2, pari a 449 mila MWh, sono cresciuti del 4,1%. Sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4 sono stati scambiati rispettivamente 101 mila MWh e 63 mila MWh (Grafico 5).

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



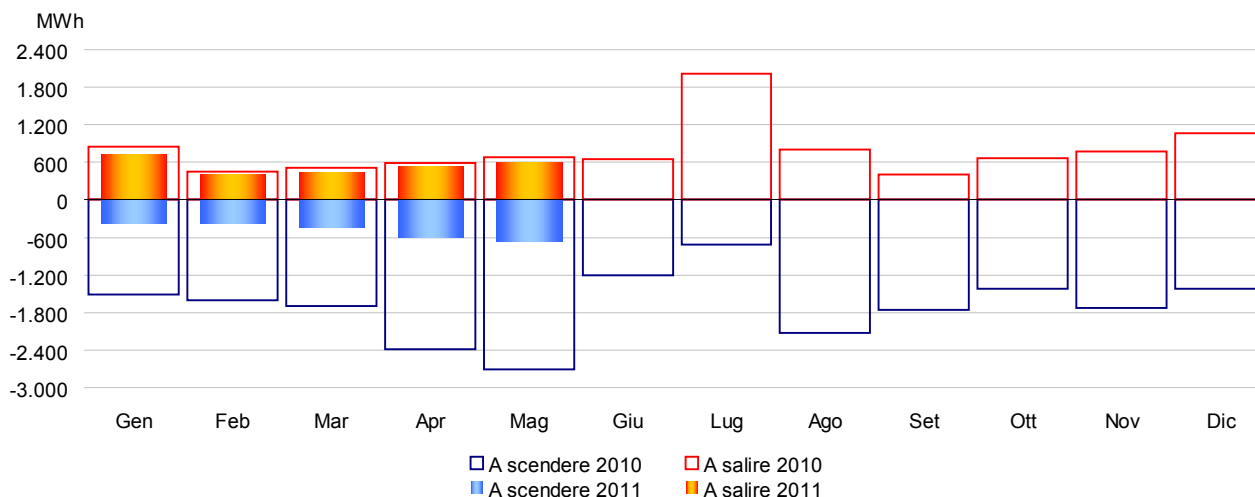
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a maggio, gli acquisti di Terna, pari a 445 mila MWh, hanno segnato una flessione dell'11,9% su base annua. Sul mercato

a scendere, le vendite di Terna, pari a 500 mila MWh, si sono ridotte di circa due terzi rispetto a quelle registrate un anno fa (-75,2%) (Grafico 6).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a maggio sono stati negoziati 625 contratti (330 baseload e 295 peakload), pari a 3,3 milioni di MWh; il prodotto *Anno 2012* sia peakload che baseload è stato il più scambiato. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 4.578 MW, per un totale di 7,7 milioni di MWh. Tutti i prodotti trimestrali e annuali in

contrattazione hanno evidenziato un prezzo di controllo stabile o in flessione rispetto ad aprile; dinamica inversa per i prodotti mensili (Tabella 7). Il prodotto *Giugno 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 501 MW sul baseload e di 305 MW sul peakload, per complessivi 441 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

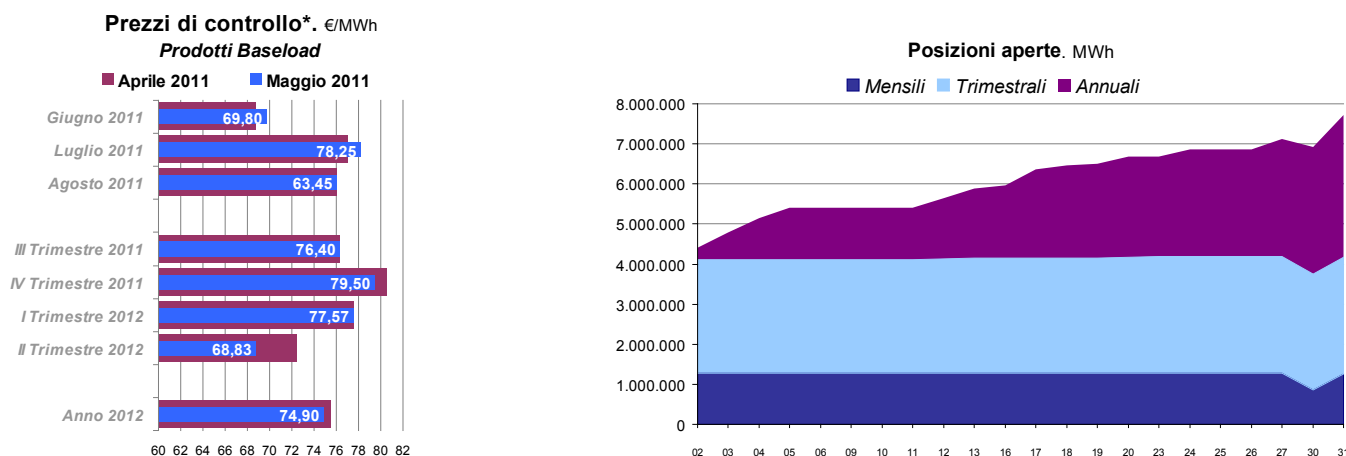
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Giugno 2011</i>	69,80	1,4%	-	-	-	-	-	-
<i>Luglio 2011</i>	78,25	1,6%	3	25	-	25	486	361.584
<i>Agosto 2011</i>	76,10	0,0%	-	-	-	-	461	342.984
<i>Settembre 2011</i>	74,80	-	-	-	-	-	461	331.920
<i>III Trimestre 2011</i>	76,40	0,0%	-	-	-	-	474	1.046.592
<i>IV Trimestre 2011</i>	79,50	-1,2%	1	5	-	5	576	1.272.384
<i>I Trimestre 2012</i>	77,57	0,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2012</i>	68,83	-5,0%	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2012</i>	74,90	-0,8%	34	300	-	300	335	2.942.640
Totale			38	330	-	330	2.793	6.298.104

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Giugno 2011</i>	79,30	1,0%	4	20	-	20	-	-
<i>Luglio 2011</i>	91,00	2,1%	-	-	-	-	280	70.560
<i>Agosto 2011</i>	88,28	0,0%	-	-	-	-	280	77.280
<i>Settembre 2011</i>	80,34	-	-	-	-	-	280	73.920
<i>III Trimestre 2011</i>	86,50	-1,9%	14	70	-	70	345	273.240
<i>IV Trimestre 2011</i>	89,80	-1,0%	2	10	-	10	405	315.900
<i>I Trimestre 2012</i>	89,98	0,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2012</i>	78,00	-7,2%	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2012</i>	84,80	-1,6%	23	195	-	195	195	610.740
Totale			43	295	-	295	1.785	1.421.640

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

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a maggio ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a maggio 2011, sono state pari a 23,0 milioni di MWh, in aumento del 13,6% rispetto allo stesso mese del 2010, trainate esclusivamente dalla decisa crescita dei contratti non standard (+37,6%). In calo i contratti standard, tra i quali risultano più che dimezzati i Peak (-51,7%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta

dei conti energia di 14,5 milioni di MWh (+12,7%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,4 milioni di MWh (+3,4%), che nei conti in prelievo, pari a 11,8 milioni di MWh (+10,9%) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è portato a quota 1,59, valore più alto dell'anno in corso, in aumento rispetto al mese precedente e stabile su base annua (Grafico 8).

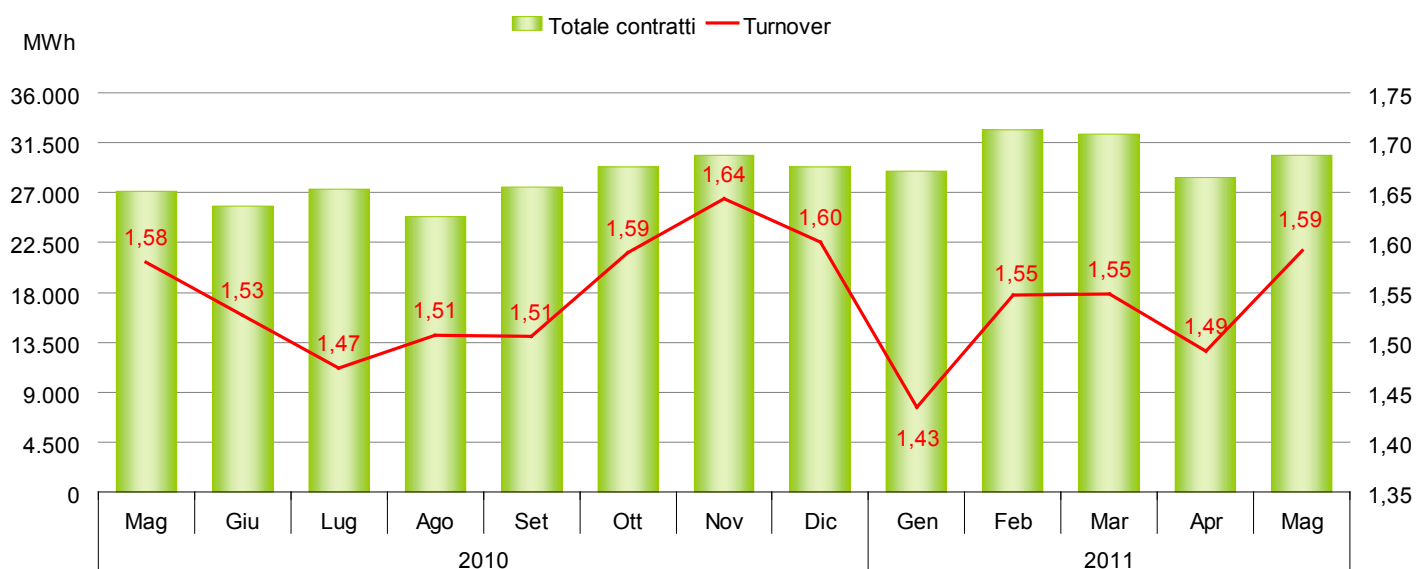
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	6.288.766	- 10,0%	27,3%	Richiesti	10.637.473	+3,8%	100,0%	11.838.375	+11,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	504.252	- 25,7%	2,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.907.700	+30,1%	27,3%	-	-	-
<i>Peak</i>	786.845	- 51,7%	3,4%	Registrati	10.420.586	+3,4%	98,0%	11.816.225	+10,9%	99,8%
<i>Week-end</i>	4.680	+680,0%	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.719.049	+30,3%	25,6%	-	-	-
Totale Standard	7.584.542	- 18,4%	32,9%	Rifiutati	216.887	+25,3%	2,0%	22.150	+124,3%	0,2%
Totale Non standard	14.984.396	+37,6%	65,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	188.651	+28,1%	1,8%	-	-	-
PCE bilaterali	22.568.938	11,8%	98,0%	Saldo programmi	-	-	-	1.395.640	+133,4%	-
MTE	453.024	+441,9%	2,0%							
TOTALE PCE	23.021.962	+13,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.457.990	+12,7%	62,8%							

Grafico 8: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di maggio il market coupling ha funzionato regolarmente confermando il trend crescente della capacità assegnata, salita a 183 MW medi orari (+10 MW rispetto ad aprile), pari circa alla metà della capacità allocata tra i due Paesi (46%).

In un panorama europeo caratterizzato da aumenti congiunturali di prezzo compresi tra il 7% e il 10%, si osserva il netto rialzo della quotazione slovena, portatasi a 58,83 €/MWh (+12,1%), superiore a quello registrato sulla zona Nord di IpeX, attestatasi a 67,24 €/MWh (+4,1%). Tale dinamica ha spinto il differenziale di prezzo tra le due borse a ridosso del suo valore minimo storico (8,41 €/MWh), soprattutto nelle

ore di picco (6,26 €/MWh) e fuori picco (5,22 €/MWh), incrementando la percentuale di ore in cui le due borse hanno avuto lo stesso prezzo, salita al massimo storico del 17%, ma senza ancora generare un'inversione tra i due prezzi.

Il nuovo meccanismo ha allocato la sua quota nel 96,9% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,1% in export verso la Slovenia, caratterizzando maggio come il mese con il maggior numero di ore di esportazione dall'avvio del market coupling. Di contro l'asta esplicita ha generato sottoutilizzo della capacità disponibile nel 2,6% delle ore.

Infine, si osserva l'ulteriore incremento dei volumi trattati dalla borsa BSP, saliti a 217 MWh medi orari (+9%).

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)					N° di ore (%)			Capacità (MW)	
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Delta Pz Nord - Pz BSP	Delta Pz Nord - Pz BSP M-1	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
Baseload	67,24	+4,1%	58,83	+12,1%	8,41	12,93	83%	17%	0%	183
Picco	74,94	+2,2%	68,68	+10,4%	6,26	11,83	26%	9%	0%	68
Fuori Picco	60,93	+6,1%	55,71	+6,8%	5,22	5,48	29%	7%	0%	60
Festivo	65,55	+3,9%	50,62	+17,8%	14,93	21,48	28%	1%	0%	54

* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

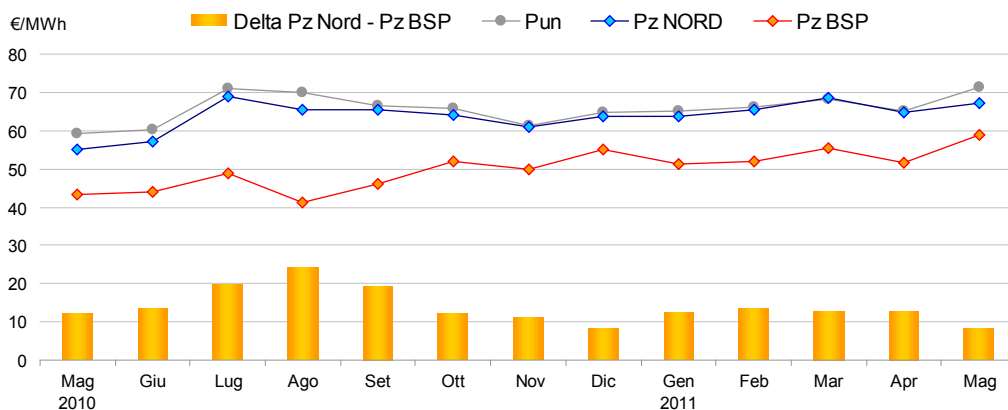
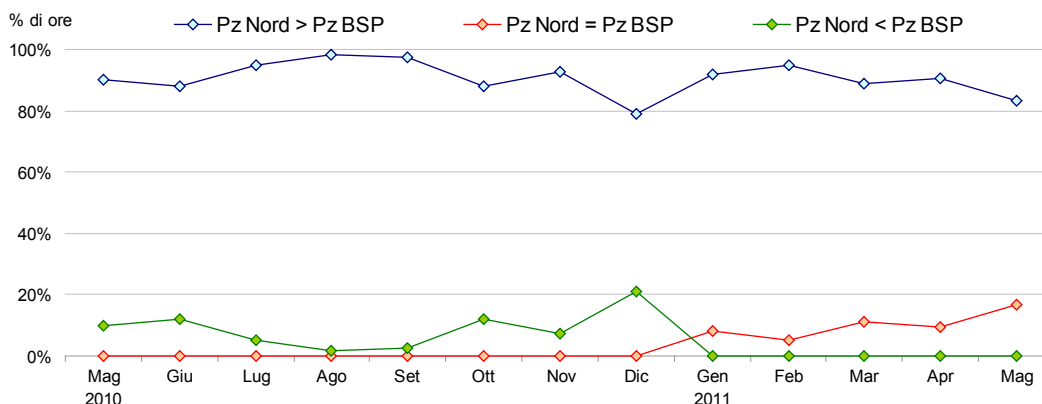


Grafico 2: andamento del delta della Pz Nord - Pz BSP

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
Import	181	213	96,9%	100,0%	96,9%	97,4%	0,0%	2,6%	0,0%	0,0%
Export	2	0	3,1%	0,0%	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	183	213	100,0%	100,0%	100,0%	97,4%	0,0%	2,6%	0,0%	0,0%

Grafico 3: relazione tra delta Pz Nord – Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

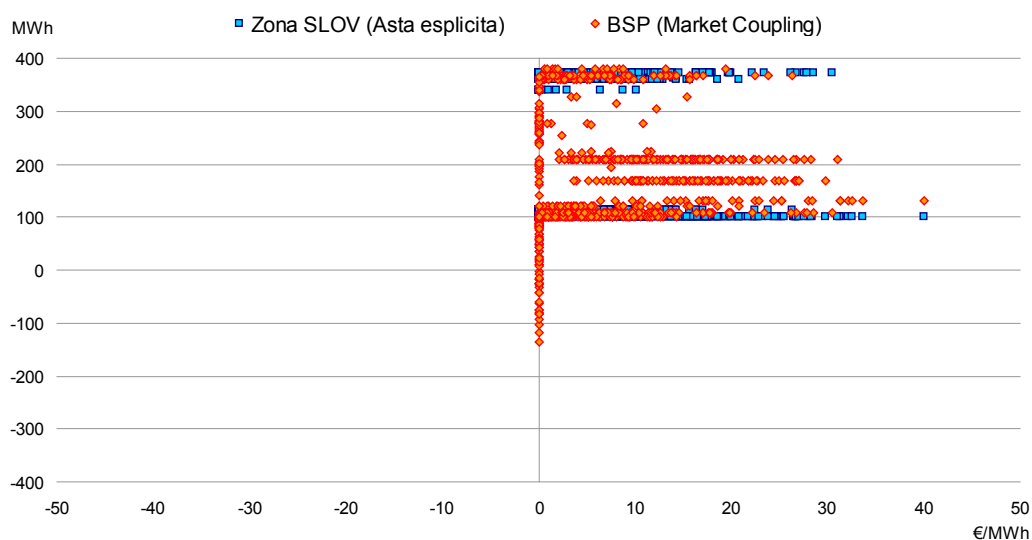
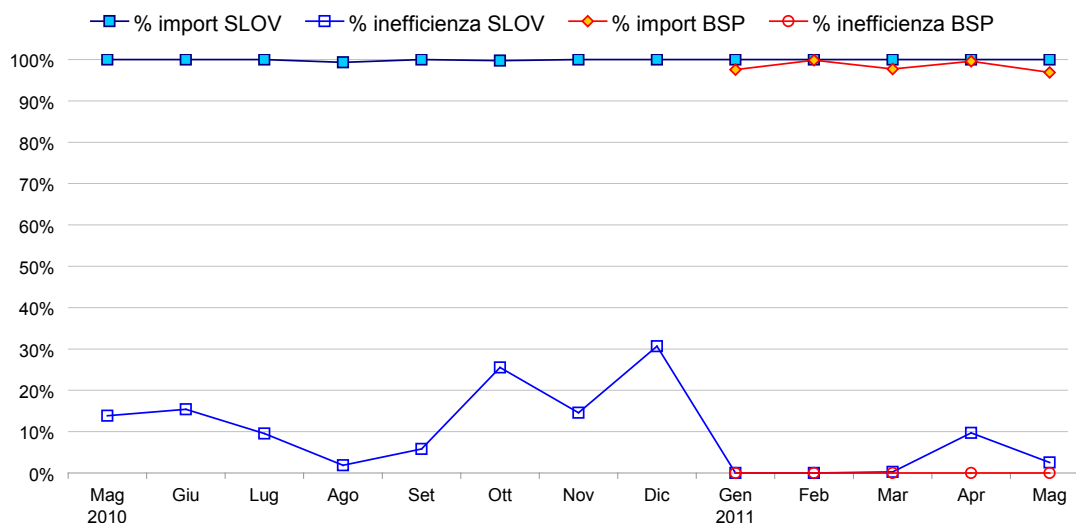


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di maggio evidenzia un debole calo tendenziale della domanda di gas, trainato dalla riduzione dei consumi domestici, stante i livelli di consumo sostanzialmente stabili dei settori termoelettrico e industriale. I prezzi registrati al PSV

ricominciano a crescere, tornando sui livelli elevati riscontrati a marzo e confermando ancora valori sensibilmente superiori allo scorso anno. I mercati spot del gas naturale gestiti dal GME mostrano una ripresa dell'operatività con prezzi MGP-gas allineati a quanto riscontrato su PSV, a fronte di prezzi MI-gas leggermente superiori.

Il mese di maggio evidenzia un debole calo tendenziale della domanda di gas naturale, che si porta a 4.702 milioni di mc (-3%). In un contesto caratterizzato da consumi sostanzialmente stabili nei settori termoelettrico (-1%) e industriale (-1%), la riduzione si è concentrata soprattutto nel comparto domestico, dove le migliori condizioni meteorologiche rispetto ad un anno fa hanno indotto una contrazione tendenziale dell'8%, la

quarta da inizio anno. Tale dinamica è peraltro simile a quella consolidata nei primi cinque mesi del 2011, in cui si evidenzia una riduzione tendenziale della domanda di gas (-4%), trainata prevalentemente dalla contrazione dei consumi domestici (-8%) e, in misura inferiore, da quelli termoelettrici (-2%), a fronte di consumi industriali in crescita (+3%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	4.702	-3%
Impianti di Distribuzione	1.247	-8%
Consumi Termoelettrici	2.151	-1%
Consumi Industriali	1.120	-1%
Rete terzi e consumi di sistema	184	+6%
Offerta	4.702	-3%
Import	5.760	+2%
Produzione Nazionale	658	-6%
Sistemi di stoccaggio	-1.716	-12%

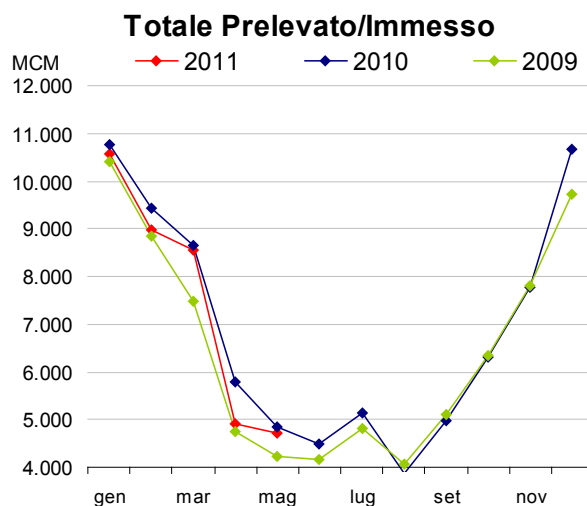
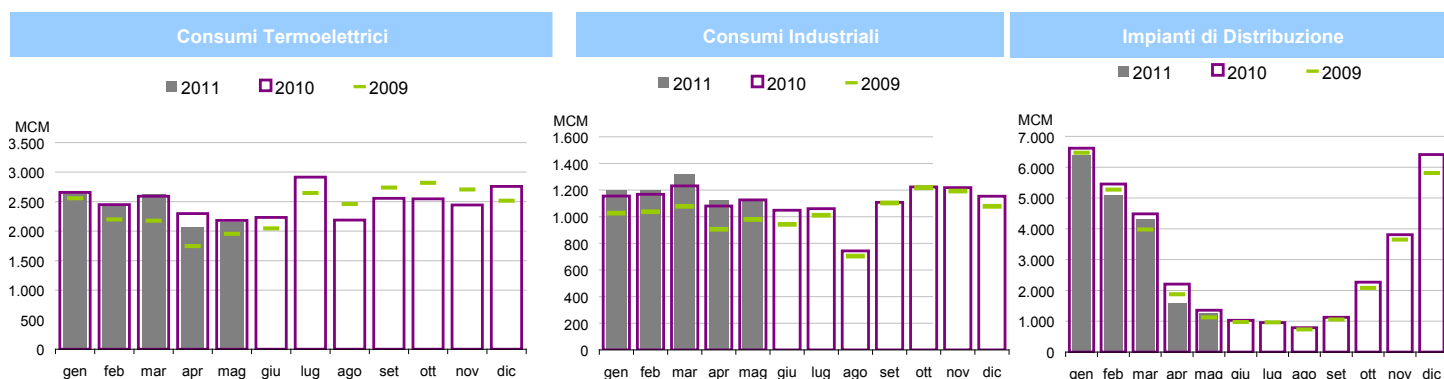


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



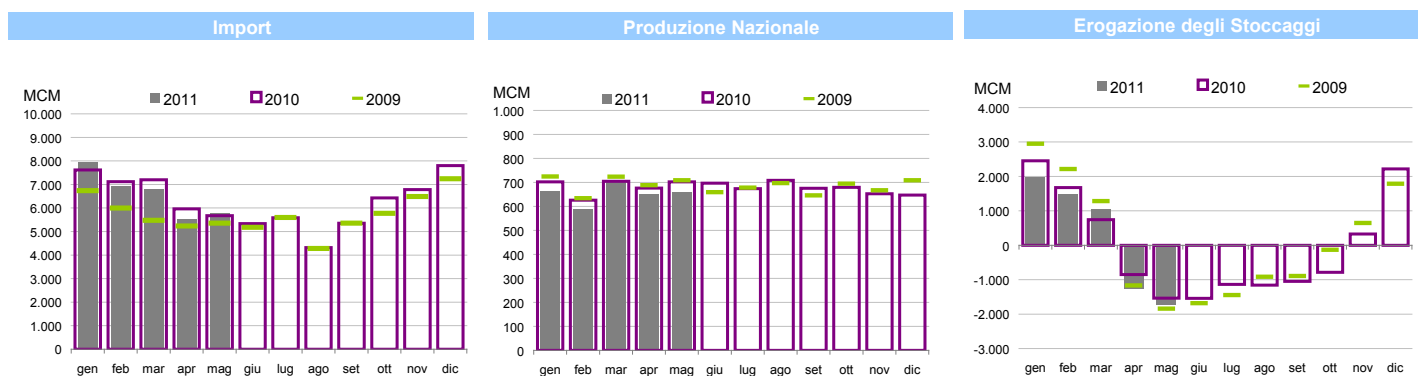
(continua)

Nello stesso tempo si è registrato un lieve aumento tendenziale dell'import, salito a 5.760 milioni di mc (+2%) per l'effetto congiunto di incrementi di flussi in ingresso provenienti dalla Russia (p.e. di Tarvisio, +88%) e dall'Algeria (p.e. Mazara del Vallo, +20%), del calo dei flussi olandesi (p.e. di Passo Gries, -47%), stante il perdurare dell'interruzione dei flussi dalla Libia (p.e. di Gela).

L'eccesso di offerta prodotto dalla riduzione della domanda e dall'aumento delle importazioni è stato assorbito da una diminuzione tendenziale della produzione nazionale, attestata a 658 milioni di mc (-6%), e da un incremento dell'attività in iniezione dei siti di stoccaggio, con volumi stoccati pari a 1.716 milioni di mc (+12%). Di conseguenza il gas stoccato è cresciuto ad un livello pari a 4.754 milioni di mc (+29%).

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

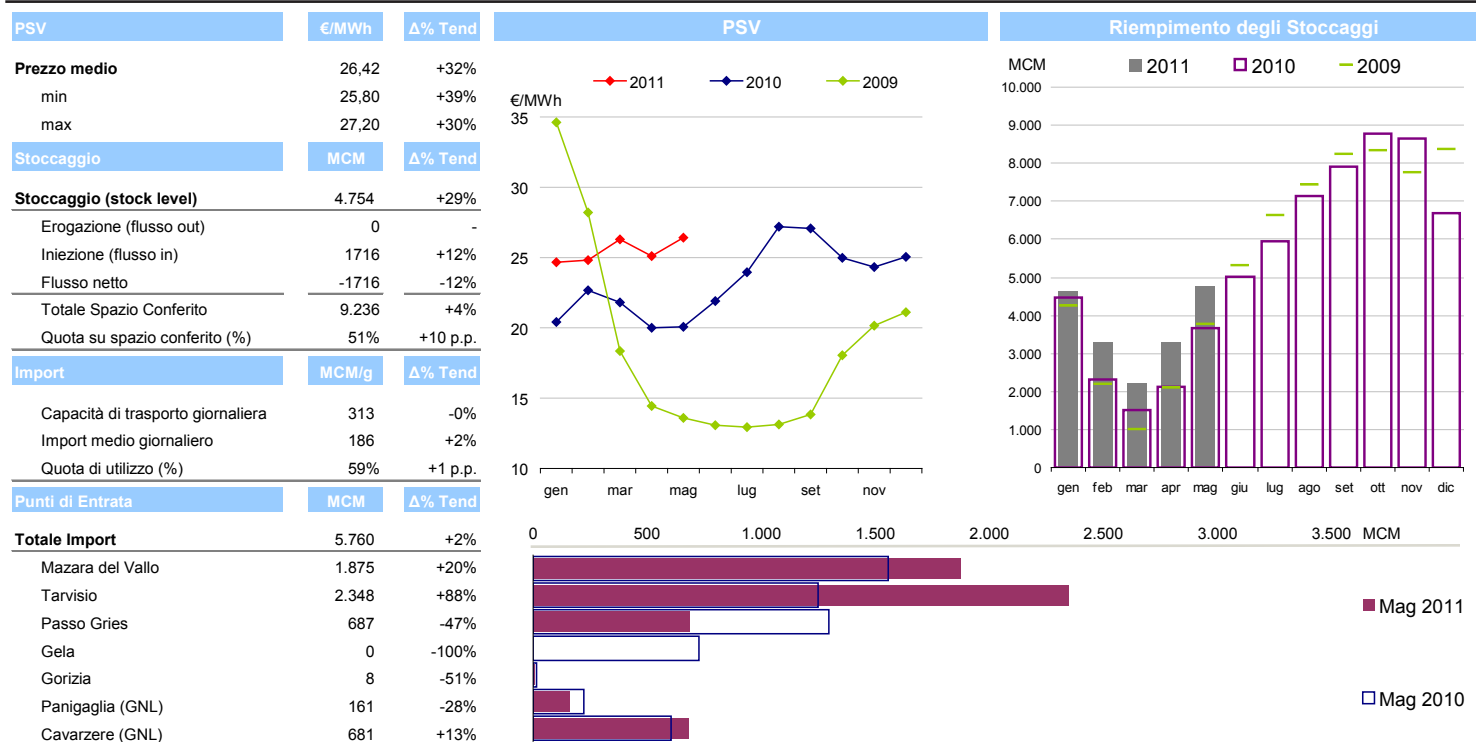


A dispetto del contesto di mercato "più lungo", il perdurare di livelli elevati di prezzi sui mercati dei greggi ha spinto al rialzo le quotazioni del gas naturale registrate al PSV, che, dopo il debole calo evidenziato ad aprile, tor-

nano a crescere sui livelli di marzo segnando un valore pari a 26,42 €/MWh, con aumenti concentrati in corrispondenza dell'ultima settimana del mese e su livelli decisamente superiori a quanto registrato lo scorso anno (+32%).

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

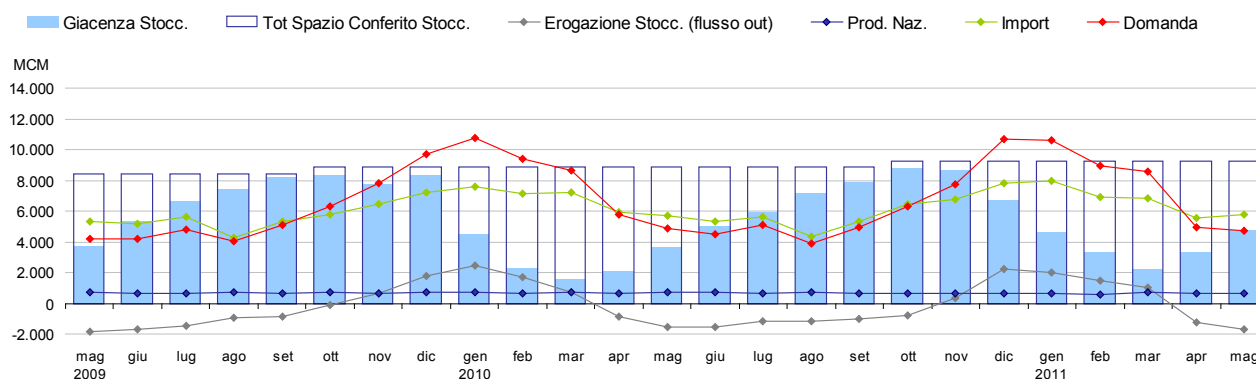
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Il mese in oggetto riscontra una ripresa dell'operatività sui mercati spot del gas naturale, concentrata prevalentemente in corrispondenza degli ultimi sette giorni, registrando scambi per 23.560 MWh su MGP-gas ad un prezzo medio di 26,79 €/MWh e 1.440 MWh su MI-gas ad un prezzo medio di 28,40 €/MWh. Il prez-

zo registrato su MGP-gas risulta allineato a quanto evidenziato sul PSV, a fronte di un prezzo MI-gas attestatosi su livelli superiori, che riflettono due abbinamenti conclusi in corrispondenza dell'ultimo giorno del mese, in un contesto di trend crescente di prezzi.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	26,79	+8,9%	5,17%	-	-	-
	c€/Gj	744,30			-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	28,40	+12,8%	0,00%	-	-	-
	c€/Gj	788,89			-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-			-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-			-	-	-
PSV	€/MWh	26,42	+5,2%	1,6%	-	-	-
	c€/Gj	733,82			-	-	-

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

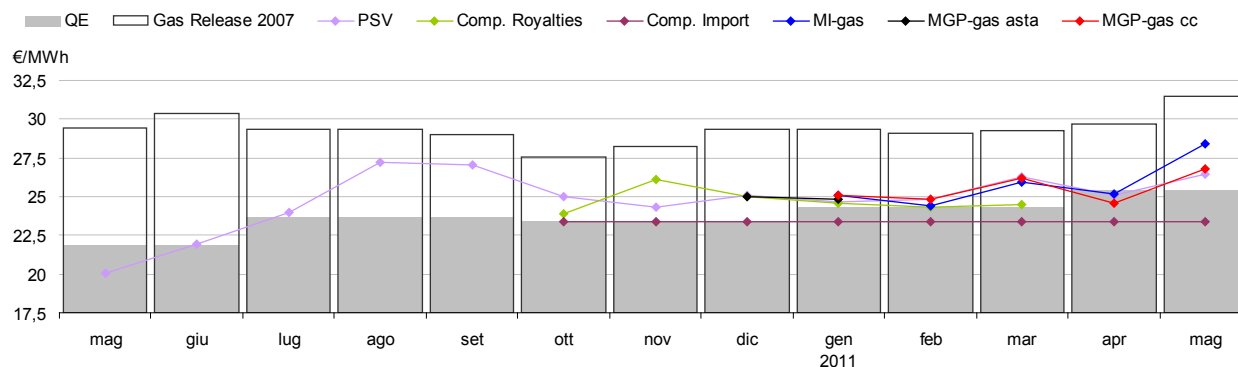


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

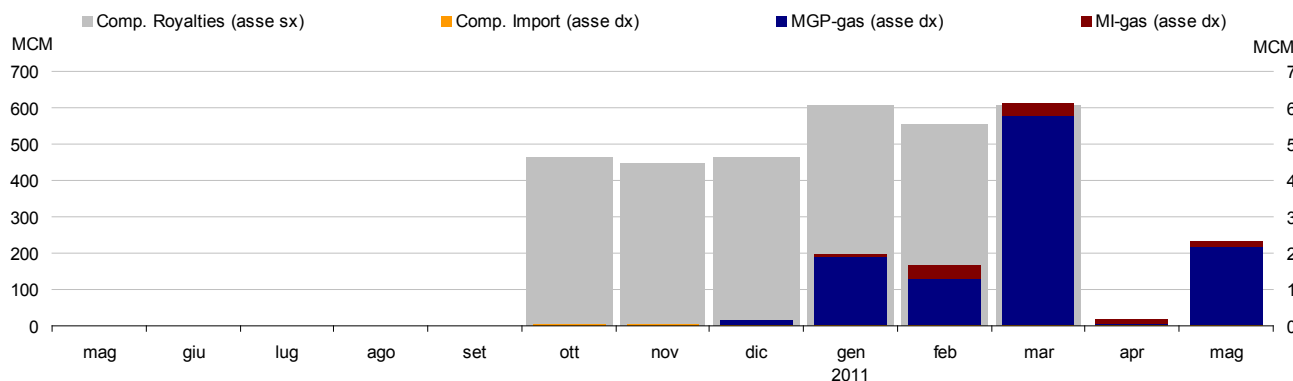
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	2,15	+3826,7%	-	-	2,15	5	5	19
	MWh	23.560		-	-	23.560	-	-	-
MI-gas	MCM	0,13	+60,0%	-	-	0,13	1	2	2
	MWh	1.440		-	-	1.440	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

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

Fonte: dati GME, SRG



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di maggio registra una battuta d'arresto nella tendenza spiccatamente rialzista seguita nel corso degli ultimi otto mesi dalle quotazioni del greggio e dei suoi derivati, che si sono confermate, tuttavia, sui livelli più alti dall'estate del 2008.

I prezzi si mantengono sui valori massimi del biennio anche

sui mercati del carbone, al pari del greggio, in modesto calo congiunturale, e del gas, stabile invece sui valori di aprile.

In questo contesto appaiono in controtendenza le dinamiche rilevate sulle quotazioni delle principali borse elettriche, la cui ripresa congiunturale contribuisce peraltro ad alimentare il moderato trend rialzista osservato nell'ultimo anno.

Il mese di maggio vede interrompersi la serie dei consistenti aumenti consecutivi che nell'arco di otto mesi avevano spinto i prezzi del petrolio a ridosso dei valori massimi storici registrati nell'estate del 2008. Smentendo le aspettative rialziste espresse dai mercati ad aprile, il Brent flette sui 115 \$/bbl (-7,2% rispetto al mese precedente), confermandosi, tuttavia, ancora sui livelli più elevati dell'ultimo biennio e comunque in decisa crescita sul dato del 2010 (+52,4%). In chiave prospettica, la contrazione congiunturale sembra produrre una correzione al ribasso delle quotazioni futures del greggio europeo, anticipando al secondo semestre dell'anno corrente il calo previsto già nei mesi scorsi per il 2012. Dinamiche assolutamente analoghe si riscontrano sul gasolio e sull'olio combustibile, che si attestano rispettivamente a 931,2 \$/MT e a 645,7 \$/MT, esibendo una riduzione congiunturale prossima al 9% che non intacca sostanzialmente la crescita mostrata su base tendenziale dai due prodotti di raffinazione del greggio (43/45%). A conferma di quanto già

evidenziato ad aprile, i mercati a termine segnalano una divergenza nell'evoluzione delle due commodities, mostrando una ulteriore lieve diminuzione del prezzo dell'olio combustibile, a fronte di una modesta ripresa del gasolio. In Europa anche il carbone registra una lieve flessione, che riporta le quotazioni a 122,5 \$/MT (-4,5% su aprile), mantenendole tuttavia a ridosso dei valori massimi espressi nel periodo 2009-2011. Si segnala, in controtendenza rispetto all'andamento dei riferimenti europei e sudafricani, l'ulteriore crescita congiunturale del Qinhdao cinese, tornato a salire negli ultimi due mesi, dopo una fase di sostanziale stabilità su livelli comunque elevati. Nella conversione in euro delle quotazioni, le variazioni del tasso di cambio, attestatosi a 1,43 \$/€ (-1,0% sul mese precedente, +14,3% sul 2010), non producono cambiamenti di rilievo negli andamenti congiunturali dei combustibili, generando invece un parziale rallentamento delle dinamiche tendenziali, evidenziato da incrementi ridotti e compresi tra il 20% e 33%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Mag 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 11	Lug 11	Ago 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,43	-1,0%	+14,3%	1,48	1,43 ▼	1,43 ▼	1,42 -	1,41 ▼
Brent	\$/bbl	114,6	-7,2%	+52,4%	124,0	114,7 ▼	114,3 ▼	113,9 -	111,1 ▼
FOB	€/bbl	80,0	-6,3%	+33,4%	83,8	80,4 ▼	80,2 ▼	80,0 -	79,0 ▼
Fuel Oil	\$/MT	645,7	-8,7%	+43,8%	690,8	645,3 ▼	648,5 ▼	646,5 -	633,5 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	450,8	-7,8%	+25,8%	467,2	452,1 ▼	454,8 ▼	453,8 -	450,5 ▼
Gasoil	\$/MT	931,2	-8,4%	+44,8%	1020,0	939,2 ▼	942,5 ▼	945,7 -	949,9 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	650,1	-7,5%	+26,7%	689,8	658,1 ▼	661,0 ▼	663,7 -	675,5 ▼
Coal	\$/MT	122,5	-4,5%	+36,8%	126,2	120,8 ▼	121,0 ▼	121,6 -	126,6 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	85,5	-3,5%	+19,7%	85,3	84,6 ▼	84,9 ▼	85,3 -	90,0 ▲

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

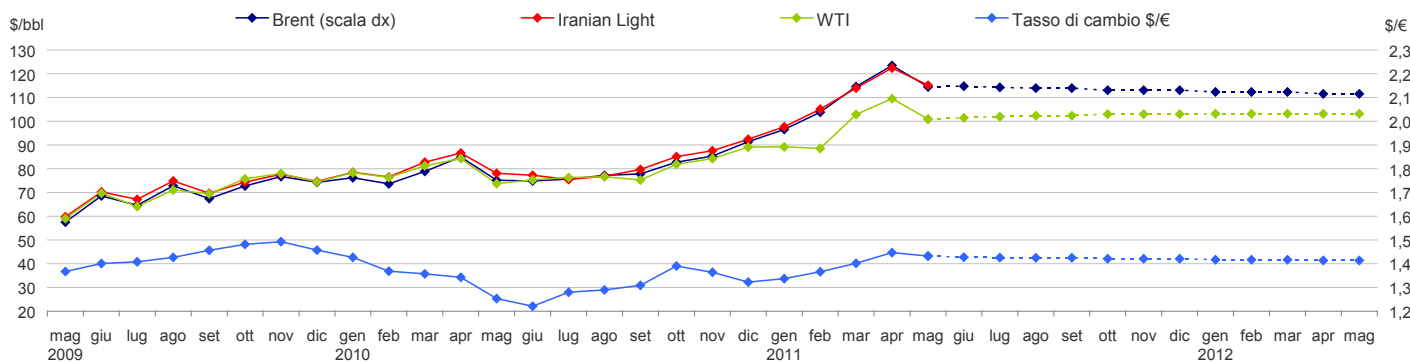


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

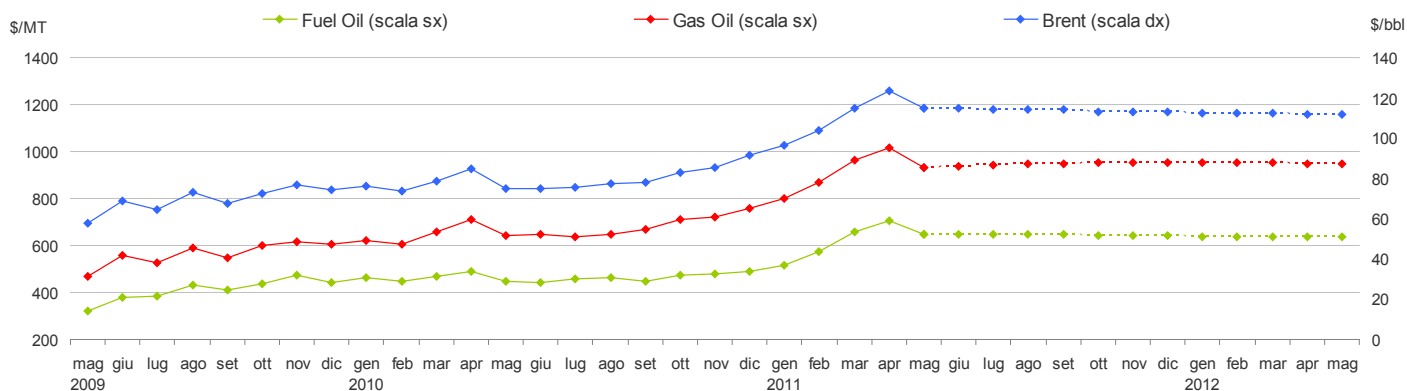
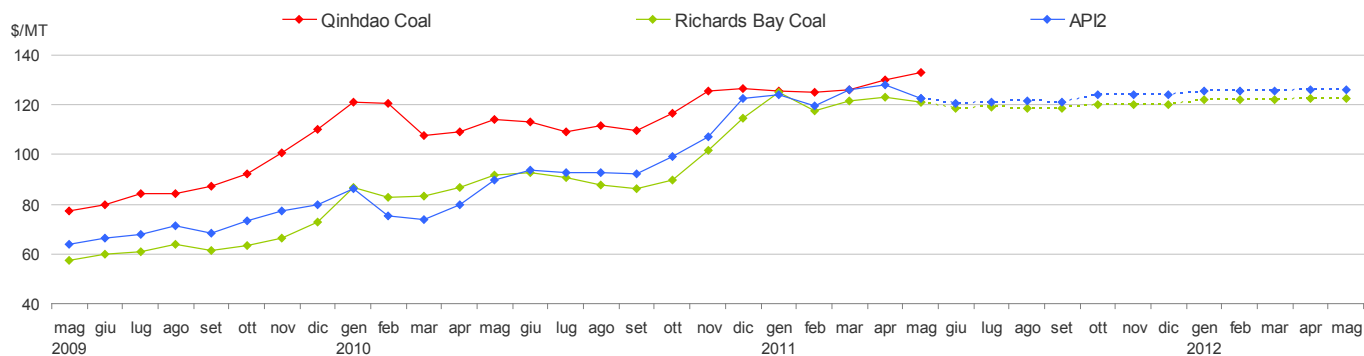


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

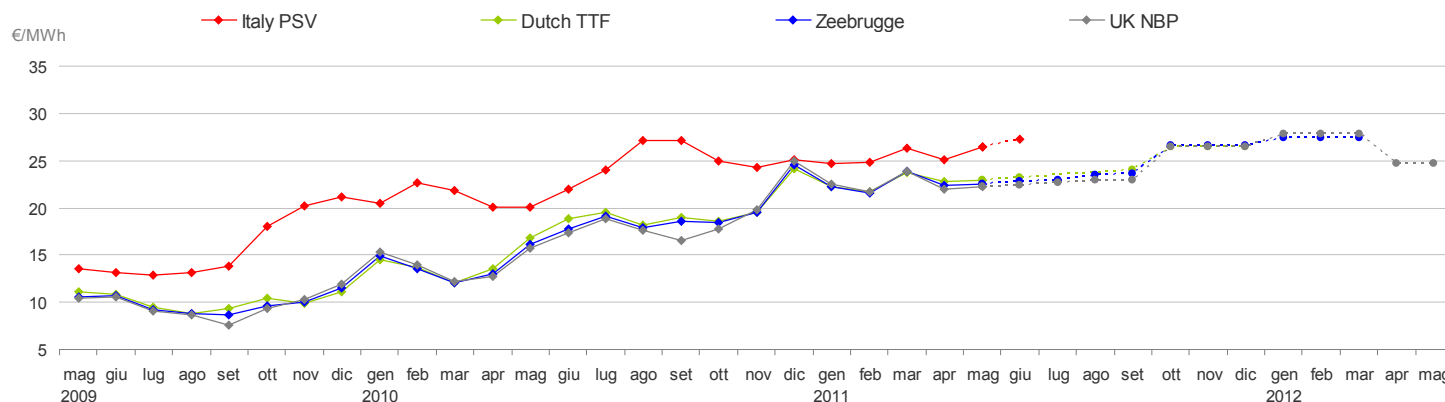
Condizioni di mercato sostanzialmente immutate si riscontrano invece sui principali hub europei del gas, i cui prezzi si confermano sui valori di aprile, denotando nel confronto con il mese precedente una lieve propensione rialzista soltanto sul PSV italiano (+5,2%). In conseguenza di ciò torna a allargarsi il differenziale tra il nostro riferimento nazionale, salito a 26,42 €/MWh, e le quotazioni dell'Europa centro-settentrionale, stabili invece sui 22/23 €/MWh. Osservando l'andamento seguito dal

gas in questi primi mesi dell'anno, si registra una fase di stasi del trend decisamente crescente avviatosi a partire da maggio del 2010: tale fenomeno produce una moderata contrazione degli incrementi tendenziali susseguiti da gennaio, attestatisi a maggio sul +31/40%. Rialziste e profilate secondo il tipico andamento stagionale della domanda appaiono, invece, le attese degli operatori per i mesi a venire, particolarmente elevate soprattutto nei primi tre mesi del prossimo anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Ultima quot. future	Quotazioni futures (€/MWh)				
		Mag 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)			Giu 11	Lug 11	Ago 11	Gas Year 11	
PSV DA	Italia	26,42	+5,2%	+31,6%	25,70	27,20	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	22,96	+0,7%	+36,8%	21,80	23,20	▲	-	-	-	26,20 ▲
Zeebrugge	Belgio	22,47	+0,1%	+39,4%	21,62	22,78	▲	22,95 ▲	23,44	-	26,17 ▲
UK NBP	Regno Unito	22,18	+0,7%	+40,8%	21,27	22,41	▲	22,60 ▲	22,97 ▲	▲	26,01 ▲



In controtendenza rispetto a quanto osservato sui mercati dei combustibili, le quotazioni espresse dalle principali borse elettriche mostrano incrementi congiunturali di moderata intensità, che spingono i prezzi su livelli superiori alle aspettative manifestate dagli operatori ad aprile: sui 53/58 €/MWh in Europa centrale (+7/10% rispetto ad aprile) e a 71,28 €/MWh in Italia (+9,4%), nuovo massimo da febbraio 2009. In virtù di quanto osservato, il ranking e i differenziali di prezzo tra borse rimangono pressoché invariati, con l'unica eccezione segnalata sul riferimento tedesco, che supera di più di 3 €/MWh quello

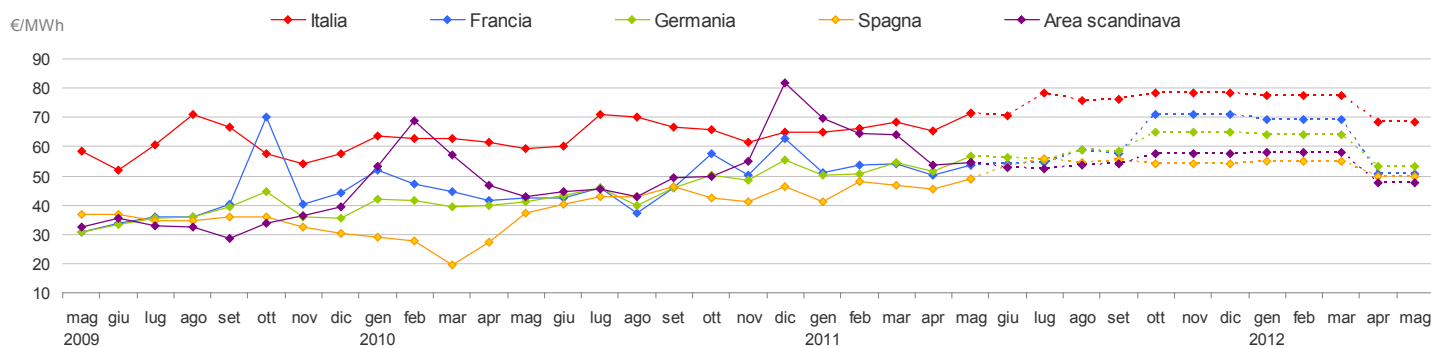
francese, come raramente accaduto nel corso dell'ultimo biennio. Anche su base annua tutti gli exchange evidenziano una generale risalita delle quotazioni che riflette, anche nei tassi di crescita, i rincari rilevati sui combustibili (+15/+38%). In chiave prospettica i mercati sembrano dar fiducia al trend moderatamente rialzista in atto, alimentato nel secondo semestre del 2011 dagli incrementi legati alle dinamiche stagionali della domanda e solo parzialmente indebolito dalle diminuzioni previste per inizio del 2012.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Mag 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Giu 11	Lug 11	Ago 11	Calendar
Italia	71,28	+9,4%	+20,1%	66,75	70,75 ▼	78,25 ▲	75,75 -	73,50 ▼
Francia	53,52	+6,8%	+26,3%	52,00	53,97 ▼	54,38 ▲	59,06 -	59,46 ▲
Germania	56,83	+10,2%	+38,0%	51,31	56,46 ▼	55,60 ▼	59,00 -	58,32 ▲
Svizzera	58,02	+8,3%	+36,6%	-	-	-	-	-
Austria	57,92	+10,3%	+37,1%	-	-	-	-	-
Spagna	48,90	+7,6%	+31,2%	50,25	53,10 ▼	55,75 ▼	54,65 -	52,80 ▼
Regno Unito	49,36	-0,9%	+15,0%	49,95	50,29 ▼	51,21 ▼	50,94 -	-
Area scandinava	54,49	+1,2%	+26,8%	54,35	52,90 ▼	52,20 ▼	53,55 -	50,10 ▼



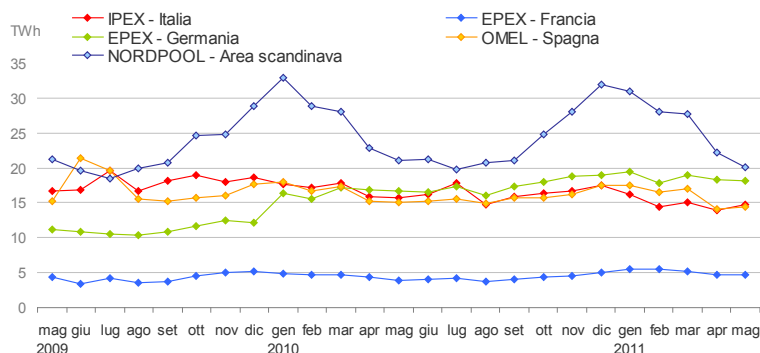
In merito ai volumi scambiati, il mese di maggio non interrompe la serie dei ribassi tendenziali osservati sulle borse più grandi (-4/-6%), tra le quali Nord Pool si conferma la più capiente

con i suoi 20,2 TWh, seguita da Epex-Germania, stabilizzatasi ormai attorno ai 18 TWh (+8,2% rispetto al 2010), e da Ipx e Omel, scese sui 14/15 TWh.

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mag 11	Diff M-12(%)
Italia	14,8	-5,9%
Francia	4,7	+20,6%
Germania	18,1	+8,2%
Svizzera	1,0	+14,5%
Austria	0,6	+30,7%
Spagna	14,5	-4,3%
Regno Unito	1,8	+16,1%
Area scandinava	20,2	-4,4%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 211.227 TEE nel mese di maggio, in aumento rispetto ai 121.124 TEE scambiati ad aprile.

Dei 211.227 TEE scambiati, 120.374 sono stati di Tipo I, 60.325 di tipo II e 30.528 di tipo III. A causa della scadenza per i distributori del 31 maggio, relativa all'obbligo 2010, i prezzi medi sono risultati in aumento rispetto alle medie dei prezzi di aprile (7,32

% per la Tipologia I, dell'8,47 % per la Tipologia II e del 9,66 % per la Tipologia III).

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 105,09 € (rispetto a 97,93 € di aprile), i titoli di tipo II ad una media di 106,15 € (rispetto a € 97,87 di aprile) ed i titoli di tipo III ad una media di 107,32 € (rispetto a 97,87 € del mese precedente). I titoli emessi dall'inizio del meccanismo sono pari a 9.644.342.

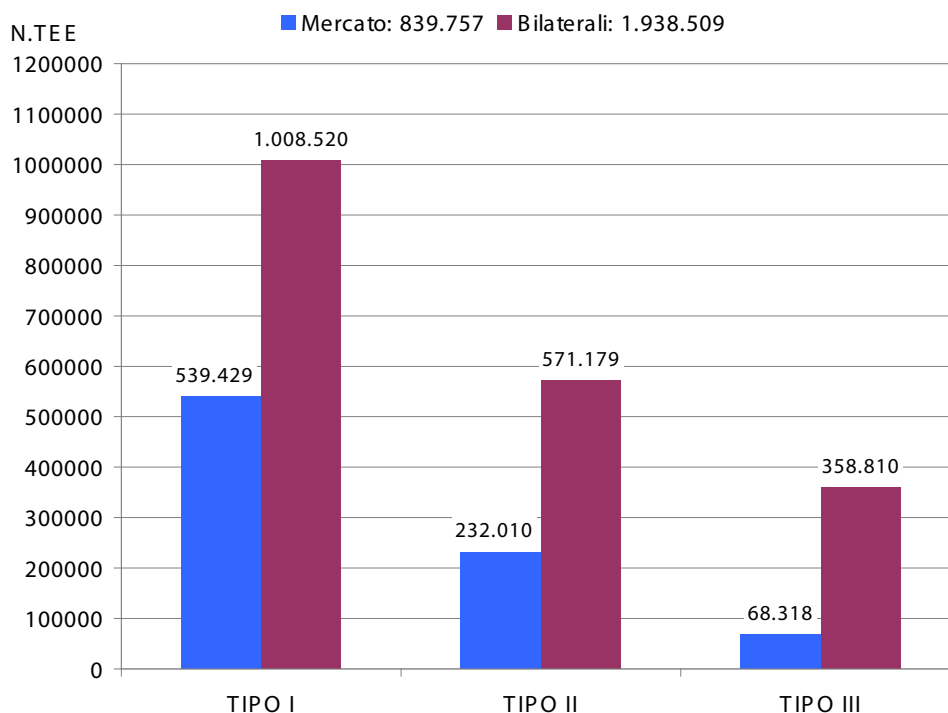
TEE, risultati del mercato del GME - maggio 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	120.374	60.325	30.528
Controvalore (€)	€ 12.650.604	€ 6.403.782	€ 3.276.403
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 93,68	€ 95,00	€ 93,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 111,00	€ 114,50	€ 112,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 105,09	€ 106,15	€ 107,32

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 31 maggio 2011

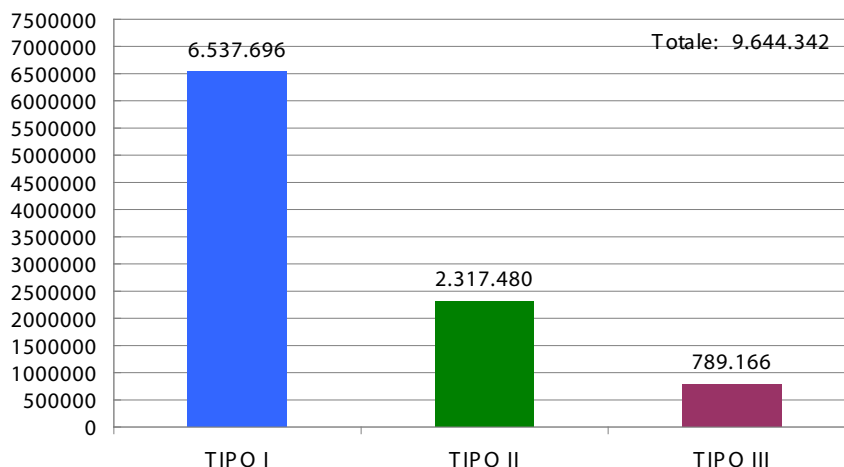
Fonte: GME



(continua)

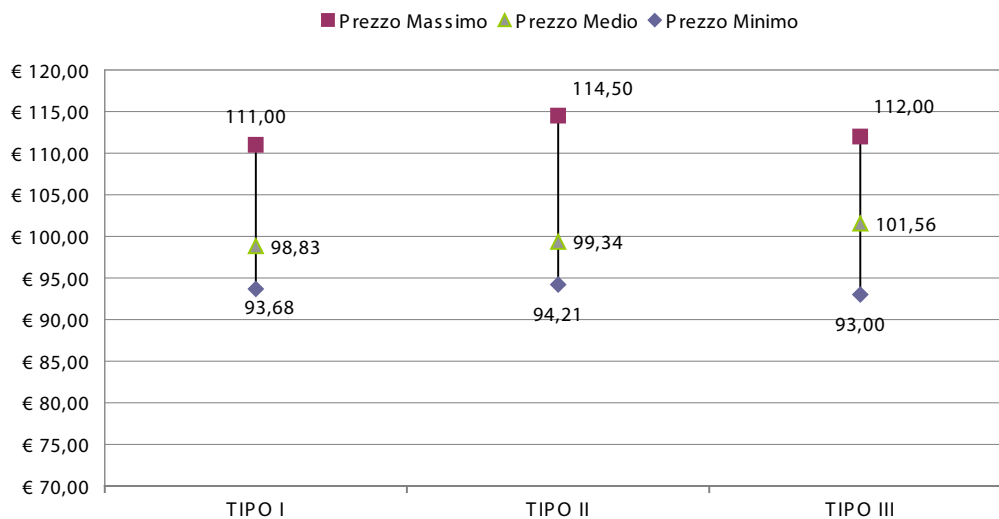
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine maggio 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



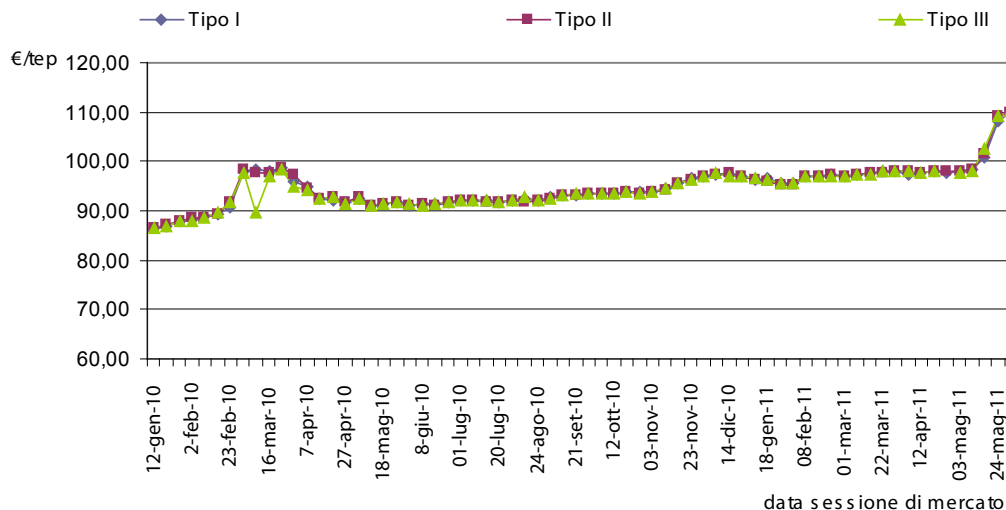
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 31 maggio 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di maggio sono stati scambiati 479.477 CV, in aumento rispetto ai 322.507 CV negoziati nel mese di aprile.

Dal 1° giugno, con la scadenza dei termini per l'adempimento dell'obbligo 2010 anche per i soggetti ritardatari che non avessero adempiuto entro il 31 marzo, la tipologia CV con anno di riferimento 2008 non è più valida per l'adempimento degli obblighi 2011 e successivi.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2010 e 2011, con un volume pari, rispettivamente, a 295.663 e a 179.990, in aumento rispetto al volume delle transazioni registrate ad aprile (250.867 CV_2010 e 53.228 CV_2011).

In aumento, in misura minore, anche i volumi dei CV scambiati con anno di riferimento 2010_TRL, pari a 2.396 (1.381 i CV scambiati ad aprile). In diminuzione, infine, i CV con anno di

riferimento 2009 che hanno raggiunto un numero di scambi pari a 1.458 (15.781 CV ad aprile).

In riferimento ai prezzi medi, rispetto al mese di aprile, si è registrata una generale diminuzione di 0,21 €/MWh per i CV_2010 e di 3,84 €/MWh per i CV_2009 di 2,29 €/MWh per i CV_2011 e di 2,85 €/MWh per i CV_2010_TRL.

Più in dettaglio, nel mese di maggio il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di 86,44 €/MWh, mentre quello relativo ai CV_2009 è stato pari a 83,01 €/MWh. Il prezzo medio dei CV con anno di riferimento 2011 è stato pari a 81,51 €/MWh, ed il prezzo dei CV con anno di riferimento 2010 per teleriscaldamento è stato pari a 81,96 €/MWh.

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

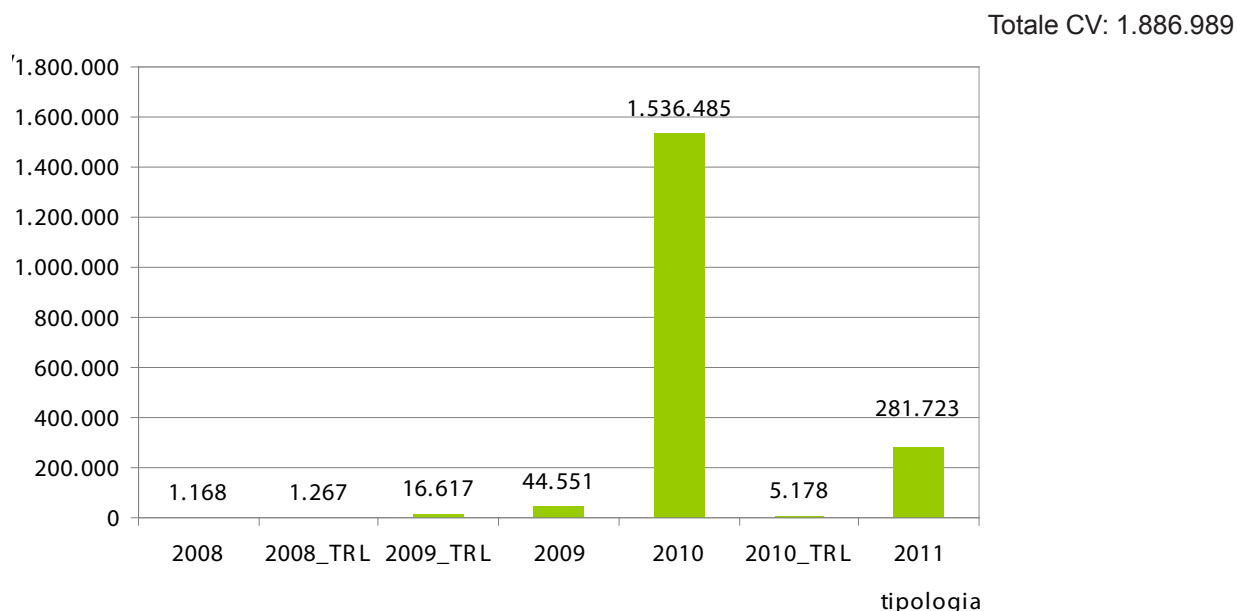
CV, risultati del mercato GME maggio 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2009	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	1.458	295.633	2.396	179.990
Valore totale (€)	€ 121.027,80	€ 25.554.716,69	€ 196.378,00	€ 14.670.876,18
Prezzo minimo (€/CV)	€ 80,00	€ 80,00	€ 81,40	€ 80,20
Prezzo massimo (€/CV)	€ 87,15	€ 87,15	€ 82,50	€ 82,90
Prezzo medio (€/CV)	€ 83,01	€ 86,44	€ 81,96	€ 81,51

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2011)

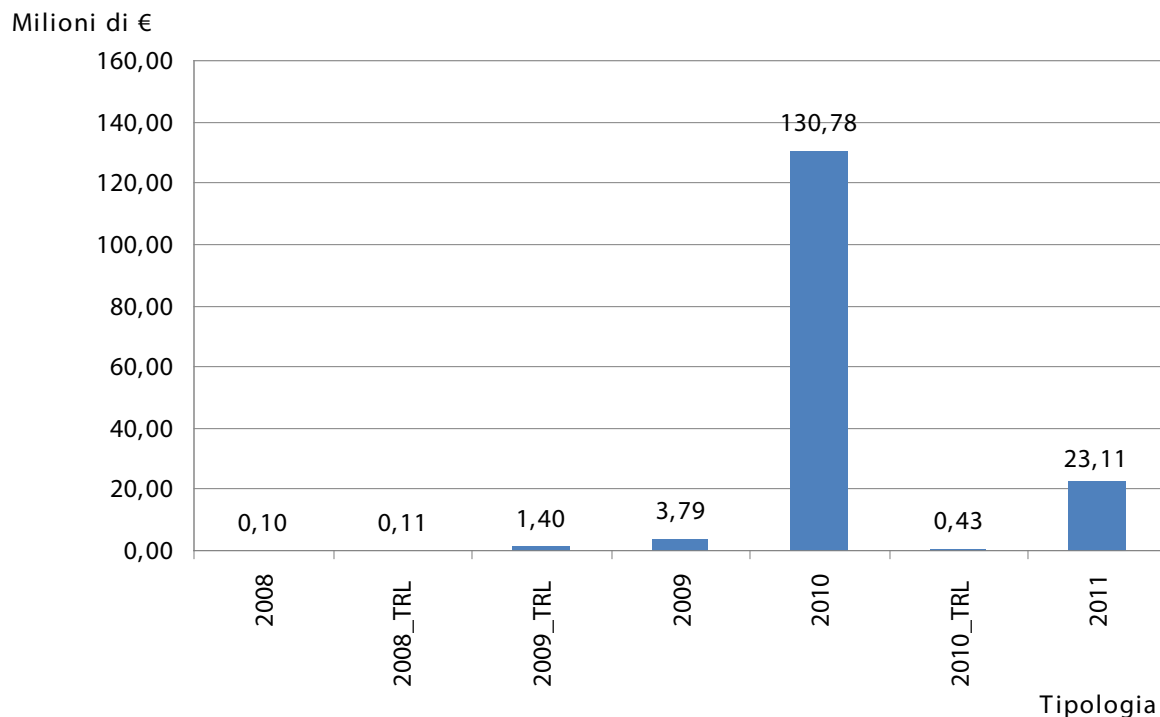
Fonte: GME



(continua)

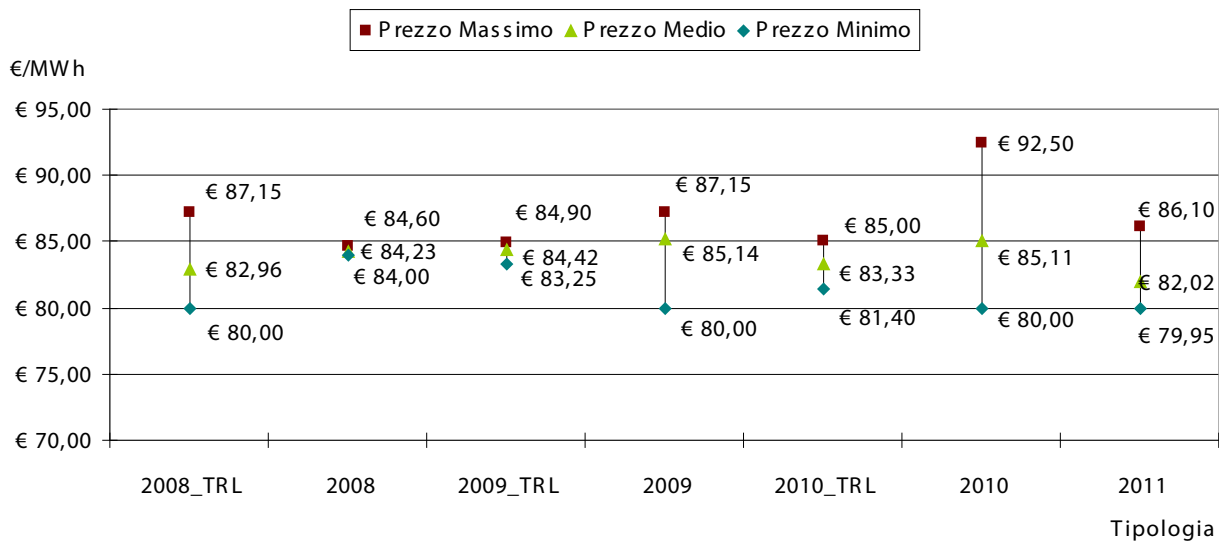
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 31 maggio 2011). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

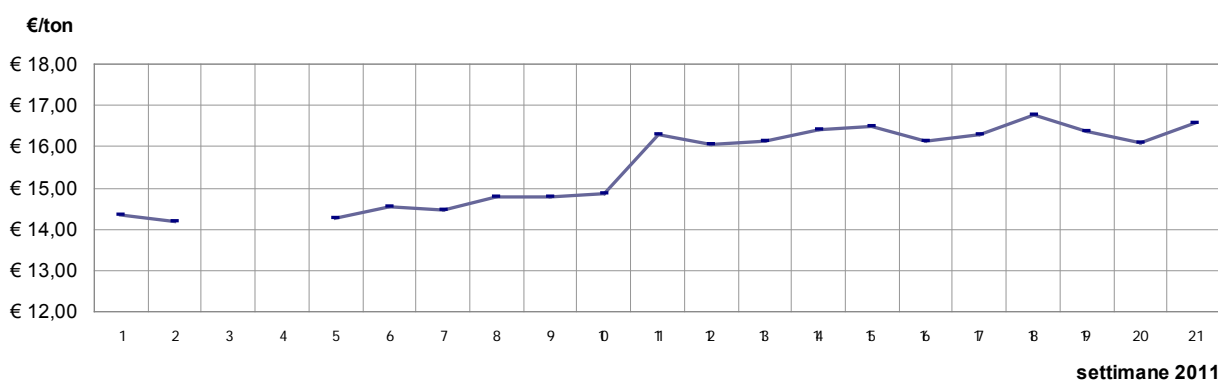
A cura del GME

■ Nel corso del mese di maggio sono state scambiate sulle piattaforme europee 401,5 milioni di EUA in aumento rispetto allo scorso aprile (348,1 milioni di EUA – fonte Point Carbon).

Sul mercato spot gestito da Bluenext, nel mese di maggio, i prezzi, superiori ai 16 €/ton, hanno oscillato da 16,37 €/tonn a 16,78 €/tonn, come evidenziato nel grafico sottostante.

Grafico 1: Prezzi spot BNX (media settimanale)

Fonte: Bluenext

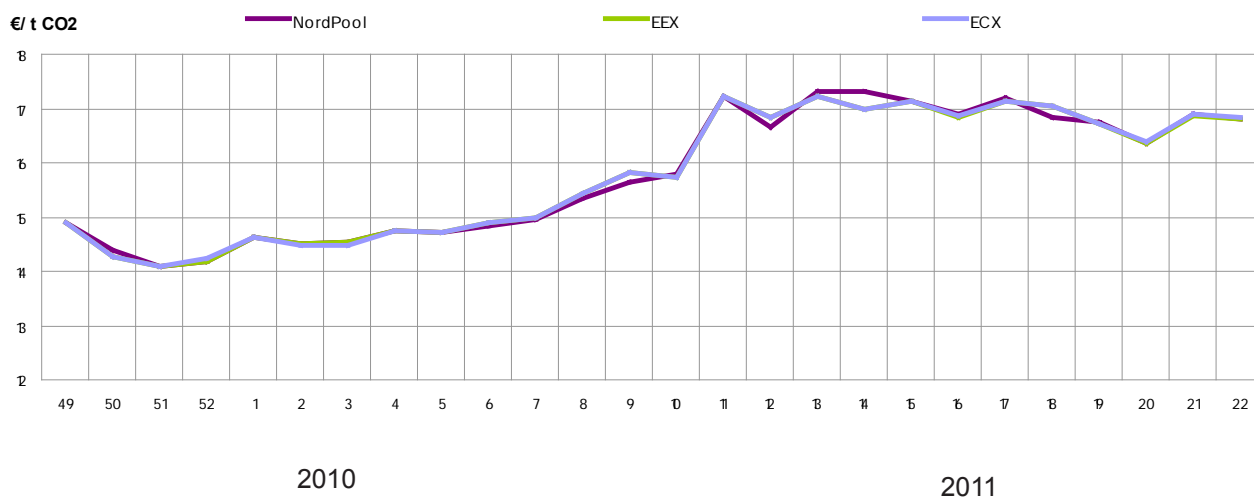


Anche sul mercato a termine, i prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2011 (ICE ECX) hanno oscillato, negli ultimi tre mesi, sempre intorno ai 17€/ton. Nel mese di maggio, in particolare, si è registrata una variazione del settlement price settimanale da un minimo di 16,39 €/ton ad un massimo di 17,05 €/ton. La svolta antinucleare decisa

dal Governo tedesco entro il 2022 e la decisione conseguente di chiudere definitivamente le otto centrali nucleari più obsolete entro il 2011 ha contribuito a mantenere i prezzi su livelli elevati. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2011-2012 sui tre maggiori mercati europei.

Grafico 2: EUA, mercato a termine (da novembre 2010) - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



LA CARBON TAX NELLA PROPOSTA DI REVISIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA TASSAZIONE DEI PRODOTTI ENERGETICI

(continua dalla prima)

LE MODIFICHE PROPOSTE ALLA DISCIPLINA

La Direttiva 2003/96/CE fissa i livelli minimi per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità, i primi disciplinati dal quadro comunitario quando impiegati come combustibili per riscaldamento o come carburante per motori, la seconda tassata al consumo, ossia al momento dell'utilizzo. Sulla base dei suddetti livelli minimi, gli Stati membri possono fissare aliquote più elevate o esentare specifici segmenti e settori. Tale impostazione sarebbe mantenuta con la nuova disciplina, che però propone una separazione dell'aliquota complessiva in due componenti.

La componente "energia"

Con il nuovo sistema, i livelli minimi di tassazione dell'energia, attualmente riferiti ad unità di volume (€/l) o peso (€/kg), saranno basati sul contenuto energetico di ogni singolo combustibile (€/GJ).

L'obiettivo della modifica è il perseguimento dell'efficienza energetica. L'attuale sistema crea, infatti, dinamiche distorsive nella concorrenza tra combustibili che non favoriscono l'uso razionale dell'energia. Per quanto concerne il settore del trasporto, l'aliquota minima prevista per il diesel (espressa in €/l) risulta inferiore a quella fissata per la benzina, nonostante il più elevato contenuto energetico sul volume del primo carburante rispetto al secondo: la tassazione non riflette il rapporto tra il valore energetico dei due carburanti e non fornisce stimolo all'impiego del combustibile con contenuto energetico minore. Inoltre, le aliquote applicate da tutti gli Stati Membri (ad eccezione del Regno Unito), rendono il gasolio più competitivo della benzina, nonostante questo risulti più costoso a monte della tassazione. L'attuale regime di tassazione energetica penalizza anche i biocarburanti impiegati per l'autotrazione. Per i carburanti rinnovabili sono previste, infatti, aliquote minime identiche a quelle dei carburanti fossili sostituiti, nonostante il loro minor contenuto energetico: ne deriva un carico fiscale rapportato al contenuto energetico proporzionalmente maggiore rispetto ai carburanti di origine fossile.

Le distorsioni appena descritte dovrebbero venire meno grazie all'applicazione di una tassazione neutrale, proporzionale al contenuto energetico dei prodotti, che troverà applicazione a partire dal 2013.

La componente "CO2"

La modifica più importante contenuta nella proposta di nuova direttiva riguarda l'introduzione di una componente per la valorizzazione del contenuto di carbonio dei prodotti en-

ergetici soggetti alla disciplina. È prevista un'unica aliquota, pari a 20 €/tCO₂, che si applicherà ai prodotti energetici impiegati nei settori non compresi nel EU ETS.

Il livello della tassa sulla CO₂ è stato determinato sulla base delle previsioni di prezzo dei permessi di emissione europei (EUA) per il 2020, con l'obiettivo di garantire eguale trattamento ai soggetti partecipanti all'UE ETS e a quelli che



non vi partecipano. Le valutazioni del legislatore europeo si concentrano su settori quali quello del riscaldamento, nel quale tecnologie soggette all'EU ETS, quali cogenerazione e teleriscaldamento, si trovano a competere con soluzioni tecnologiche (piccoli impianti per il riscaldamento) che non sostengono alcun onere ambientale.

La carbon tax non si applicherà alle fonti rinnovabili, fatta eccezione per i biocarburanti e i bioliquidi che non rispettino i criteri di sostenibilità definiti dalla Direttiva 2009/28/CE, a cui si applicheranno i fattori di emissione di riferimento per i combustibili fossili sostituiti.

Un esempio evidente dell'assenza di stimolo alla riduzione delle emissioni da parte dell'attuale normativa è quello del carbone impiegato per il riscaldamento, per cui è attualmente previsto un livello minimo di tassazione di 0.15 €/GJ che corrisponde 1.6 €/tCO₂, a fronte di un'aliquota minima per il gas naturale, pari anch'essa a 0.15 €/GJ, che corrisponde però a 2.7 €/tCO₂ in virtù del più basso tenore di carbonio del gas naturale. La Tabella 1 si riferisce ai carburanti per uso trasporto, e presenta le aliquote dell'attuale tassazione, le nuove aliquote proposte e le nuove aliquote espresse secondo le attuali unità di misura: dal confronto tra il nuovo sistema fiscale e

LA CARBON TAX NELLA PROPOSTA DI REVISIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA TASSAZIONE DEI PRODOTTI ENERGETICI

(continua)

l'attuale, è possibile notare come l'aliquota minima complessiva (energia + CO₂) a cui sarà sottoposta la benzina non subirà variazioni rispetto ai livelli attuali, mentre l'aliquota minima complessiva sul gasolio subirà un sensibile aumento, collegabile in primo luogo all'introduzione di un'aliquota uniforme per unità di contenuto energetico e, in secondo

luogo, all'introduzione della componente di carbon tax.

La Tabella 2 propone lo stesso tipo di confronto per i combustibili per il riscaldamento e l'elettricità. È possibile innanzitutto notare il forte aumento riportato dall'aliquota minima per il carbone, passata da 0.15 €/GJ, o 0.3 €/GJ, a 2.05 €/

Tabella 1. Livelli minimi di tassazione applicabili ai carburanti per uso trasporto*

Combustibile	Aliquote attuali		Nuova tassazione		Nuova tassazione		
	uso commerciale	uso non commerciale	CO2 01/01/2013	Energia 01/01/2013	CO2	Energia	tot
in unità di misura attuali							
Gasolio	21 €/1000l	21 €/1000l	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	55 €/1000l	5.6 €/1000l	60.6 €/1000l
Olio combustibile pesante	15 €/1000kg	15 €/1000kg	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	60 €/1000l	6 €/1000l	66 €/1000l
Cherosene	0 €/1000l	0 €/1000l	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	51 €/1000l	5 €/1000l	56 €/1000l
GPL	0 €/1000kg	0 €/1000kg	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	58 €/1000kg	7 €/1000kg	65 €/1000kg
Gas naturale	0.15 €/GJ	0.3 €/GJ	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	1.2 €/GJ	0.15 €/GJ	1.35 €/GJ
Carbone e Coke	0.15 €/GJ	0.3 €/GJ	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	1.9* €/GJ	0.15 €/GJ	2.05 €/GJ
Elettricità	0.5 €/MWh	1.0 €/MWh		0.15 €/GJ"		0.5 €/MWh	0.5 €/MWh

*Per i calcoli è stato utilizzato il fattore di emissione del carbone da coke dalla Decisione 2007/589/CE, allegato I

Fonte: elaborazioni REF su Direttiva 2003/96/CE e nuova proposta di direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici

GJ. Inoltre con la nuova tassazione proposta si ridurrà notevolmente la forbice tra le aliquote minime di gasolio e gas naturale: attualmente il gasolio ha un'aliquota pari a 0.6 €/GJ (pari circa a 21 €/1000l), ed il gas naturale è sottoposto ad un'aliquota pari a 0.15 €/GJ (o 0.3 €/GJ), mentre con la nuova tassazione si avrà un sensibile aumento nella tassazione minima, e la distanza tra i due combustibili sarà più contenuta in quanto si passerà rispettivamente ad 1.7 €/GJ (pari circa a 60 €/1000l), e 1.35 €/GJ.

L'aliquota minima prevista per l'elettricità non subirà modifiche. Dalla tabella è possibile notare come all'elettricità non si applichi la componente CO₂, in quanto l'elettricità è tassata "al consumo" e il consumo di elettricità non comporta emissioni. Saranno soggetti a carbon tax, invece, i prodotti energetici impiegati come combustibili per generare elettricità, limitatamente agli impianti alimentati da combustibili fossili che non partecipano all'EU ETS (impianti di potenza inferiore a 20 MW).

Tabella 2. Livelli minimi di tassazione applicabili ai combustibili per riscaldamento e all'elettricità

Combustibile	Aliquote attuali		Nuova tassazione		Nuova tassazione		
	uso commerciale	uso non commerciale	CO2 01/01/2013	Energia 01/01/2013	CO2	Energia	tot
in unità di misura attuali							
Gasolio	21 €/1000l	21 €/1000l	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	55 €/1000l	5.6 €/1000l	60.6 €/1000l
Olio combustibile pesante	15 €/1000kg	15 €/1000kg	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	60 €/1000l	6 €/1000l	66 €/1000l
Cherosene	0 €/1000l	0 €/1000l	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	51 €/1000l	5 €/1000l	56 €/1000l
GPL	0 €/1000kg	0 €/1000kg	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	58 €/1000kg	7 €/1000kg	65 €/1000kg
Gas naturale	0.15 €/GJ	0.3 €/GJ	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	1.2 €/GJ	0.15 €/GJ	1.35 €/GJ
Carbone e Coke	0.15 €/GJ	0.3 €/GJ	20 €/tCO2	0.15 €/GJ	1.9* €/GJ	0.15 €/GJ	2.05 €/GJ
Elettricità	0.5 €/MWh	1.0 €/MWh		0.15 €/GJ"		0.5 €/MWh	0.5 €/MWh

*Per i calcoli è stato utilizzato il fattore di emissione del carbone da coke dalla Decisione 2007/589/CE, allegato I

Fonte: elaborazioni REF su Direttiva 2003/96/CE e nuova proposta di direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici

LA CARBON TAX NELLA PROPOSTA DI REVISIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA TASSAZIONE DEI PRODOTTI ENERGETICI

(continua)

Il rischio di carbon leakage

Il rischio di delocalizzazione dell'attività produttiva a seguito dell'imposizione di un onere per l'abbattimento delle emissioni di gas climalteranti (cosiddetto rischio di "carbon leakage") dovrebbe riguardare solo marginalmente i settori che non ricadono nell'EU ETS.

Nell'ambito dello schema di emission trading, il rischio di carbon leakage è stato affrontato attraverso l'assegnazione, ai settori interessati, dei permessi di emissione a titolo gratuito. Tale sistema è stato preferito all'imposizione di una carbon border tax.

In linea con il suddetto approccio, la proposta di nuova direttiva sulla tassazione energetica non prevede la tassazione delle emissioni di carbonio associate ai prodotti importati, ma introduce la possibilità di beneficiare, fino al 2020, di un credito d'imposta per i consumi di combustibili nei settori esposti al rischio di delocalizzazione. Il credito sarà calcolato come prodotto tra il consumo storico di prodotti energetici di ciascun soggetto beneficiario e il fattore di emissione del gas naturale, utilizzato per approssimare il fattore di emissione medio del mix di combustibili impiegati per riscaldamento e usi industriali.

Flessibilità nella fissazione delle aliquote

Gli Stati membri manterranno la possibilità di fissare aliquote di tassazione superiori ai livelli minimi imposti in sede europea. La disciplina proposta non permetterebbe, tuttavia, il trattamento differenziato per i diversi combustibili destinati al medesimo uso.

In modo simile, gli Stati membri avrebbero discrezionalità nel prevedere esenzioni o riduzioni, ad esempio per il consumo nel segmento residenziale, ma tale possibilità, finora prevista per alcuni prodotti energetici, verrebbe estesa a tutti i combustibili. Sarebbe mantenuta anche la possibilità di esentare dalla tassazione le attività comprese nel settore primario, sebbene questa sarebbe condizionata ad interventi di miglioramento dell'impatto ambientale o di efficienza energetica.

Verrebbe mantenuta anche la possibilità di applicare trattamenti fiscali favorevoli per ragioni ambientali, come nel caso di elettricità prodotta da fonti rinnovabili o da impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Il nuovo sistema fiscale dovrebbe entrare in funzione a decorrere dal 1 gennaio 2013, ma è previsto un periodo transitorio, per la sola componente energetica, e unicamente per i carburanti impiegati per autotrazione, che permetterà un allineamento completo con tutti gli aspetti della Direttiva entro il 2023, con tre scadenze intermedie (2013, 2015, 2018). Nove dei nuovi Stati membri beneficerebbero, inoltre, della

possibilità di posticipare l'adozione della carbon tax fino al 2020.

Aggiornamento delle aliquote minime

Le aliquote minime saranno indicizzate sulla base di un indice dei prezzi al consumo medio a livello europeo, con frequenza triennale. I livelli minimi di imposizione generale del consumo di energia saranno adeguati ogni tre anni a partire dal 1 luglio 2016 in base alle variazioni dell'indice dei prezzi al consumo armonizzato a livello europeo, esclusi i prezzi dell'energia e degli alimenti non lavorati, pubblicato da Eurostat.

Secondo la proposta di direttiva, la Commissione dovrà presentare ogni cinque anni (per la prima volta entro il 2015) una relazione sulla base della quale potrà essere rivisto il livello minimo della carbon tax. La relazione dovrà avere come oggetto un'analisi dell'andamento dei prezzi dei permessi di emissione nell'EU ETS, oltre a considerare i progressi tecnologici e la competitività delle tecnologie a bassa intensità di carbonio.

LA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI

L'approccio seguito dalla Commissione Europea per valutare gli impatti macroeconomici e settoriali della disciplina proposta si basa sull'ipotesi di un ridisegno del sistema fiscale degli Stati membri, in cui il gettito aggiuntivo derivante dalla tassazione sul carbonio permetta di ridurre la tassazione sul lavoro^v. Tale ipotesi fa riferimento alle esperienze di tassazione ambientale dei Paesi scandinavi, oltre che di Germania e Regno Unito.

Secondo le simulazioni della Commissione, gli impatti sulla crescita economica e sull'occupazione sarebbero positivi, grazie allo stimolo costituito dalla riduzione del costo del lavoro, ma molto contenuti.

A livello settoriale, poiché alla maggiore tassazione corrisponderebbe una diminuzione dei costi del lavoro, l'impatto della nuova normativa sarebbe positivo per i settori ad alta intensità di lavoro, quali il settore terziario, la manifattura di beni di consumo, l'industria tessile e dell'abbigliamento. Al contrario, l'impatto economico sarebbe negativo per i settori (soggetti alla tassazione) ad alta intensità di capitale, buona parte dei quali è, tuttavia, compresa tra i settori EU ETS, e perciò esclusa dall'applicazione della tassazione.

L'imposizione di una carbon tax potrebbe produrre benefici per le imprese che partecipano all'EU ETS in termini di riduzioni di prezzo dei titoli di emissione: la riduzione delle emissioni che dovrebbe derivare dall'applicazione del nuovo strumento ridurrebbe la domanda di energia e, di conseg-

LA CARBON TAX NELLA PROPOSTA DI REVISIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA TASSAZIONE DEI PRODOTTI ENERGETICI

(continua)

uenza, di titoli di emissione. In effetti, le simulazioni mostrano una diminuzione delle emissioni di gas serra al 2020 che si aggirerebbero attorno allo 0.5% delle emissioni complessive nella UE.

Impatti significativi in termini di incremento di costi dovrebbero, invece, derivare dall'aumento dei livelli minimi di tassazione per il gas conseguenti all'introduzione della componente CO₂, in particolare per il segmento domestico, per cui il gas rappresenta il principale combustibile, e per i consumatori con basso reddito, a causa degli effetti regressivi della tassazione (per i consumatori a basso reddito la bolletta energetica ha un peso maggiore, in termini relativi). Gli Stati membri potranno, in proposito, sfruttare la possibilità di prevedere esenzioni per gli utenti domestici.

IL DIBATTITO E LE PROSPETTIVE

Il 10 maggio il Governo italiano ha lanciato una consultazione pubblica sulla proposta di cambiamento della tassazione energetica avanzata della Commissione Europea. A seguito della proposta, il dibattito sull'introduzione di una

carbon tax europea si è riaperto, con l'opposizione di alcuni portatori di interesse, in particolare quelli che afferiscono al settore del trasporto, che fanno leva sulle attuali tendenze di crescita del prezzo dei carburanti, e con minacce di veto e proposte di posticipazione dell'entrata in vigore del nuovo sistema, avanzate anche da esecutivi nazionali e alcuni membri dell'esecutivo comunitario.

D'altra parte, la Commissione Europea punta ad allineare e rendere coerenti i sistemi che incentivano la riduzione delle emissioni, e a garantire parità di trattamento agli operatori economici soggetti all'uno o all'altro schema.

Ciò che è forse più importante ai fini della decisione definitiva sulla nuova fiscalità energetica è l'obiettivo, perseguito dal Governo europeo, di agire tempestivamente per evitare l'effetto di lock-in in tecnologie ad alta intensità di carbonio, in particolare a seguito della crisi economica che ha avuto come effetto la riduzione degli incentivi all'abbattimento delle emissioni. Un rallentamento degli stimoli alla transizione verso un'economia low-carbon metterebbe a rischio il raggiungimento degli obiettivi ambientali, energetici e di politica industriale che l'Europa si è posta.

i Il Pacchetto Clima UE si compone di cinque provvedimenti: la comunicazione COM(2008)/30 che illustra la nuova politica climatica UE; la Direttiva 2009/29/CE, di revisione del sistema europeo di emission trading (EU ETS); la Decisione 406/2009, che fissa gli obiettivi nazionali di riduzione per i settori non compresi nel EU ETS; la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione delle fonti energetiche rinnovabili; la Direttiva 2009/31/CE sulla cattura e lo stoccaggio di CO₂.
 ii Comunicazione della Commissione, "Europa 2020, una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva", Commissione Europea, 3.3.2010
 iii Il sistema descritto risulterà compiuto a partire dal 2013, quando cioè cesserà, almeno per una quota maggioritaria della richiesta dei permessi di emissione (circa 60% nel 2013), il meccanismo di allocazione gratuita dei titoli, sostituito da un sistema di aste.
 iv "Proposal for a council directive amending directive 2003/96/EC restructuring the community framework for the taxation of energy products and electricity", European Commission, 13.4.2011.
 v "Impact assessment – Accompanying document to the proposal for a council directive amending directive 2003/96/EC restructuring the community framework for the taxation of energy products and electricity". SEC(2011) 409, Vol.1.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG | “Verifica degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2010” | pubblicato il 3 maggio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/110503.htm>**

In merito agli adempimenti e alle relative verifiche per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico per l'anno 2010, con il comunicato in oggetto, l'AEEG pubblica il modello standard di comunicazione, che - ai sensi della deliberazione n. 98/06, come successivamente modificata ed integrata dalla delibera 11 febbraio 2009, EEN 1/09 - i distributori obbligati dovranno utilizzare per indicare al Regolatore, entro il 31 maggio p.v., quanti e quali TEE, fra quelli registrati sul proprio conto proprietà alla data della relativa comunicazione, intendono utilizzare e conseguentemente annullare, ai fini del conseguimento e assolvimento del proprio obiettivo specifico relativo all'anno d'obbligo 2010.

L'Autorità inoltre informa che le società distributrici soggette agli obblighi di risparmio energetico sia per il settore elettrico, che per il settore del gas naturale, dovranno debitamente compilare e inviare due comunicazioni distinte per ciascun settore.

■ **Delibera ARG/elt 56/11 | “Modificazioni e integrazioni delle disposizioni di cui all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo integrato settlement, TIS)” | pubblicata il 10 maggio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/056-11-arg.htm>**

Con il provvedimento in oggetto il Regolatore modifica alcune scadenze temporali contenute nell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, recante il Testo Integrato del Settlement (di seguito: TIS), allo scopo di agevolare il rispetto delle tempistiche di espletamento dei conguagli a liquidazione annuale previsti dal medesimo TIS.

In breve si segnala che l'Autorità, con la pubblicazione del TIS, ha, tra l'altro, disciplinato le modalità e le tempistiche di riferimento per:

- la determinazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement mensile);
- la determinazione delle partite economiche relative ai conguagli annuali per i punti di prelievo non trattati su base oraria;
- la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche in corso d'anno dei dati di misura (c.d. rettifiche di settlement) e da rettifiche posteriormente al conguaglio annuale apportate ai dati di misura da parte delle imprese distributrici (c.d. rettifiche tardive).

Con particolare riferimento al terzo punto sopra indicato, l'AEEG, mediante il DCO n.7/11 del 23 marzo 2011, avente ad oggetto l'“Aggiornamento delle regole di settlement: revisione delle tempistiche degli obblighi informativi ai fini dei conguagli, della messa a disposizione dei dati di misura e della pubblicazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale” (cifra NL GME n.37), ha proposto di anticipare il termine temporale di trasmissione, da parte delle imprese distributrici “sottese” (distribuzione locale), delle informazioni di misura funzionali allo svolgimento delle sessioni dei conguagli annuali, anche in previsione di ulteriori misure volte a contenere il ritardo fra: il momento effettivo di liquidazione economica delle partite determinate dai conguagli annuali e l'anno solare cui le stesse si riferiscono.

Con la presente deliberazione, l'Autorità, proseguendo nel percorso di efficientamento dello svolgimento delle sessioni riferite ai conguagli annuali, anticipa - nei termini e secondo le modalità già indicate con il richiamato DCO 7/11 - il termine ultimo entro cui le imprese distributrici sottese sono tenute a trasmettere tutte le informazioni rilevanti ai fini del conguaglio annuale e ai fini della gestione delle rettifiche ai dati di misura in corso d'anno.

Secondo quanto deliberato dall'AEEG, la modifica delle tempistiche in commento avrà effetto unicamente a partire dalle scadenze relative alla sessione del mese di novembre 2011, mentre, per i prossimi conguagli con liquidazione su base annuale da espletarsi nel mese di maggio 2011, il termine di riferimento è transitoriamente determinato al 30 maggio 2011, in luogo del 20 maggio precedentemente indicato.

Da ultimo, il Regolatore, pubblicando il TIS nella sua versione aggiornata in esito alle modifiche di cui sopra, corregge alcuni errori materiali contenuti nel testo all'articolo 15, comma 3, lettera b) e c), introducendo allo scopo il corretto riferimento ai “punti di prelievo trattati su base oraria”.

■ **AEEG - PAS 13/11 | “Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo in materia di separazione dei servizi di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica dalle altre attività nel mercato elettrico” | pubblicata il 24 maggio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/pareri/013-11pas.htm>**

Con la presente segnalazione, il Regolatore, nell'esercizio della propria funzione consultiva al Parlamento e al Governo sulle materie energetiche di propria competenza, formula, ai sensi dell'art. 2, comma 6, della legge 14 novembre 1995, n. 481, un'ulteriore osservazione - rispetto a quanto già espresso in precedenza nella Memoria AEEG 20 aprile 2011, PAS 10/11 - con riferimento alle disposizioni contenute nello schema di decreto legislativo recante attuazione delle Direttive europee 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE, approvato dal Gov-

Novità normative di settore (continua)

erno in data 3 marzo 2011.

Nello specifico, la seconda segnalazione in oggetto fa riferimento ai pareri rilasciati rispettivamente il 17 maggio 2011 dalla X Commissione della Camera dei Deputati, nonché, sempre in data 17 maggio 2011, dalla X Commissione del Senato della Repubblica.

La tematica analizzata con il parere de quo dal Regolatore è quella relativa alla possibilità che il gestore della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento (Terna), a cui sono affidati, in concessione statale, tali servizi, possa anche esercitare attività di produzione di energia elettrica, nell'ambito del regime di separazione effettiva introdotto dalla Direttiva europea 2009/72/CE in corso di recepimento nell'ordinamento nazionale.

Nello specifico l'Autorità esamina le crescenti interazioni in ambito nazionale poste da un lato dal forte sviluppo produttivo delle fonti rinnovabili - nonché dal raggiungimento degli obiettivi vincolanti previsti dalla Direttiva europea 2009/28/CE in termini di consumi finali da soddisfare mediante la produzione rinnovabile - e dall'altro delle possibili ricadute in termini di potenziali criticità sulla sicurezza e stabilità di gestione del sistema elettrico.

Nel delineare una possibile soluzione in grado di contemperare le diverse esigenze di sviluppo, nel rispetto di un sistema di trasmissione sicuro ed in continuo equilibrio, l'Autorità avanza la possibilità che a Terna sia affidato il compito di individuare le potenziali criticità, in termini di sicurezza e di pieno sfruttamento del potenziale rinnovabile, nonché anche le possibili soluzioni alternative alla realizzazione di infrastrutture di rete mediante la costruzione di sistemi di accumulo (batterie e pompaggi), i quali, oltre che più economici ed efficienti, risultano di minor impatto rispetto alla realizzazione delle linee elettriche.

Secondo l'analisi del Regolatore, tale soluzione consentirebbe di utilizzare a pieno le informazioni e le competenze di Terna nell'individuare le soluzioni più adatte per la sicurezza del sistema e per un pieno sfruttamento delle rinnovabili, ma necessita, al contempo, la definizione di adeguati strumenti di controllo al fine di non introdurre errati incentivi al Gestore di rete nel determinare autonomamente le soluzioni da adottare. In tal senso, l'AEEG indica che a Terna non dovrebbe essere lasciato alcun interesse rispetto alle diverse modalità di utilizzazione e/o gestione degli impianti di accumulo, salvo che nel rispetto di garantire, come obiettivo generale, la sicurezza del sistema nazionale al minimo costo.

GAS

■ **Comunicati agli operatori dell'AEEG | “Aggiornamento del codice di stoccaggio delle società Stogit Spa e Edison Stoccaggio Spa” e “Aggiornamento del codice di**

rete delle società Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia Spa” | pubblicati in data 11 maggio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/110511stocc.htm> <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/110511.htm>

Con i comunicati in oggetto l'Autorità rende noto che sono disponibili, sul proprio sito internet alla data indicata, le nuove versioni aggiornate - pubblicate dal Regolatore ai sensi dell'articolo 2 della delibera ARG/gas 55/09 del 7 maggio 2009 - del:

- Codice di Stoccaggio delle società Stogit Spa e della società Edison Stoccaggio Spa;
- Codice di Rete gas della società Snam Rete Gas e della Società Gasdotti Italia Spa.

Con riferimento ai Codici di Stoccaggio, la versione di Stogit Spa recepisce in particolare le modifiche approvate dall'Autorità con deliberazione ARG/gas 47/11 del 15 aprile 2011, in relazione alla documentazione contrattuale per l'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130/10 (nel seguito: D.lgs 130/10).

In dettaglio, tale versione riporta:

- ai sensi dell'articolo 7, comma 2, del D.lgs 130/10, le clausole di accesso e di utilizzo dello stoccaggio relative ai contratti di cui all'articolo 7, comma 1, lettera a) del medesimo decreto;
- ai sensi dell'articolo 7, comma 3, del D.lgs 130/10, le disposizioni relative al contratto tipo di cui al medesimo articolo;
- ai sensi dei commi 6.4 e 6.6 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 40/11 del 31 marzo 2011, le parti relative alla procedura a mercato per l'anno termico 2011-2012, espressamente disciplinata nel medesimo documento.

La versione della società Edison Stoccaggio Spa contiene le modifiche approvate dal Regolatore, con deliberazione ARG/gas 37/11 del 4 aprile 2011, per l'implementazione di una piattaforma informatica per gestire le richieste di conferimento della capacità e per lo scambio di informazioni con gli utenti ai fini dell'erogazione dei propri servizi.

Mentre, con specifico riferimento ai Codici di Rete - al fine di recepire le disposizioni di precedenti deliberazioni dell'AEEG, ARG/gas 182/09, 27/10 e 70/10 - le ultime versioni pubblicate contengono, relativamente alla determinazione dei quantitativi di gas da allocare giornalmente da parte delle imprese di trasporto, nonché ai criteri di definizione ed attribuzione delle partite di bilanciamento del gas insorgenti a seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto:

- le modifiche predisposte dalla società Snam Rete Gas Spa e approvate dall'Autorità mediante le deliberazioni ARG/gas 24/11 e 41/11;
- le modifiche predisposte dalla società Società Gasdotti Italia Spa e approvate dall'Autorità mediante le deliberazioni ARG/gas 25/11 e 41/11.

Agenda GME

■ 15-17 giugno

4th Edition European Cross Border Power Trading Forum

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=17871&SectorID=3>

By creating a more unified internal electricity market, the EU is aiming to achieve electricity price harmony and transparency across the borders. New market coupling initiatives are taking place across national and international borders and operators have to deal with different regulations and prices as well as many other challenges. This marcus evans forum, firmly established as the most prestigious cross border power trading meeting in Europe, will offer industry key stakeholders the opportunity to learn how to address congestion and capacity allocation issues, liquidity and transparency hurdles as well as developing a competitive integrated electricity market. Through a wide range of case studies, market participants will share their experiences on how to remove price differences between markets and profit from hedging opportunities through cross border power trading. For the full agenda and registration please contact: Kekeli Sodji, Marketing Manager: on +44 (0)20 3002 3383 or email KekeliS@marcusevansuk.com

■ 16 giugno

Il decreto rinnovabili e l'impatto su mercato e finanza: principali novità su autorizzazioni, CV e IV conto energia

Milano, Italia

Organizzatore: Aper

www.aper.it

■ 20 giugno

Il mercato del gas naturale: evoluzione normativa e nuovo mercato del bilanciamento

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy London Stock Exchange Group

www.academy_italy@londonstockexchange.com

■ 24 giugno

Il nuovo bilanciamento e i prezzi del gas naturale in italia

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://www.nomismaenergia.it>

■ 5 Luglio Save The Date

Presentazione della relazione annuale 2010

Roma, Italia

Organizzatore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

www.mercatoelettrico.org

Gli altri appuntamenti

15 giugno

Italian Smart Grids Forum 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

15 giugno

"Green Economy: un'impresa + forte x una città + verde"

Roma, Italia

Organizzatore: CNA – Associazione dell'Area Metropolitana di Roma

<http://www.cnapmi.org/>

15 giugno

Convegno "ENERGIE RINNOVABILI: NUOVA REALTA' SOCIALE" La riscoperta di un popolo pronto a scendere in piazza

Milano, Italia

Organizzatore: BioEcoGeo

www.bioecogeo.com

15-16 giugno

Forum "Green Energy 2011 - Rinnovare il credito alle energie rinnovabili"

Roma, Italia

Organizzatore: Abi

<http://www.abienergia.it>

16 giugno

"Il Decreto Rinnovabili e l'impatto su mercato e finanza: principali novità su autorizzazioni, CV e IV Conto Energia"

Milano, Italia

Organizzatore: Aper

www.aper.it

16 giugno

IV Conto Energia: Tutte le Opportunità del Nuovo Sistema di Incentivazione del Fotovoltaico

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

Gli altri appuntamenti (continua)

16 giugno

Dalla Direttiva Emissions Trading alla Carbon Footprint di prodotti e servizi

Milano, Italia

Organizzatore: Associazione Industriale Lombarda - Assolombarda

www.assolombarda.it

16-17 giugno

Prospettive di sviluppo dell'energia dal mare per la produzione elettrica in Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Caspur

http://www.caspur.it/Files/locandina_workshop_MISE.pdf

16-17 giugno

La presentazione dei progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi

Roma, Italia

Organizzatore: Fire

www.fire-italia.org

16-17 giugno

Impianti eolici: progettazione esecutiva, attività di cantiere e collaudo

Milano, Italia

Organizzatore: ISES ITALIA

www.isesitalia.it

16-17 giugno

Impianti fotovoltaici e altri impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Paradigma

<http://www.paradigma.it/2011161706.html>

16-17 giugno

FORUM GREEN ENERGY - rinnovare il credito alle energie rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: ABI EVENTI

<http://www.abieventi.it/booking/1358/>

16-18 giugno

14th Annual conference on global economic analysis - "Governing Global Challenges"

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Enrico Mattei, GTAP, Università Ca' Foscari

<https://www.gtap.agecon.purdue.edu>

16-23 giugno

Certificazione della sostenibilità degli edifici: Corso "Esperto Protocollo ITACA" per professionisti (modulo base)

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

<http://www.kyotoclub.org>

19-21 giugno

Cleantech 2011 Workshop and Action Summit

Grand Forks, Usa

Organizzatore: Innovators

<http://www.theresearchcorridor.com/sunrise/index.html>

19-23 giugno

34th IAEE International Conference

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: IAEE

www.hhs.se/IAEE-2011/Pages/default.aspx

19-24 giugno

37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference

Seattle, Usa

Organizzatore: IEEE

<http://www.ieee-pvsc.org/PVSC37/index.html>

20 giugno

Il mercato del gas naturale: evoluzione normativa e nuovo mercato del bilanciamento (corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzatore: Academy London Stock Exchange con il patrocinio di AIGET

www.londonstockexchange.com

20 giugno

Smart Grid Workshop - Genova Smart City

Genova, Italia

Organizzatore: Anie, Gruppo Italia Energia

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

20-21 giugno

"Le diagnosi energetiche e gli studi di fattibilità"

Bologna, Italia

Organizzatore: FIRE

<http://energymaster.it>

20-24 giugno

Quarto conto energia e impianti fotovoltaici (corso di formazione)

Napoli, Italia

Organizzatore: ANEA

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

Gli altri appuntamenti (continua)

21 giugno

Il biogas: situazione e prospettive in Italia (Workshop)

Lodi, Italia

Organizzatore: ENEA

<http://www.enea.it>

21 giugno

ELETTRICAR - Come operare e fare business nel mercato delle Auto Elettriche"

Milano, Italia

Organizzatore: IIR

www.iir-italy.it/eletricar

21-22 giugno

Energis: Automazione ed efficienza energetica

Milano, Italia

Organizzatore: Anipla

www.anipla.it

21-22 giugno

Renewable Energy Finance Forum

New York, Usa

Organizzatore: REFF-Wall Street

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

21-23 giugno

Vienna Energy Conference 2011

Vienna, Austria

Organizzatore: UNIDO

<http://www.unido.org/index.php?id=1001185>

21-24 giugno

11th Moscow International Oil & Gas Exhibition

Moscow, Russia

Organizzatore: ITE Exhibitions

www.mioge.com

22 giugno

Convenzioni, contratti di servizio e d'appalto nella gestione dell'illuminazione pubblica (corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

22 giugno

Convenzioni, contratti di servizio e d'appalto nella gestione dell'illuminazione pubblica (corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

22-23 giugno

Campus per l'Energia 2011

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

<http://www.energiaenergetica.enea.it>

22-23 giugno

The 2nd Official Annual Conference of the European Ocean Energy Association

Bruxelles, Belgio

Organizzato da Green Power Conferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/120eP4KIMhotnv6GVF>

23-24 giugno

European Nuclear Power, 6th Annual

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: PLATT's

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

24 giugno

Cogenerazione: nuove regole per il riconoscimento, l'allacciamento e gli incentivi

Milano, Italia

Organizzatore: FIRE

www.fire-italia.it

24 giugno

Comportamento dei consumatori domestici nel mercato liberalizzato dell'elettricità e del gas in Roma, Italia

Organizzatore: RIE

<http://www.rie.it>

24-26 giugno

The International Renewable Energy & Environment Conference

Kuala Lumpur, Malesia

Organizzatore: WARP

<http://warponline.org/conferences.htm>

25 giugno-12 novembre

Corso "Certificazione Energetica degli Edifici"

Napoli, Italia

Organizzatore: ADL Group Srl

<http://lnx.adiellegroup.com>

26-29 giugno

IDEA's 102nd & CDEA's 16th Annual Conference & Trade Show

Toronto, Canada

Organizzatore: International District Energy Association

www.districtenergy.org

Gli altri appuntamenti (continua)

27 giugno

Advanced Biofuels Workshop

America's Center, St. Louis, Usa

Organizzato da BBI International

www.advancedbiofuelsworkshop.com

27-29 giugno

Optimizing Shale Oil & Gas Wells

Denver, Usa

Organizzatore: Infocast

www.infocastnetwork.com/shalewells11

27-30 giugno

International Fuel Ethanol Workshop & Expo

Indianapolis, Usa

Organizzatore: BBI International

www.fuelethanolworkshop.com

28 giugno

La valutazione degli impianti di distribuzione del gas: lo stato di consistenza, il valore residuo e il costo di ricostruzione a nuovo

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

28 giugno

Teleriscaldamento da solare termico: Esempi applicativi e fattibilità economica (corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzatore: L'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano con Ambiente Italia

<http://www.ambienteitalia.it>

28 giugno

Investire nel fotovoltaico con in nuovi incentivi del IV conto Energia. Tutte le opportunità da cogliere per le imprese e la PA

Ancona, Italia

Organizzatore: Business International, in collaborazione con Ravano Green Power

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2663&t=events>

28 giugno

Il sistema elettrico italiano: la ricerca

Milano, Italia

Organizzatore: RSE

<http://www.rse-web.it>

28 giugno

Fourth European Energy Regulators Workshop on target model for the European gas market

Brussels, Belgio

Organizzatore: CEER

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

28-29 giugno

Prima conferenza europea sulla sicurezza nucleare

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: ENSREG - European Nuclear Safety Regulators Group

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

28-29 giugno

2011 Utility Coal Conference

Minneapolis, Usa

Organizzatore: American Coal Council

www.acevents.org

28-30 giugno

Clean Power Asia Conference and Expo 2011

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: Synergy Events

www.cleanpower-asia.com

29 giugno

"Territorialità IVA". Corso. Unione degli Industriali della Provincia di Pavia

Pavia, Italia

Organizzatore: Unione degli Industriali della Provincia di Pavia

www.unind.pv.it

30 giugno

Crea Days- Termotecnica ed Efficienza

Milano, Italia

Organizzatore: ExpoCrea

www.exopocrea.com

30 giugno

mcTER - appuntamento con la Cogenerazione

Milano, Italia

Organizzatore: EIOM, Ente Italiano Organizzazione Mostre

www.eiomfiere.it

30 giugno

Power Outlook and Capacity Changes after Fukushima

Brussels, Belgio

Organizzatore: Eurelectric

<http://www2.eurelectric.org/>

30 giugno

FORMAZIONE GIE: La morosità nelle forniture energetiche: normativa vigente, casistica e possibili rimedi

Bologna, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

4 luglio

Il mercato dell'energia elettrica

Roma, Italia

Organizzatore: Safe

www.safeonline.it

5 luglio

Emissions Trading - La riduzione delle emissioni di gas serra: aggiornamenti sulla normativa europea e novità a livello internazionale

Milano, Italia

Organizzatore: Associazione Industriale Lombarda - Assolombarda

www.assolombarda.it

5-8 luglio

The Eleventh Conference on Energy for a Clean Environment (CLEAN AIR 2011)

Lisbona, Portogallo

Organizzatore: RGEDS

<http://rgesd.ist.utl.pt/cleanair>

6-7 luglio

Global Wind Power Finance & Investment

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Green Power Conferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/12390P50DYIBiBJMmR>

7 luglio

Smart Grid Workshop

Roma, Italia

Organizzatore: Anie, Gruppo Italia Energia

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

7-10 luglio

3rd Multinational Energy and Value Conference

Groningen, Olanda

Organizzatore: Università di Groningen

<http://www.rug.nl/feb/energyandvalue>

14 luglio

Quarto Conto Energia: le nuove modalità di incentivazione

Roma, Italia

Organizzatore: ISES Italia

http://www.isesitalia.it/Frm_vis_00.asp?IdCorso=373

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.