

**APPROFONDIMENTI**

## RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

Lisa Orlandi, RIE

■ L'industria della raffinazione è per sua natura ciclica: con significative oscillazioni tra fasi di ampio surplus di capacità produttiva, accompagnate da margini bassi o negativi, e fasi di deficit con alti margini e pressioni al rialzo sui prezzi dei prodotti derivati. Durante gli anni Ottanta, le principali compagnie petrolifere sono state sottoposte a crescenti tensioni; dopo aver raggiunto un picco nel 1981, i prezzi del petrolio seguirono un brusco trend di ribasso che determinò un parallelo crollo dei profitti dell'industria. Tra il 1985 e il 1994 pressoché tutte le major annunciarono consistenti iniziative di ristrutturazione che includevano disinvestimenti di attività, riduzione della forza lavoro, riformulazione delle proprie strategie operative. Ridefinirono i loro obiettivi anche in relazione alla distribuzione geografica del loro business, arrivando a chiudere circa 160 raffinerie in Nord America e 70 in Europa occidentale. La storia cambia nei primi anni Duemila. Se si scorrono i titoli dei principali articoli in materia petrolifera scritti nei primi otto anni del Nuovo Millennio, si evince con immediatezza l'emergere di una nuova fase: dal 2003 al 2008, quando i mercati asiatici iniziarono ad imporsi come nuovi incisivi attori nell'arena petrolifera mondiale, innescando una sostenuta crescita dei consumi, le criticità lato refining figuravano tra le ragioni strutturali alla base di un barile sempre più caro. In un contesto di margini in crescita, il mondo industrializzato, allora protagonista del mercato oil

lato domanda, lamentava l'inadeguatezza della capacità di raffinazione esistente nel fronteggiare: l'aumento dei consumi su scala globale, lo shift degli stessi verso i distillati medi a scapito di quelli leggeri e il crescente mismatch qualitativo tra greggio disponibile e caratteristiche dei prodotti finiti richiesti sul mercato OCSE, sempre più rispondenti a specifiche stringenti. A ragione, si proclamava quindi la necessità di compiere ingenti investimenti per risolvere le strozzature esistenti.

Con la recessione del 2009, la prima nell'era della globalizzazione, la situazione evolve nuovamente. La domanda petrolifera mondiale collassa, trascinata verso il basso dalle economie industrializzate, le più colpite dalla crisi, proprio nel momento in cui il ciclo espansivo degli investimenti avviato ad inizio Millennio giungeva a compimento. Da qui l'avvio dell'attuale fase di overcapacity, molto diversa dalla precedente sotto molteplici punti di vista e resa ancora più complicata dal persistere di elevati prezzi del greggio. Nell'area OCSE, il calo dei consumi legato alla crisi aggrava il calo strutturale che già interessava alcuni prodotti, elemento mancante nella precedente fase di surplus che si inseriva in un contesto di crescita del mercato dei derivati petroliferi sia in Europa che negli Stati Uniti. Si tratta inoltre di una situazione particolarmente critica ma non generalizzata; l'overcapacity mondiale colpisce il mondo sviluppato e le imprese che qui

► continua a pagina 29

### IN QUESTO NUMERO

**■ REPORT/GENNAIO 2012**

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 11  
 Mercati energetici europa  
 pag 17  
 Mercati per l'ambiente  
 pag 21

**■ APPROFONDIMENTI**

*Raffinazione mondiale: strategie, nuovi attori e prospettive nell'attuale fase di overcapacity*  
 di Lisa Orlandi, RIE  
 pagina 29

**■ NOVITA' NORMATIVE**

pagina 40

**■ APPUNTAMENTI**

pagina 42

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il primo mese del 2012 ha visto ancora allargarsi la forbice tra l'energia elettrica offerta nel Mercato del Giorno Prima (quasi 62.800 MWh in media oraria) e quella scambiata (circa 34.900 MWh), mai così alta la prima e così bassa la seconda, nel mese di gennaio, dall'avvio del mercato organizzato. Gli acquisti nazionali sono arretrati del 3,9% su base annua, mentre le vendite delle centrali elettriche hanno registrato una riduzione

ancor più consistente (-5,9%) in conseguenza delle maggiori importazioni (+2,9%). La liquidità del mercato ha ceduto 2,7 punti percentuali su base annua attestandosi al 56,8%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), in fase di stagnazione da ormai cinque mesi, si è attestato a 79,85 €/MWh, ma lo spread rispetto alle altre borse europee, in particolare negli ultimi due mesi, è sensibilmente aumentato.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) a gennaio, con un aumento di soli 49 centesimi di €/MWh rispetto a dicembre 2011, si è portato a 79,85 €/MWh. Su base annua il rialzo è stato di 14,85 €/MWh pari a +22,8% in termini percentuali. L'analisi per gruppi di ore rivela un aumento tendenziale di 20,88 €/MWh nelle ore di picco (+28,1%) e di 11,43 €/MWh nelle ore fuori picco (+18,9%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 95,19 €/MWh, valore massimo degli ultimi tre anni, e 72,00 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto del prezzo picco/

baseload, si è stabilizzato, negli ultimi tre mesi, attorno ad 1,19. I prezzi di vendita hanno registrato forti aumenti tendenziali in tutte le zone con tassi di crescita compresi tra il +19,2% della Sicilia ed il +23,9% del Centro Sud. Quanto ai livelli, la Sicilia, con 99,58 €/MWh, si conferma la zona dal prezzo di vendita più alto, seguita dalla Sardegna, con 81,59 €/MWh, e dalle zone continentali, il cui prezzo si è allineato attorno ai 78 €/MWh, con un minimo nel Sud pari a 77,64 €/MWh (Grafico 2).

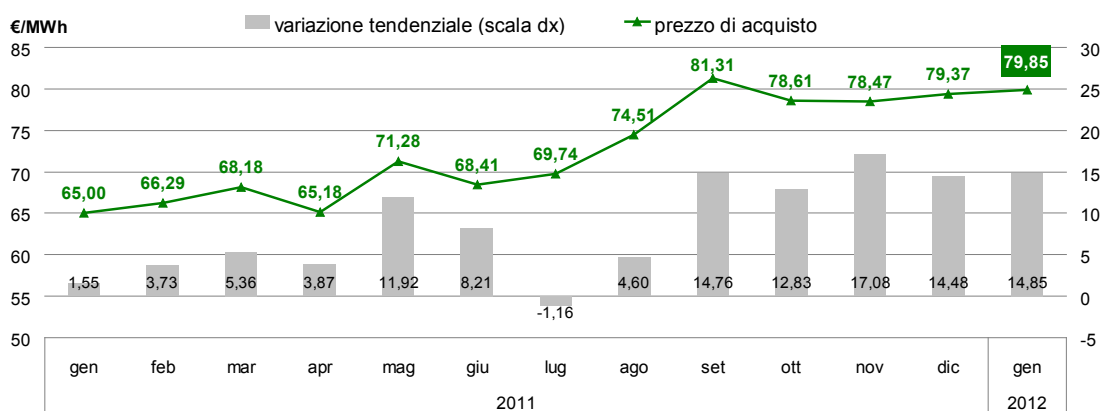
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2012	2011	Var vs 2011		Borsa		Sistema Italia		2012	2011
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
<b>Baseload</b>	<b>79,85</b>	<b>65,00</b>	<b>14,85</b>	<b>22,8%</b>	<b>19.840</b>	<b>-8,8%</b>	<b>34.910</b>	<b>-4,5%</b>	<b>56,8%</b>	<b>59,5%</b>
<i>Picco</i>	95,19	74,31	20,88	28,1%	25.505	-7,5%	43.378	-6,3%	58,8%	59,6%
<i>Fuori picco</i>	72,00	60,57	11,43	18,9%	16.938	-10,8%	30.572	-4,2%	55,4%	59,5%
<i>Minimo orario</i>	32,47	10,00			9.847		20.526		45,5%	50,2%
<i>Massimo orario</i>	165,76	91,72			29.502		48.598		66,7%	67,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

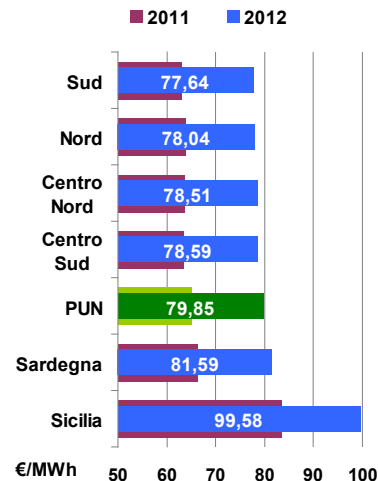
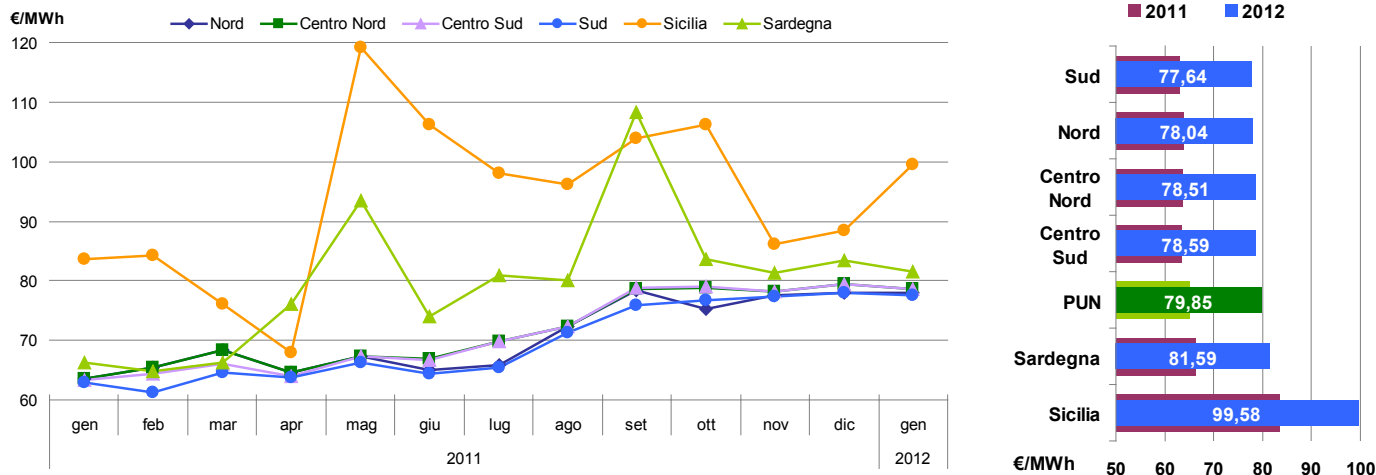
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,0 milioni di MWh, a gennaio hanno segnato una flessione tendenziale del 4,5%. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 14,8 milioni di MWh, si è ridotta dell'8,8%, mentre gli scambi di

energia registrati sulla PCE (incluso MTE), pari a 11,2 milioni di MWh, sono aumentati dell'1,9% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 2,7 punti percentuali su base annua, attestandosi al 56,8% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>14.760.905</b>	<b>-8,8%</b>	<b>56,8%</b>
Operatori	8.385.920	-13,0%	32,3%
GSE	3.106.980	-7,6%	12,0%
Zone estere	3.263.280	+16,4%	12,6%
Saldo programmi PCE	4.726	-98,8%	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>11.211.829</b>	<b>+1,9%</b>	<b>43,2%</b>
Zone estere	1.315.892	-20,0%	5,1%
Zone nazionali	9.900.663	+1,6%	38,1%
Saldo programmi PCE	-4.726		
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>25.972.734</b>	<b>-4,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>20.720.325</b>	<b>+10,9%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>46.693.060</b>	<b>+1,8%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

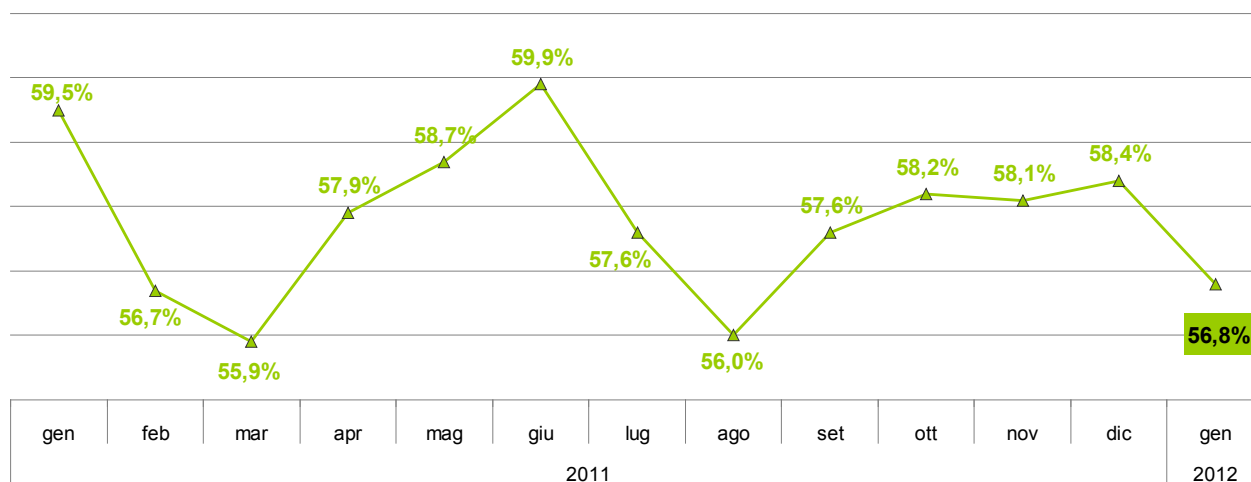
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>14.760.905</b>	<b>-8,8%</b>	<b>56,8%</b>
Acquirente Unico	4.591.563	-17,1%	17,7%
Altri operatori	8.835.912	-9,0%	34,0%
Pompaggi	81.763	-41,4%	0,3%
Zone estere	338.159	-33,9%	1,3%
Saldo programmi PCE	913.508	+219,0%	3,5%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>11.211.829</b>	<b>+1,9%</b>	<b>43,2%</b>
Zone estere	37.201	+0,0%	0,1%
Zone nazionali AU	3.144.888	+6,9%	12,1%
Zone nazionali altri operatori	8.943.248	+7,6%	34,4%
Saldo programmi PCE	-913.508		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>25.972.734</b>	<b>-4,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>3.283.063</b>	<b>+52,5%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>29.255.797</b>	<b>-0,3%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,6 milioni di MWh, sono diminuiti su base annua del 3,9%. A livello zonale, le flessioni più marcate si sono registrate nel Nord (-6,8%) e nel Sud (-7,4%); in controtendenza la Sardegna (+25,1%). In diminuzione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 375 mila MWh (-31,6%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, pari a 21,4 milioni di MWh, hanno segnato una riduzione tendenziale del 5,9%. Tra le zone, flessione in doppia cifra per Centro Nord e Centro Sud; in consistente calo anche il Nord (-7,0%); in controtendenza ancora la Sardegna (+12,0%).

Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,6 milioni di MWh, sono cresciute del 2,9% (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.982.427	28.202	+4,2%	10.279.773	13.817	-7,0%	13.400.520	18.011	-6,8%
Centro Nord	3.359.276	4.515	-3,9%	1.543.672	2.075	-14,7%	2.825.277	3.797	-3,1%
Centro Sud	6.166.895	8.289	+2,9%	2.584.159	3.473	-12,4%	4.234.742	5.692	-1,3%
Sud	7.062.684	9.493	+3,2%	4.169.187	5.604	-0,8%	2.077.558	2.792	-7,4%
Sicilia	2.630.340	3.535	-8,0%	1.661.009	2.233	-1,9%	1.748.291	2.350	-1,0%
Sardegna	1.710.533	2.299	+2,4%	1.155.764	1.553	+12,0%	1.310.987	1.762	+25,1%
<b>Totale nazionale</b>	<b>41.912.155</b>	<b>56.334</b>	<b>+2,2%</b>	<b>21.393.563</b>	<b>28.755</b>	<b>-5,9%</b>	<b>25.597.375</b>	<b>34.405</b>	<b>-3,9%</b>
Estero	4.780.905	6.426	-1,8%	4.579.171	6.155	+2,9%	375.360	505	-31,6%
<b>Sistema Italia</b>	<b>46.693.060</b>	<b>62.759</b>	<b>+1,8%</b>	<b>25.972.734</b>	<b>34.910</b>	<b>-4,5%</b>	<b>25.972.734</b>	<b>34.910</b>	<b>-4,5%</b>

L'analisi per tecnologia di produzione evidenzia ancora una decisa flessione su base annua delle vendite da impianti a ciclo combinato (-17,9%) e dagli idroelettrici (-37,7%). Aumentano invece soprattutto le vendite da impianti a carbone (+43,3%), trainate in particolare dal Nord (+146,5%), e dagli impianti termici tradizionali (+31,7%), diffusamente su tutto il territorio (Tabella 5).

Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone sale al 15,4% (+5,3 punti percentuali rispetto ad un anno fa) e quella dagli impianti termici tradizionali al 18,1% (+5,2 p.p.), mentre quella dagli impianti a ciclo combinato scende al 50,1% (-7,3 p.p.) e quella dagli impianti idroelettrici ad apporto naturale al 9,5% (-4,3 p.p.). Meno significative le variazioni della quota dagli altri impianti (Grafico 4).

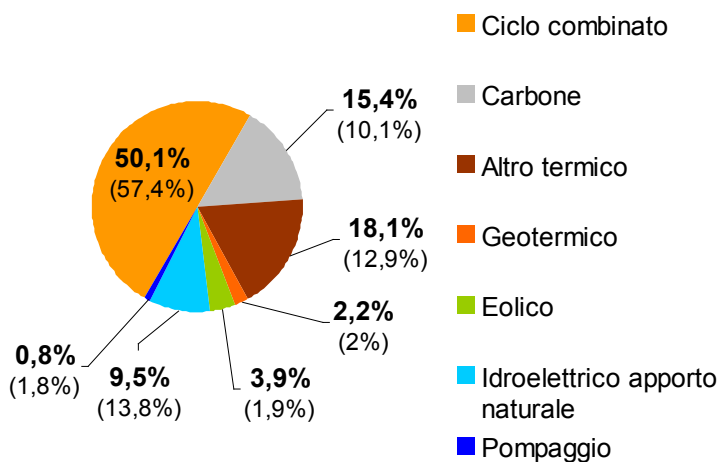
(continua)

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
<b>Termoelettrico</b>	<b>11.511</b>	<b>+0,4%</b>	<b>1.862</b>	<b>-2,7%</b>	<b>3.073</b>	<b>-6,2%</b>	<b>4.923</b>	<b>-5,7%</b>	<b>1.945</b>	<b>-6,4%</b>	<b>1.344</b>	<b>+7,4%</b>	<b>24.657</b>	<b>-2,2%</b>
Ciclo combinato	8.021	-13,7%	1.023	-14,6%	828	-40,3%	2.303	-27,6%	1.692	-11,8%	530	-5,8%	14.397	-17,9%
Carbone	1.681	+146,5%	30	-	1.785	+10,9%	170,57	+10,5%	-	-	765	+18,2%	4.432	+43,3%
Geotermico	-	-	620	+1,2%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	621	+1,2%
Altro termico	1.810	+21,8%	190	+84,5%	459	+63,4%	2.447	+29,9%	253	+59,0%	49	+18,0%	5.207	+31,7%
<b>Idroelettrico</b>	<b>2.292</b>	<b>-32,3%</b>	<b>209</b>	<b>-59,3%</b>	<b>233</b>	<b>-58,8%</b>	<b>137</b>	<b>-25,7%</b>	<b>54</b>	<b>+10,3%</b>	<b>51</b>	<b>-30,8%</b>	<b>2.976</b>	<b>-37,7%</b>
Apporto naturale	2.133	-29,1%	188	-59,4%	227	-51,8%	137	-25,7%	31	+18,5%	28	-55,8%	2.743	-34,9%
Pompaggio	159	-58,1%	22	-58,2%	6	-93,5%	-	-	22	+0,5%	23	+107,0%	233	-58,5%
<b>Eolico</b>	<b>14</b>	<b>+246,9%</b>	<b>3</b>	<b>-43,6%</b>	<b>168</b>	<b>+39,6%</b>	<b>544</b>	<b>+122,6%</b>	<b>234</b>	<b>+55,3%</b>	<b>158</b>	<b>+155,1%</b>	<b>1.122</b>	<b>+91,5%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>13.817</b>	<b>-7,0%</b>	<b>2.075</b>	<b>-14,7%</b>	<b>3.473</b>	<b>-12,4%</b>	<b>5.604</b>	<b>-0,8%</b>	<b>2.233</b>	<b>-1,9%</b>	<b>1.553</b>	<b>+12,0%</b>	<b>28.755</b>	<b>-5,9%</b>

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](http://www.mercatoelettrico.org)

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

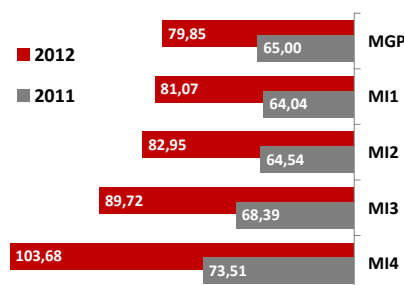
Nel Mercato Infragiornaliero (MI), a gennaio, il prezzo d'acquisto ha registrato, nelle quattro sessioni, sensibili aumenti su base annua, aggiornando il massimo storico su MI1, MI2 ed MI4; MI3 ha invece segnato una lieve flessione dal record di dicembre. Il prezzo è variato tra gli 81,07 €/MWh di MI1 e 103,68 €/MWh di MI4. Il confronto con MGP negli stessi periodi rilevanti (ore) evi-

denza prezzi più alti su MI1, MI2 e MI4 e lievemente più bassi su MI3 (Tabella 6; Grafico 5). I volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono aumentati su base annua complessivamente del 35,5%. Nel dettaglio: +27,4% su MI1, con 1,2 milioni di MWh; +11,9% su MI2, con 433 mila MWh; +10,4% su MI3, con 115 mila MWh; +29,6% su MI4, con 79 mila MWh (Tabella 6 e Grafico 5).

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2012	2011	variazione	2012	2011	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>79,85</b>	<b>65,00</b>	<b>22,8%</b>	<b>34.910</b>	<b>36.545</b>	<b>-4,5%</b>
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>81,07</b> (+1,5%)	<b>64,04</b> (-1,5%)	<b>26,6%</b>	<b>1.606</b>	<b>1.260</b>	<b>27,4%</b>
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>82,95</b> (+3,9%)	<b>64,54</b> (-0,7%)	<b>28,5%</b>	<b>582</b>	<b>520</b>	<b>11,9%</b>
<b>MI3</b> (13-24 h)	<b>89,72</b> (-1,3%)	<b>68,39</b> (-4,7%)	<b>31,2%</b>	<b>309</b>	<b>280</b>	<b>10,4%</b>
<b>MI4</b> (17-24 h)	<b>103,68</b> (+6,2%)	<b>73,51</b> (+0,3%)	<b>41,0%</b>	<b>320</b>	<b>247</b>	<b>29,6%</b>

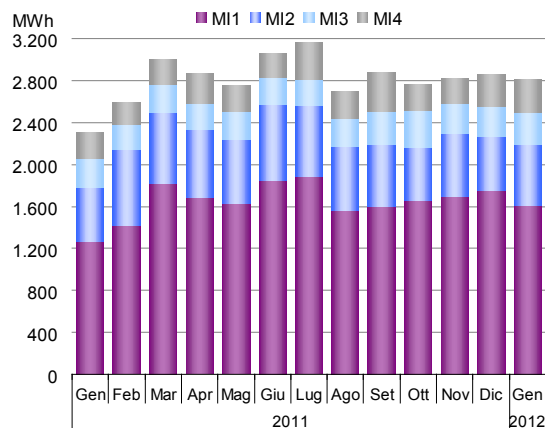
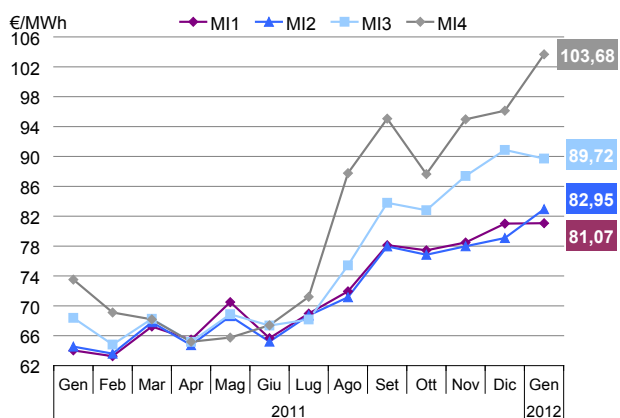


NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).

(continua)

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati. Media oraria

Fonte: GME



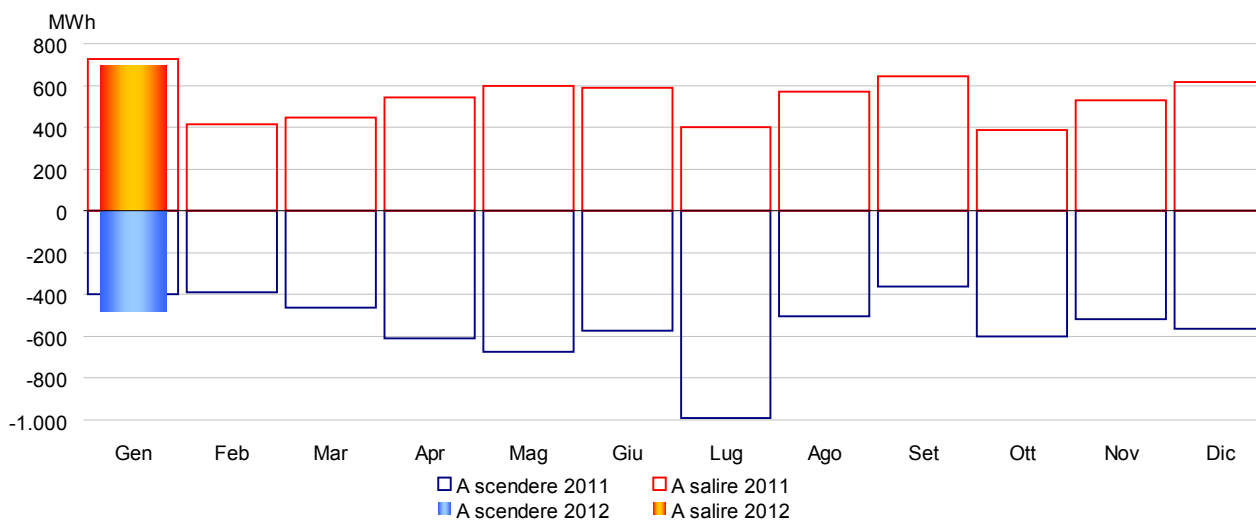
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, Terna ha, da un lato, ridotto gli acquisti del 3,4%, dall'altro, aumentato le vendite del 20,8%. Pertanto, nel periodo, i volumi scambiati

con gli operatori sul mercato a salire sono scesi a 522 mila MWh, mentre sul mercato a scendere hanno raggiunto i 359 mila MWh (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 gennaio sono stati negoziati 225 contratti, tutti baseload, pari a 848 mila MWh. Sulla stessa piattaforma sono stati registrati anche 335 contratti O.T.C. (300 baseload e 35 peakload), pari a 2,6 milioni di MWh. Il prodotto maggiormente scambiato è stato l'Anno 2013 baseload. I prezzi di controllo di tutti i prodotti hanno evidenziato un rialzo rispetto a dicembre 2011. Le

posizioni aperte a fine mese ammontavano a 23.364 MW, per un totale di 31,1 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 7). Il prodotto Febbraio 2012 ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 78,90 €/MWh sul baseload e 92,87 €/MWh sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.215 e 1.039 MW, per complessivi 2,5 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione					MW	MW
Febbraio 2012	78,90	1,4%	1	5	-	5	-	-
Marzo 2012	77,83	0,0%	-	-	-	-	3.210	2.385.030
Aprile 2012	76,00	4,5%	-	-	-	-	2.595	1.868.400
Maggio 2012	76,37	-	-	-	-	-	2.595	1.930.680
II Trimestre 2012	76,25	4,8%	8	60	-	60	3.025	6.606.600
III Trimestre 2012	79,00	2,1%	9	65	-	65	2.750	6.072.000
IV Trimestre 2012	80,30	3,2%	4	40	-	40	2.635	5.820.715
I Trimestre 2013	80,50	3,2%	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	75,40	0,5%	14	55	300	355	355	3.109.800
<b>Totale</b>			<b>36</b>	<b>225</b>	<b>300</b>	<b>525</b>	<b>17.165</b>	<b>27.793.225</b>

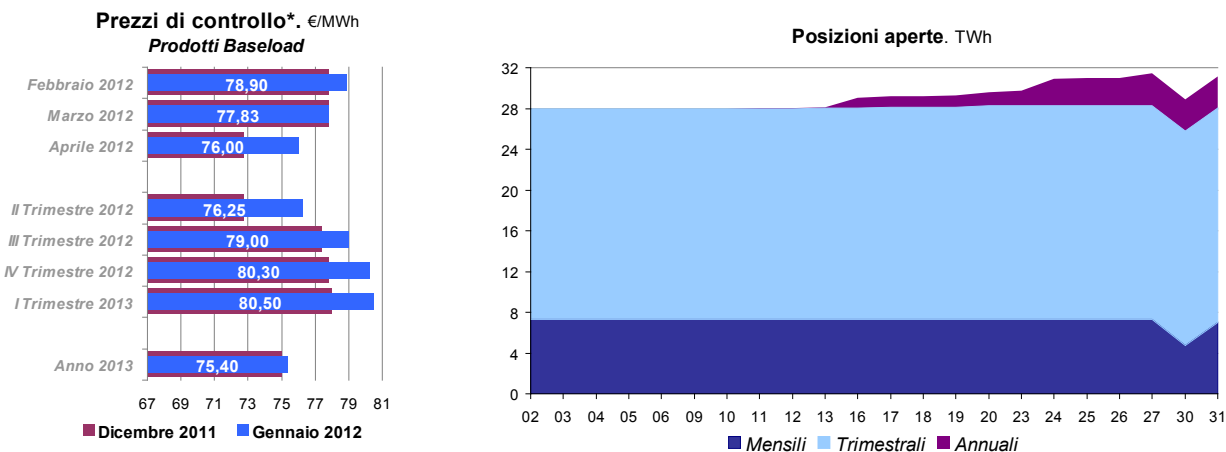
  

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione					MW	MW
Febbraio 2012	92,87	1,4%	1	-	25	25	-	-
Marzo 2012	90,82	0,0%	-	-	-	-	1.039	274.296
Aprile 2012	85,27	4,5%	-	-	-	-	959	241.668
Maggio 2012	84,94	-	-	-	-	-	959	264.684
II Trimestre 2012	85,09	4,8%	-	-	-	-	1.254	978.120
III Trimestre 2012	88,77	2,1%	-	-	-	-	1.029	802.620
IV Trimestre 2012	93,79	3,2%	1	-	10	10	959	759.528
I Trimestre 2013	93,56	3,2%	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	85,88	0,5%	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>2</b>	<b>0</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>6.199</b>	<b>3.320.916</b>

\*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 gennaio 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 gennaio 2012, con un aumento su base annua del 32,3%, hanno raggiunto 29,1 milioni di MWh, inferiori solo al massimo storico di ottobre 2011. La crescita è stata sostenuta dai contratti non standard, che hanno messo a segno un aumento del 55,5%; in calo i contratti standard (-12,0%). Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su MTE, sono aumentate di oltre sei volte in un anno, raggiungendo 2,9 milioni di MWh; ora rappresentano quasi il 10% del totale registrazioni (erano circa il 2% a gennaio 2011).

Nel complesso le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 16,4 milioni di MWh (+6,9%).

I programmi registrati dai conti in immissione, pari a 11,2 milioni di MWh, dopo oltre due anni di crescita tendenziale, hanno segnato una lieve flessione (-1,5%); i programmi registrati dai conti in prelievo, pari a 12,1 milioni di MWh, hanno invece allungato la striscia positiva con una crescita del 7,4% (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, è salito a 1,78, segnando, dopo tre mesi, un nuovo record (Grafico 8).

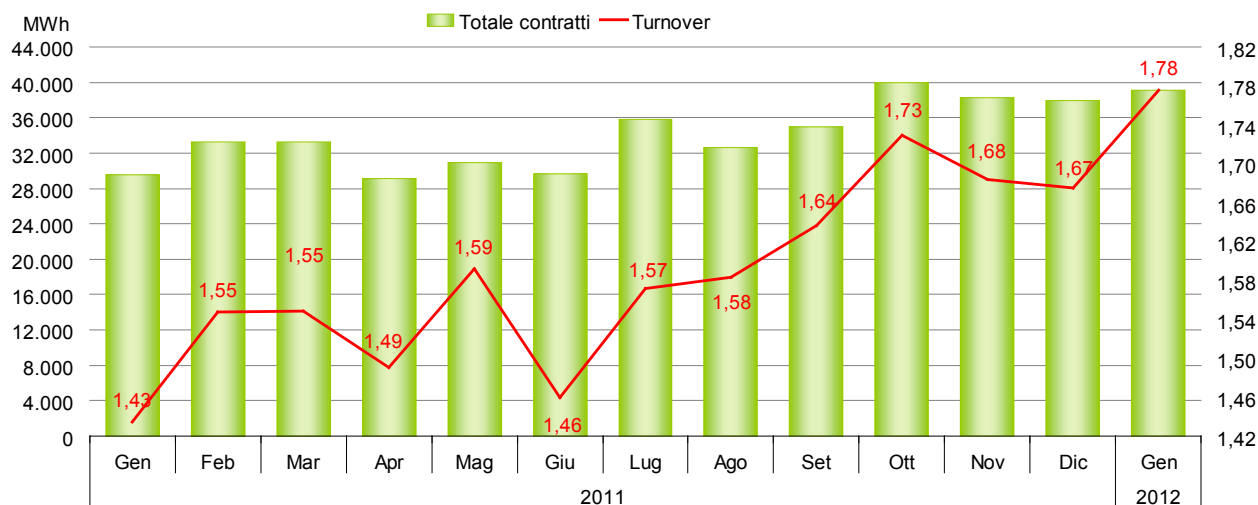
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	8.010.959	- 6,4%	27,5%	Richiesti	11.705.271	+0,9%	100,0%	12.125.359	+7,3%	100,0%
<i>Off Peak</i>	625.632	- 14,8%	2,1%	di cui con indicazione di prezzo	4.128.753	+32,9%	35,3%	-	-	-
<i>Peak</i>	745.193	- 45,7%	2,6%	<b>Registrati</b>	<b>11.216.555</b>	<b>-1,5%</b>	<b>95,8%</b>	<b>12.125.337</b>	<b>+7,4%</b>	<b>100,0%</b>
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	3.700.679	+27,5%	31,6%	-	-	-
Totale Standard	9.381.783	- 12,0%	32,2%	Rifiutati	488.716	+131,3%	4,2%	22	-99,7%	0,0%
Totale Non standard	16.863.914	+55,5%	57,9%	di cui con indicazione di prezzo	428.074	+110,0%	3,7%	-	-	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>26.245.697</b>	<b>22,0%</b>	<b>90,2%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>4.726</b>	<b>- 98,8%</b>		<b>913.508</b>	<b>+219,0%</b>	
<b>MTE</b>	<b>2.855.976</b>	<b>+500,4%</b>	<b>9,8%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>29.101.673</b>	<b>+32,3%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>16.391.131</b>	<b>+6,9%</b>	<b>56,3%</b>							

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

Fonte: GME





## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

A gennaio il differenziale di prezzo medio tra la zona Nord della borsa italiana e la borsa slovena cresce a 19,5 €/MWh, in virtù della maggior crescita del riferimento italiano. Conseguentemente si registra la crescita della frequenza di ore in cui il prezzo di IpeX è risultato superiore a quello di BSP, a svantaggio dei casi in cui le due borse presentano prezzi allineati, allocando la capacità sempre in import verso l'Italia. Di contro la capacità allocata in asta esplicita si riduce ad un ruolo residuale, pari a 57 MW, presentando tra l'altro casi di

inefficienza per sottoutilizzo della capacità disponibile (1,9 % delle ore) e per uso antieconomico della stessa (1,3%). Il dato più rilevante tuttavia è la crescita significativa della capacità allocata attraverso il market coupling, salita a 381 MW contro i 64 MW di un anno fa o i 165 MW di dicembre 2011, a conferma di una preferenza degli operatori di mercato per tale meccanismo evidenziata durante tutto il 2011 e moltiplicatasi col nuovo anno in concomitanza con l'avvio dei nuovi contratti di fornitura annuali.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)						N° di ore (%)			Capacità (MW)
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
<b>Baseload</b>	<b>78,04</b>	<b>+0,2%</b>	<b>+22,6%</b>	<b>58,58</b>	<b>-8,2%</b>	<b>+12,5%</b>	<b>62%</b>	<b>38%</b>	<b>0%</b>	<b>381</b>
Picco	92,65	+1,8%	+28,8%	77,85	-6,9%	+16,0%	16%	17%	0%	130
Fuori Picco	67,25	+3,3%	+20,0%	49,60	-13,1%	+5,7%	22%	12%	0%	127
Festivo	74,03	-4,7%	+17,5%	47,78	-8,8%	+11,2%	24%	9%	0%	124

Grafico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

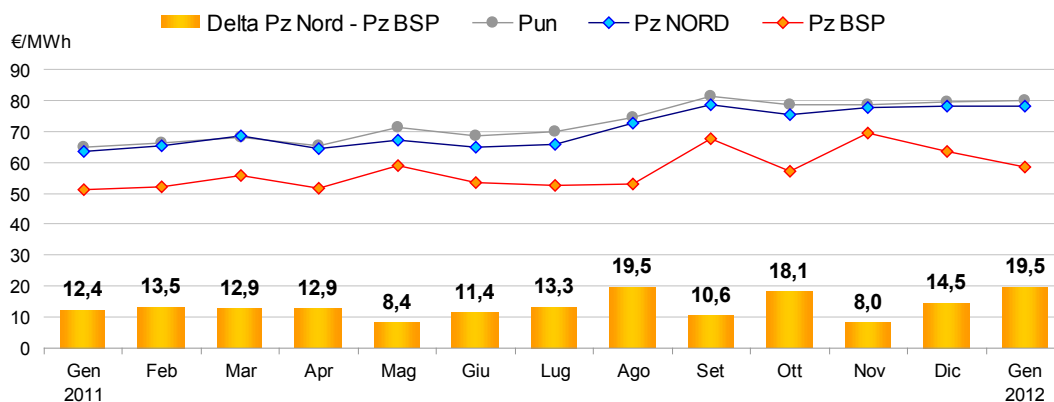
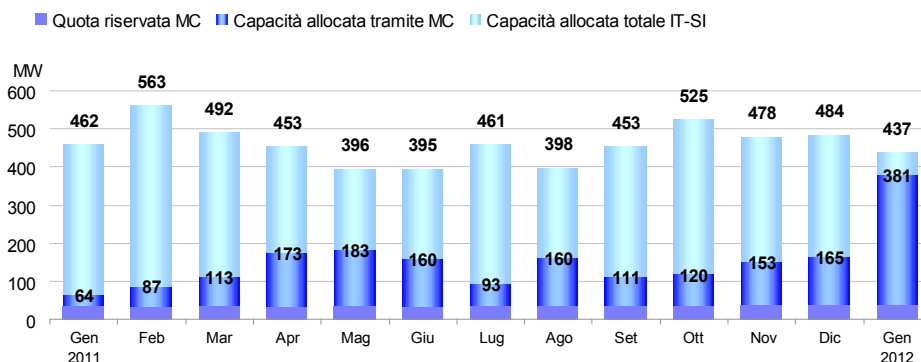


Grafico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



## 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	381	55	96,8%	84,0%	96,8%	82,1%	0,0%	1,9%	0,0%	0,0%
Export	0	2	0,0%	6,3%	0,0%	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%
<b>Totale</b>	<b>381</b>	<b>57</b>	<b>96,8%</b>	<b>90,3%</b>	<b>96,8%</b>	<b>87,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,9%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,3%</b>

Grafico 3: Relazione tra delta Pz Nord- Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

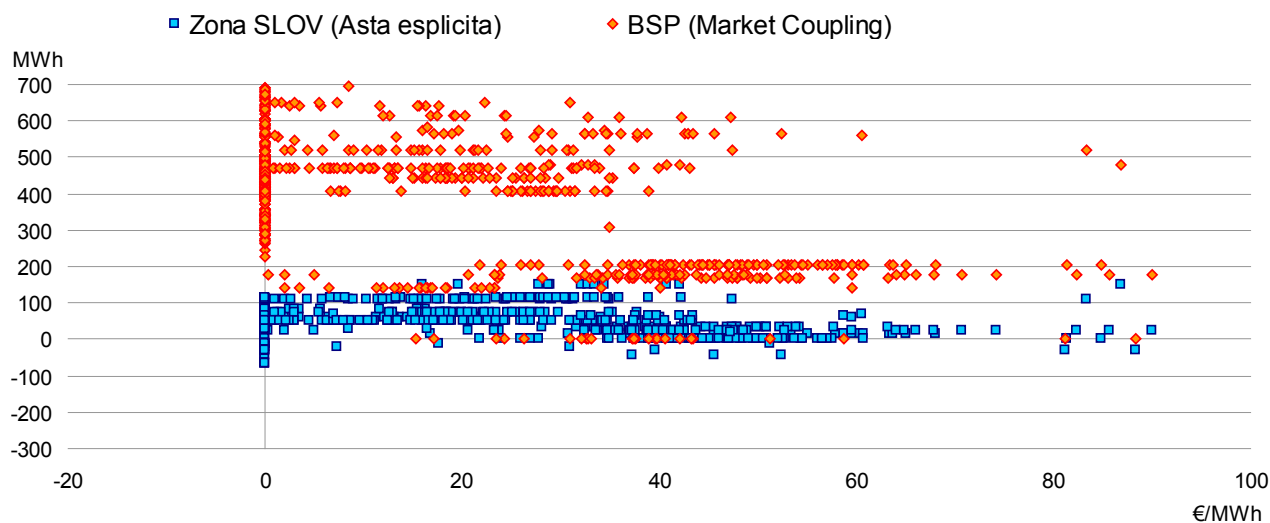
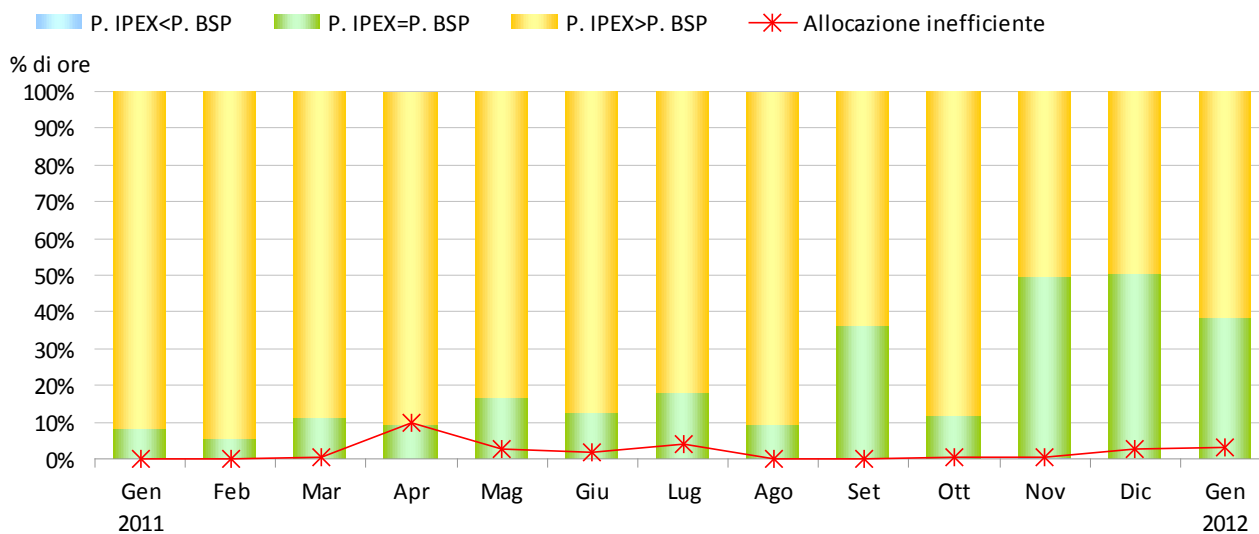


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Anche nel mese di gennaio perdura il calo tendenziale dei consumi indotto soprattutto dai minori acquisti del settore termoelettrico e in misura minore dalla diminuzione di quelli residenziali, a fronte di una domanda industriale solo in lieve ripresa. Il prezzo medio al PSV, dopo otto rialzi consecutivi, presenta la prima diminuzione congiunturale scendendo a 31,66 €/MWh.

restando comunque in forte crescita rispetto ad un anno fa sotto la spinta del Brent. Il secondo mese di negoziazioni sulla PB-gas si chiude con un prezzo medio pari a 31,46 €/MWh confermando il sostanziale allineamento con il prezzo rilevato sull'hub italiano e con il prezzo espresso sul comparto royalties, che ha quotato il prodotto marzo 2012 a 31,39 €/MWh.

A gennaio la domanda di gas si è attestata a 10.143 milioni di mc, risultando in diminuzione tendenziale del 4% sotto l'effetto del forte calo degli utilizzi termoelettrici (-14%) e dei

minori acquisti residenziali (-2%), in presenza di una lieve ripresa del comparto industriale (+1%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
<b>Domanda</b>	<b>10.143</b>	<b>-4%</b>
Impianti di Distribuzione	6.264	-2%
Consumi Termoelettrici	2.275	-14%
Consumi Industriali	1.210	+1%
Rete terzi e consumi di sistema	393	+14%
<b>Offerta</b>	<b>10.143</b>	<b>-4%</b>
Import	6.980	-12%
Produzione Nazionale	751	+13%
Sistemi di stoccaggio	2.412	+22%

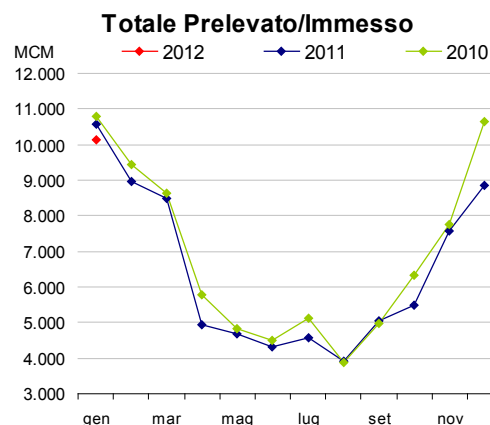
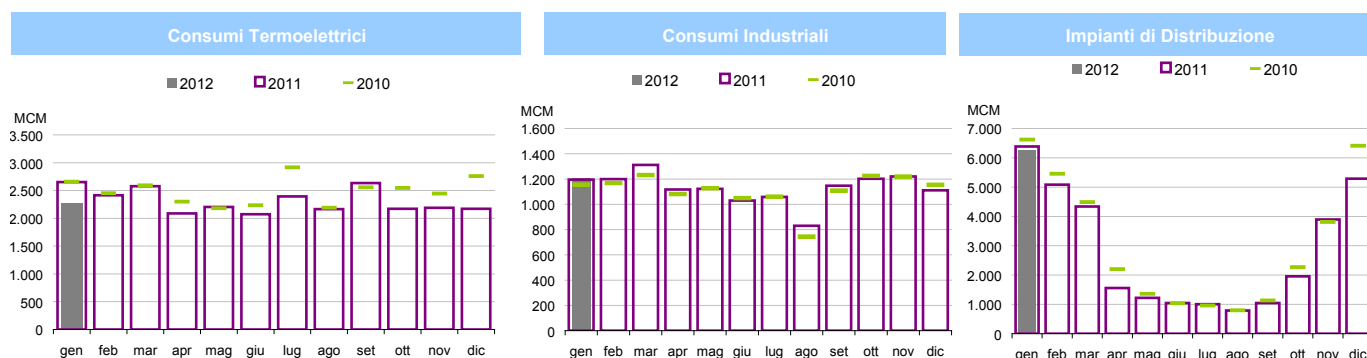


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



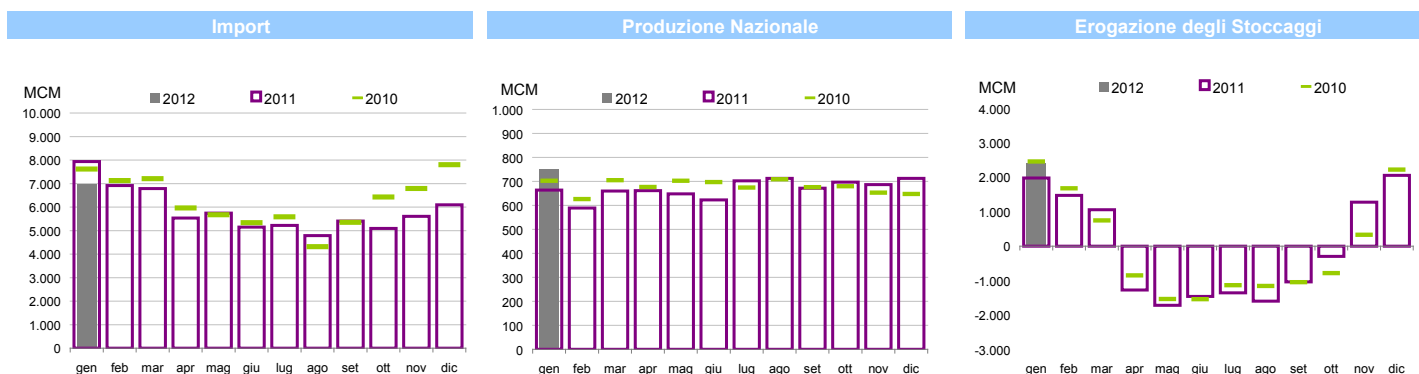
(continua)

Lato offerta si osserva il perdurante calo delle importazioni (-12%) compensato dalla decisa crescita dell'erogazione degli stoccaggi (+22%) e della produzione nazionale (+13%) che, benché residuale, si porta sui valori massimi

dell'ultimo biennio. Il calo delle importazioni si concentra soprattutto sul gas algerino (-8%), russo (-12%) e libico (-35%), quest'ultimo ancora in ripresa dopo l'interruzione dovuta alla guerra civile.

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



Il prezzo medio al Punto di Scambio Virtuale (PSV) presenta, dopo otto rialzi consecutivi, una flessione scendendo a 31,66 €/MWh (-1,44 €/MWh) pur confermandosi in forte

crescita tendenziale. Il riferimento italiano si conferma di circa 10 €/MWh più alto rispetto alle quotazioni rilevate sui principali hub europei.

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

PSV	€/MWh	Δ% Tend
<b>Prezzo medio</b>	31,66	+28%
min	30,80	+28%
max	32,65	+29%

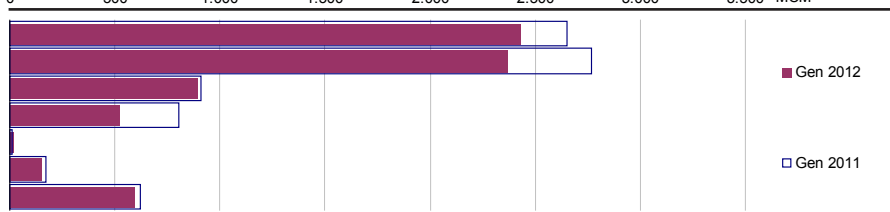
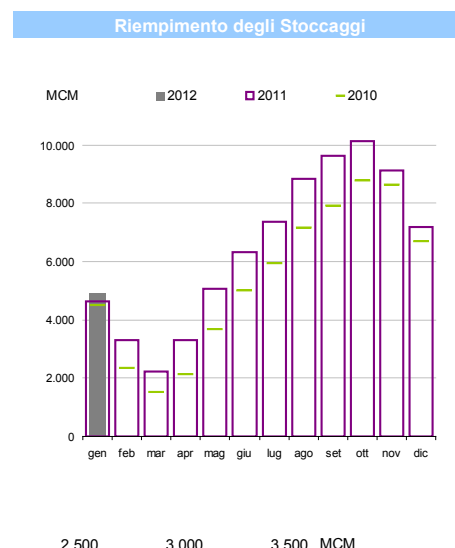
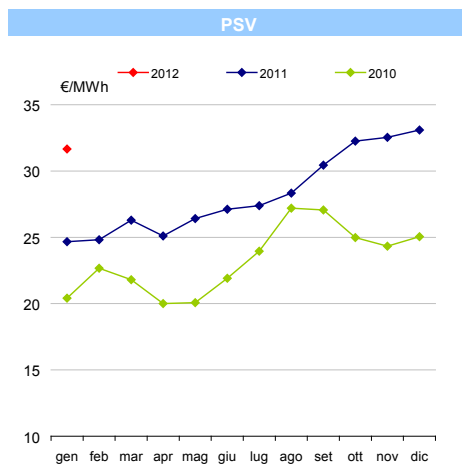
Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
<b>Stoccaggio (stock level)</b>	4.920	+6%
Erogazione (flusso out)	2412	+22%
Iniezione (flusso in)	0	-
Flusso netto	2412	+22%
Totale Spazio Conferito	10.296	+9%
Quota su spazio conferito (%)	48%	-1 p.p.

Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	331	+2%
Import medio giornaliero	218	-15%
Quota di utilizzo (%)	66%	-13 p.p.

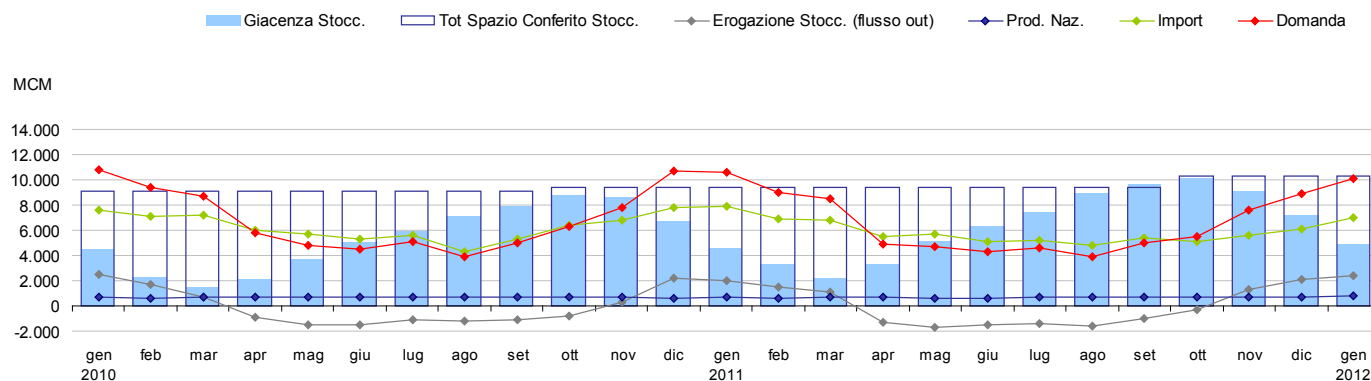
Punti di Entrata	MCM	Δ% Tend
<b>Totale Import</b>	6.980	-12%
Mazara del Vallo	2.431	-8%
Tarvisio	2.371	-14%
Passo Gries	893	-2%
Gela	521	-35%
Gorizia	18	+41%
Panigaglia (GNL)	152	-10%
Cavarzere (GNL)	594	-4%



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG



Con riferimento ai mercati del gas gestiti dal GME si osserva operatività solamente sulla PB-gas e sul comparto royalties della P-gas. In particolare il mercato di bilanciamento, al secondo mese di operatività, ha visto scambi per 247 milioni di mc ad un prezzo medio di 31,46 €/MWh mentre il

comparto royalties ha quotato 49 milioni di mc con delivery marzo 2012 a 31,39 €/MWh. La PB-gas conferma la qualità delle sue indicazioni di prezzo, coerenti con le quotazioni al PSV e con le quotazioni pur sporadiche osservate in questi mesi sugli altri mercati del GME.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Sessioni con abbinamenti	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	32,61	1	-	-	33,15	31,39	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	31,46	31	-4,9%	1,9%	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	31,66	-	-4,4%	1,4%	-	-	-

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

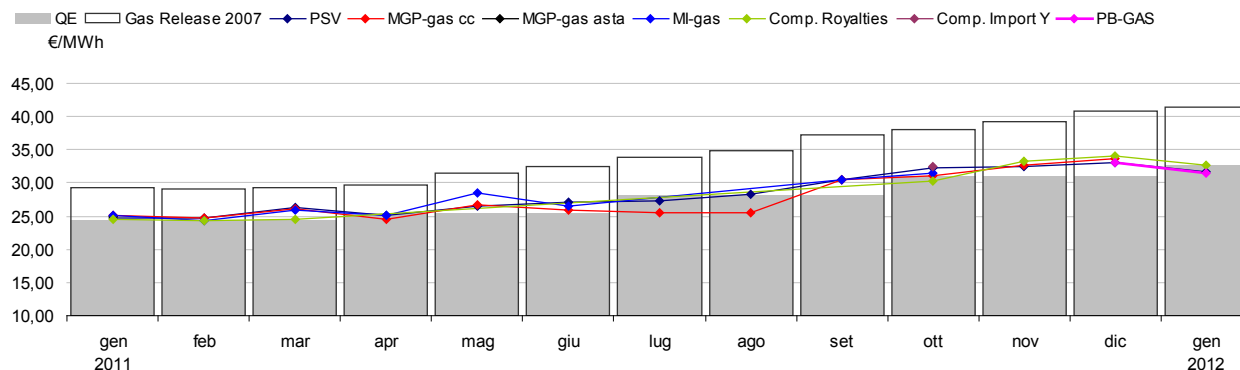


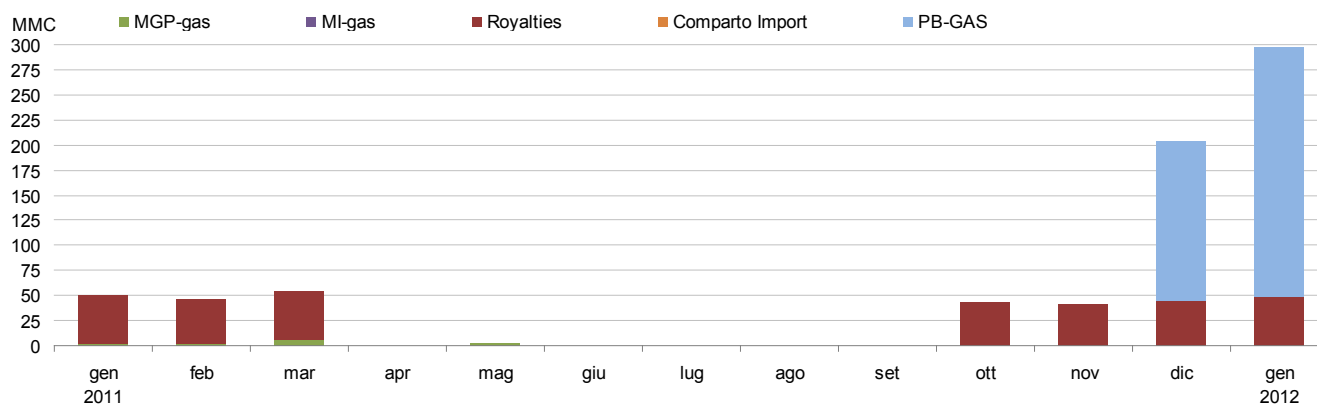
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

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	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	-	-100,0%	-	-	-	-	-	-
MI-gas	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	49	-	49	-	-	3	7	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	247	54,7%	-	-	247	24	31	-

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

Fonte: dati GME, SRG



## II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Il secondo mese di operatività della PB-Gas si è concluso con scambi per 247 milioni di MC - pari a 2,6 TWh - in aumento del 55% rispetto al mese di dicembre. Tale mercato si conferma pertanto il primo in termini di volumi tra quelli gestiti dal GME, costituendo in questo mese il 2,4% del sistema gas italiano, e il primo in termine di operatori attivi, risultati in questo mese 31 a fronte dei 59 iscritti. Il prezzo medio mensile è sceso dai 33,08 €/MWh di gennaio a 31,46 €/MWh, confermandosi sostanzialmente allineato con la quotazione rilevata al PSV (31,66 €/MWh). Nel dettaglio, nei 19 giorni in cui il mercato era lungo e SNAM ha operato da venditore il prezzo è stato pari a 31,13 €/MWh, 50 centesimi inferiore al PSV, mentre nei restanti 12 giorni in cui il mercato era corto il prezzo è stato pari a 31,99 €/MWh, 28 centesimi superiore al PSV. Da rilevare come in entrambe le serie dei giorni lunghi e dei prezzi dei giorni corti, i prezzi abbiano confermato un trend decrescente

nel corso del mese, interrotto solo dai rialzi degli ultimi due giorni.

Sotto il profilo della partecipazione degli operatori e della concentrazione di mercato si osserva la crescita dell'indicatore di operatore marginale calcolato sui volumi, salito al 53% contro il 12% di dicembre, e la conferma della presenza di due operatori maggiori, che congiuntamente rappresentano quasi il 50% della quota di mercato, a fronte di una pluralità di operatori minori.

Gli indicatori calcolati al margine delle curve di offerta confermano un elevato livello di attività in un intorno del  $\pm 5\%$  del prezzo di equilibrio, in cui risultano complessivamente presenti 14/20 operatori, e un comportamento d'offerta degli operatori omogeneo, come si evince dalla curva di offerta sostanzialmente anelastica in un intorno del  $\pm 5\%$  dello sbilanciamento.

Tabella 4: Esiti

Offerta di SNAM	Sessioni		Prezzo (€/MWh)			Volumi medi (MWh)		
	Numero	Frequenza	Prezzo	Delta PSV	Volatilità	Offerti	Scambiati	Scambiati/Offerti
Acquisto	12	39%	31,99	+0,28	1,4%	1.402.291	79.584	5,7%
Vendita	19	61%	31,13	-0,50	1,1%	3.422.494	89.083	2,6%
Totale/Medio	-	-	31,46	-0,20	1,5%	2.640.480	85.406	3,2%

Grafico 6: Andamento giornaliero

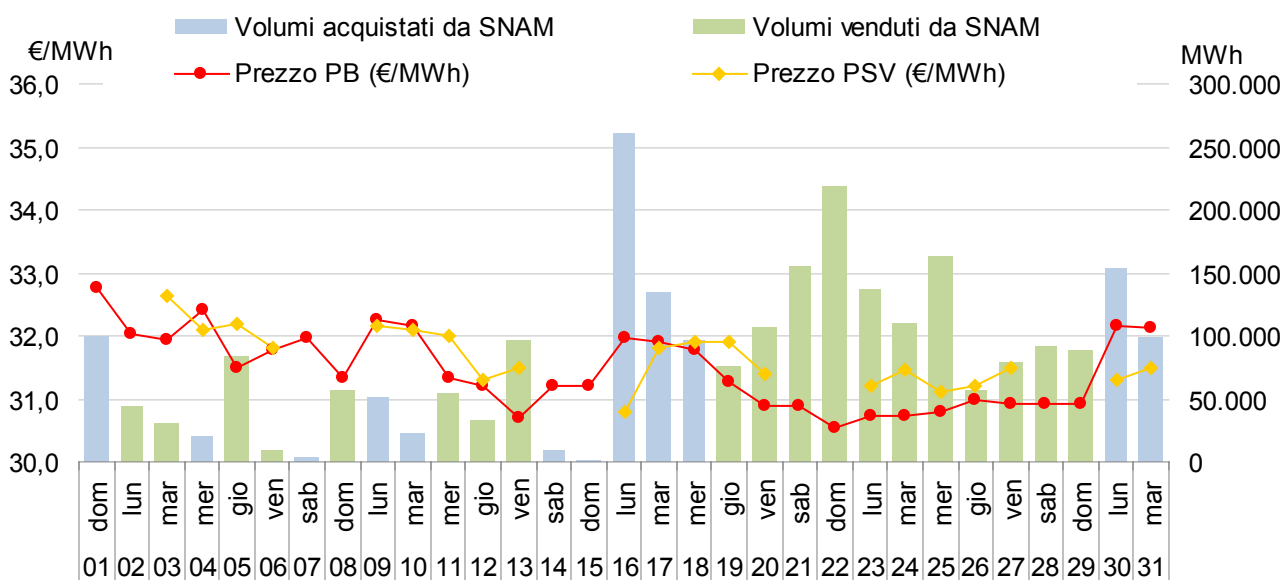


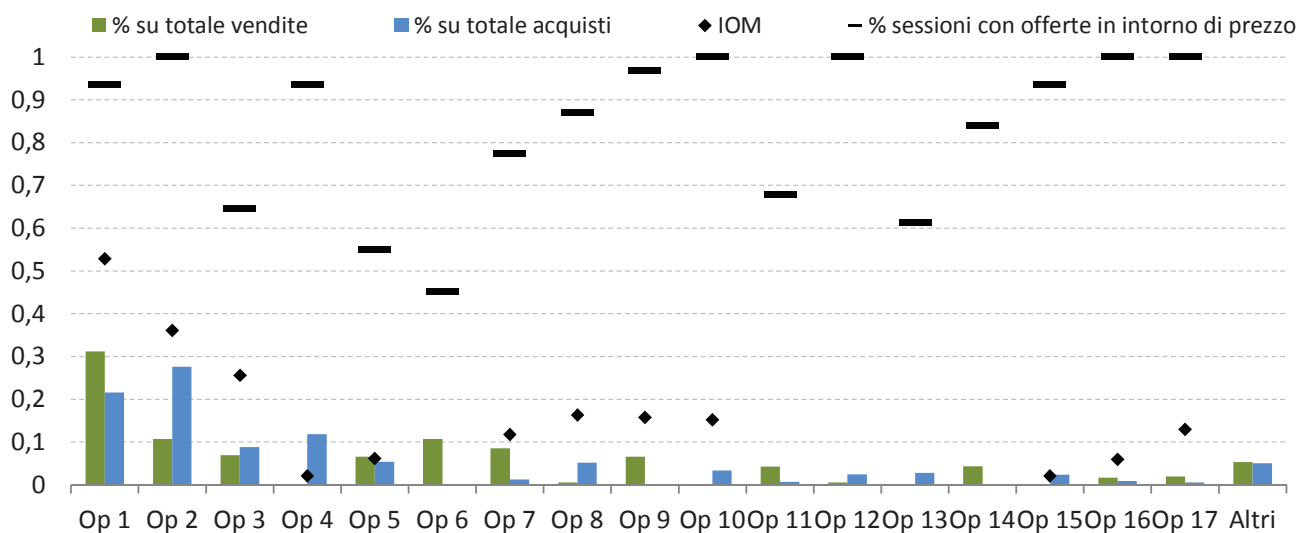
Tabella 5: Partecipazione al mercato

Offerta di SNAM	Numero operatori	Indice di operatore		Numero offerte		Numero operatori		Elasticità di prezzo	
		frequenze	volumi	sx	dx	sx	dx	sx	dx
Acquisto	24	75%	51%	18,1	63,8	8,5	22,2	0,0%	0,0%
Vendita	31	42%	57%	62,1	16,6	27,8	9,0	0,1%	-0,1%
Totale/Medio	31	48%	53%	45,1	34,9	20,3	14,1	0,0%	0,0%

1) Intorno pari a  $\pm 5\%$  del prezzo riconosciuto in ciascuna sessione

2) Intorno pari a  $\pm 5\%$  dei volumi scambiati in ciascuna sessione

Grafico 7: Attività degli operatori





# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il primo mese del 2012 registra dinamiche contrastanti sui mercati energetici europei, evidenziando un lieve aumento dei prezzi del petrolio e dei suoi prodotti di raffinazione, ancora stabilmente superiori ai livelli dell'anno precedente, e una ulteriore flessione delle quotazioni del carbone e del gas, a consolidamento di una tendenza in atto già dai mesi

conclusivi del 2011. Anche le principali quotazioni elettriche centro-europee mostrano una generale propensione ribassista, che non trova tuttavia riscontro sulle borse mediterranee, caratterizzate da prezzi stabili sui valori di fine 2011.

L'inizio del nuovo anno vede confermata sui mercati petroliferi europei la fase di ridotta volatilità del prezzo attorno ai 111 \$/bbl (+2,6% rispetto a dicembre), valore che mantiene su livelli ancora significativi la crescita espressa dal Brent su base annua (+14,6%). Più marcata appare invece la ripresa congiunturale osservata sul riferimento mediorientale, tradizionalmente allineato alla nostra quotazione continentale. In chiave prospettica le aspettative dei mercati esprimono posizioni conservative per l'intero 2012, mostrando ribassi più consistenti a partire dal 2013. Come consuetudine, dinamiche del tutto analoghe a quelle del Brent si registrano sui mercati dei prodotti derivati del petrolio, i cui prezzi salgono a ridosso dei 953 \$/MT per il gasolio e dei 680 \$/MT per l'olio combustibile, favorendo aumenti congiunturali di lievi entità (+3/4%) e un consolidamento degli incrementi annui attorno rispettivamente al 19 e al 32%.

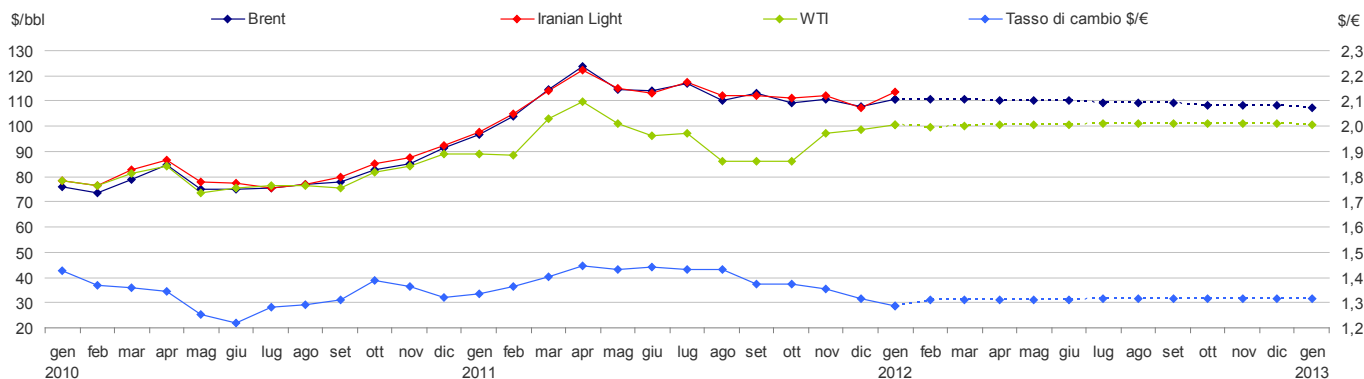
Come osservato nel corso dell'ultimo trimestre del 2011, movimenti in controtendenza rispetto a quelli del petrolio emergono sul carbone, il cui prezzo in Europa scende ai livelli minimi degli ultimi quindici mesi, attestandosi a 106 \$/MT e rafforzando il trend ribassista in atto da ottobre (-4,8% rispetto al mese scorso, -14,7% su base annua). Attese di una progressiva ripresa vengono tuttavia espresse dagli operatori sui mercati futures, dove particolarmente rilevanti appaiono i rincari a partire dall'autunno del 2012. In questo contesto, la diminuzione del tasso di cambio dollaro/euro a 1,29 \$/€, valore minimo registrato nel corso dell'ultimo anno e mezzo, produce un lieve inasprimento degli aumenti congiunturali e tendenziali rilevati sulle quotazioni petrolifere, riducendo d'altro canto le flessioni subite dal prezzo del carbone sia rispetto al mese di dicembre che al 2011.

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

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Gen 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 12	Mar 12	Apr 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,29	-2,0%	-3,6%	1,29	1,31 ▲	1,31 ▲	1,31 -	1,32 -
Brent	\$/bbl	110,6	+2,6%	+14,6%	107,6	110,7 ▲	110,5 ▲	110,4 -	105,2 -
FOB	€/bbl	85,8	+4,6%	+18,9%	83,1	84,3 ▲	84,2 ▲	84,1 -	79,8 -
Fuel Oil	\$/MT	679,4	+4,0%	+32,1%	650,3	675,5 ▲	672,8 ▲	669,8 -	627,8 -
1% FOB ARA Barge	€/MT	527,1	+6,0%	+37,0%	502,2	514,6 ▲	512,5 ▲	510,1 -	476,6 -
Gasolio	\$/MT	952,6	+2,9%	+19,3%	917,2	946,0 ▲	945,7 ▲	943,1 -	919,6 -
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	739,0	+5,0%	+23,7%	708,4	720,7 ▲	720,4 ▲	718,3 -	698,1 -
Coal	\$/MT	106,0	-4,8%	-14,7%	112,3	105,4 ▼	107,5 ▼	108,2 -	115,9 -
API2 CIF ARA	€/MT	82,2	-2,9%	-11,5%	86,7	80,3 ▼	81,9 ▼	82,4 -	88,0 -

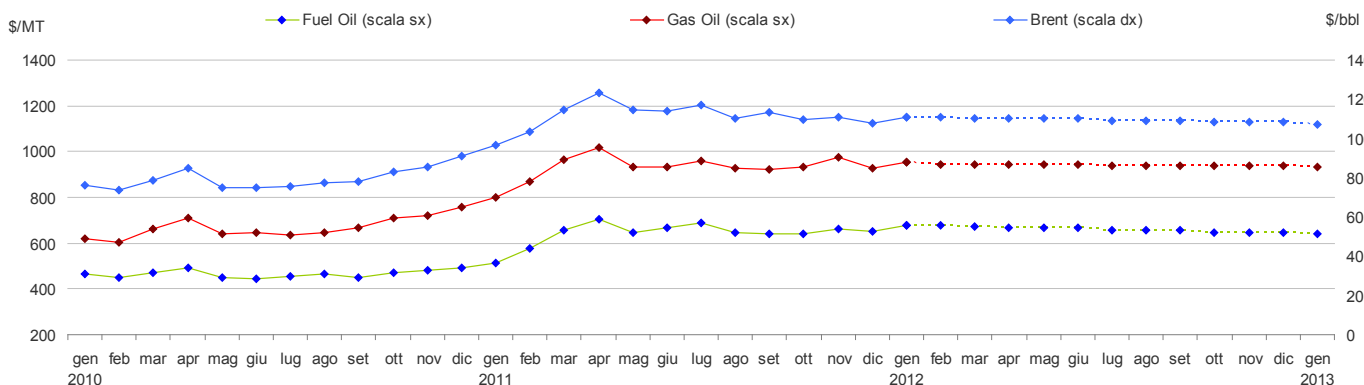
(continua)

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



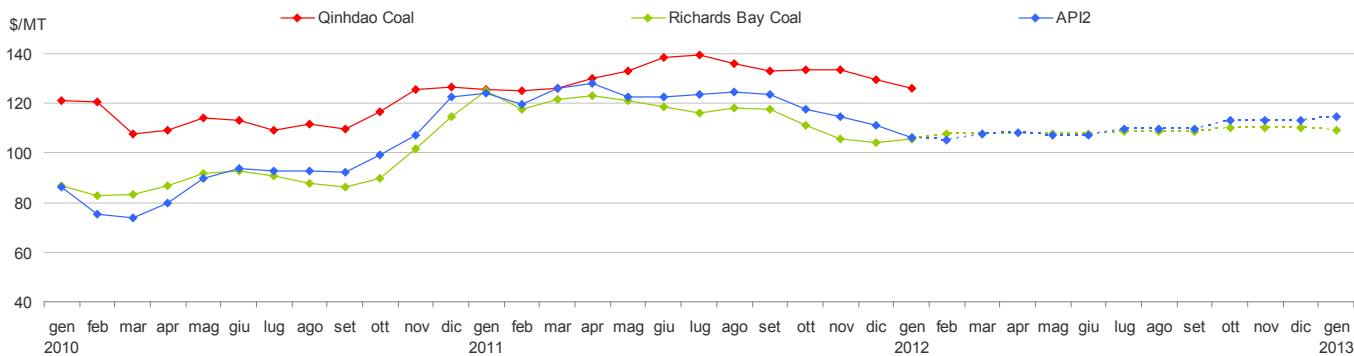
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

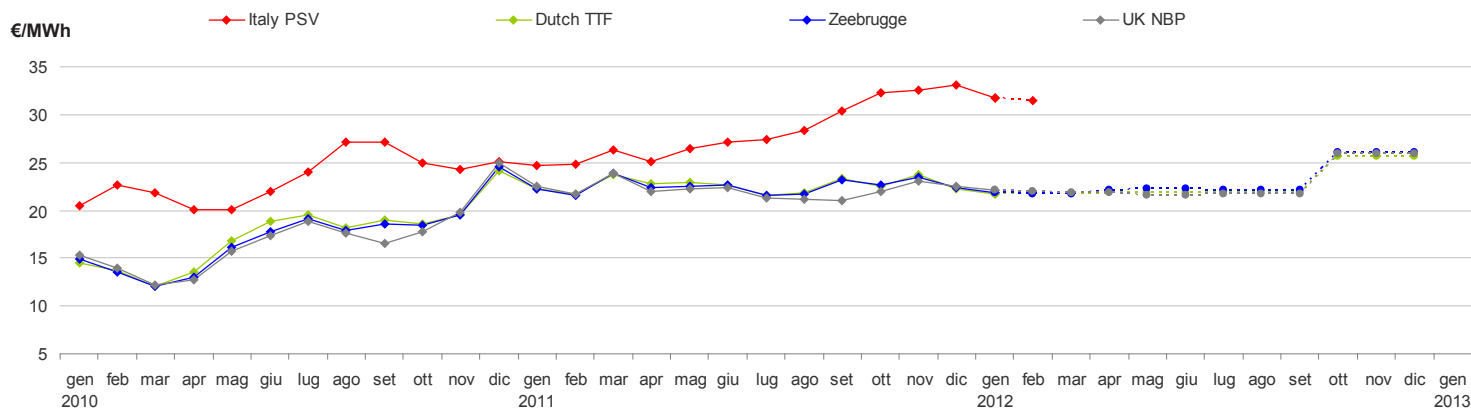
In linea con quanto apprezzato sulle piazze del carbone, anche sui principali hub centro-nord europei del gas i prezzi risultano interessati da un consolidamento delle tendenze moderatamente ribassiste osservate alla fine dell'anno appena concluso, posizionandosi attorno ai 22 €/MWh. Tale valore segnala riduzioni comprese tra 1 e 3% sia su base mensile che annua, tali da riportare le quotazioni a ridosso del livello più basso registrato da novembre 2010. In Italia la diminuzione del prezzo al PSV a 31,66 €/MWh (-4,4%), pur

interrompendo la serie di otto rialzi consecutivi formatasi tra maggio e dicembre del 2011, mantiene il riferimento nazionale su valori superiori allo scorso anno (+28,4%) e alle altre borse continentali (circa +10 €/MWh). In proiezione le indicazioni fornite dai mercati a termine mostrano per il gas europeo una sostanziale stabilità delle quotazioni nel 2012, alterata soltanto dal tipico incremento stagionale registrato in corrispondenza della partenza del nuovo anno termico.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)					
GAS	Area	Gen 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 12	Mar 12	Apr 12	Gas Year 12		
PSV DA	Italia	31,66	-4,4 %	+28,4%	33,10	31,50	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	21,72	-2,6%	-2,3%	22,90	21,65	▼	21,65	-	-	25,15
Zeebrugge	Belgio	21,83	-2,5%	-1,6%	22,64	21,70	▼	21,70	▼	22,07	25,82
UK NBP	Regno Unito	22,10	-2,1%	-1,9%	22,76	21,97	▼	21,80	▼	21,82	25,72



Sulle borse elettriche l'andamento osservato tra la fine dello scorso anno e l'inizio del nuovo inverte, in generale, il modesto trend di rialzo dei prezzi delineatosi nel corso del 2011. Le quotazioni scendono a ridosso dei livelli minimi registrati nell'ultimo anno e mezzo, attestandosi sui 40/42 €/MWh in Francia e in Germania (-7% congiunturale, -18/-20% tendenziale) e poco sopra i 52 €/MWh sul riferimento svizzero (-11,3%, -8,2%), caratterizzato in inverno da dinamiche che riflettono in parte quelle del confinante prezzo italiano. D'altro canto proprio quest'ultimo e la quotazione spagnola mostrano un'evoluzione diversa da quella osservata nel centro Europa, confermandosi

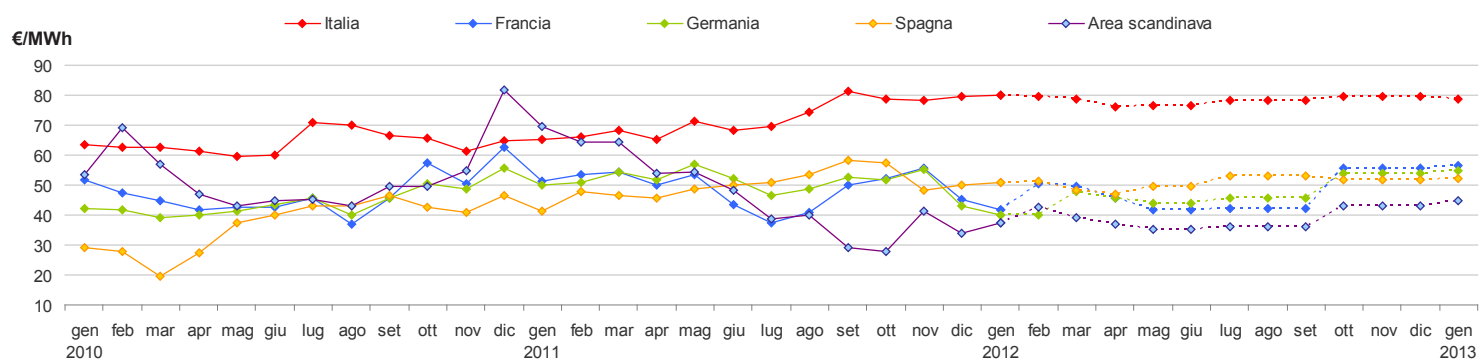
rispettivamente sugli 80 €/MWh e sui 51 €/MWh, in linea con i valori espressi nel mese precedente e in aumento rispetto al 2011 (+23/24%). All'interno di questo contesto, fa storia a sé il prezzo di riferimento dell'area scandinava, quotato attorno ai 37 €/MWh e interessato da un trend fortemente ribassista (-46,6% rispetto a gennaio scorso).

Le aspettative espresse dagli operatori sembrano confermare la fase di sostanziale stabilità per le quotazioni italiane e spagnole, disegnando profili più marcatamente legati alla stagionalità della domanda in Francia e in Germania, in cui peraltro i mercati futures prospettano una moderata ripresa dei prezzi già tra febbraio e marzo.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)			
	Gen 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 12	Mar 12	Apr 12	Calendar
Italia	79,85	+0,6%	+22,8%	79,75	79,40 ▼	78,75 ▼	76,25 -	75,50 -
Francia	41,89	-7,1%	-18,3%	53,35	50,50 ▼	49,50 ▼	45,50 -	50,85 -
Germania	39,89	-7,0%	-20,4%	43,45	40,20 ▼	47,88 ▼	45,75 -	51,81 -
Svizzera	52,53	-11,3%	-8,2%	-	-	-	-	-
Austria	41,38	-7,8%	-17,8%	-	-	-	-	-
Spagna	51,06	+2,0%	+24,0%	51,80	51,40 ▼	48,40 ▼	47,00 -	52,35 -
Regno Unito	42,03	-5,6%	-13,7%	44,13	41,98 ▼	41,42 ▼	41,77 -	-
Area scandinava	37,18	+10,2%	-46,6%	35,75	42,65 ▼	39,15 ▲	36,80 -	40,80 -



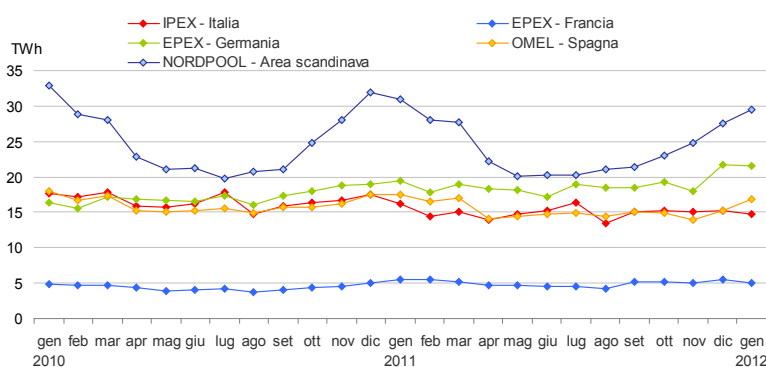
Relativamente ai volumi scambiati sui principali mercati spot, in questo inizio di 2012 trovano ulteriore consolidamento le dinamiche già osservate nel corso di tutto l'anno precedente, che segnalano volumi in calo su NordPool, che rimane comunque la borsa più capiente con i suoi 29,5 TWh

(-4,5% rispetto al 2011), e sui listini dell'area mediterranea, attestati sui 15/17 TWh (-4/-9%), e quantità in costante e progressiva crescita su EPEX, l'exchange di riferimento dell'area franco-tedesca salito complessivamente a 26,5 TWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Volumi spot (TWh)	
	Gen 12	Diff M-12(%)
Italia	14,8	-8,8%
Francia	4,9	-10,7%
Germania	21,6	+10,6%
Svizzera	1,3	+41,2%
Austria	0,8	+51,5%
Spagna	16,8	-4,1%
Regno Unito	2,3	+10,7%
Area scandinava	29,5	-4,5%



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di gennaio 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 242.569 TEE, in aumento rispetto ai 110.096 TEE scambiati a dicembre.

Dei 242.569 TEE sono stati scambiati 100.038 di Tipo I, 84.720 di Tipo II e 57.811 di Tipo III.

Prezzi medi in diminuzione rispetto a quelli del mese precedente (-3,12 % per la Tipologia I, -3,24 % per la Tipologia II e -3,70% per

la Tipologia III). Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 100,98 € (rispetto a 104,23 € di dicembre), i titoli di Tipo II ad una media di 101,08 € (rispetto a € 104,47 di dicembre) e i titoli di Tipo III ad una media di 100,94 € (rispetto a 104,82 € di dicembre).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 11.977.795.

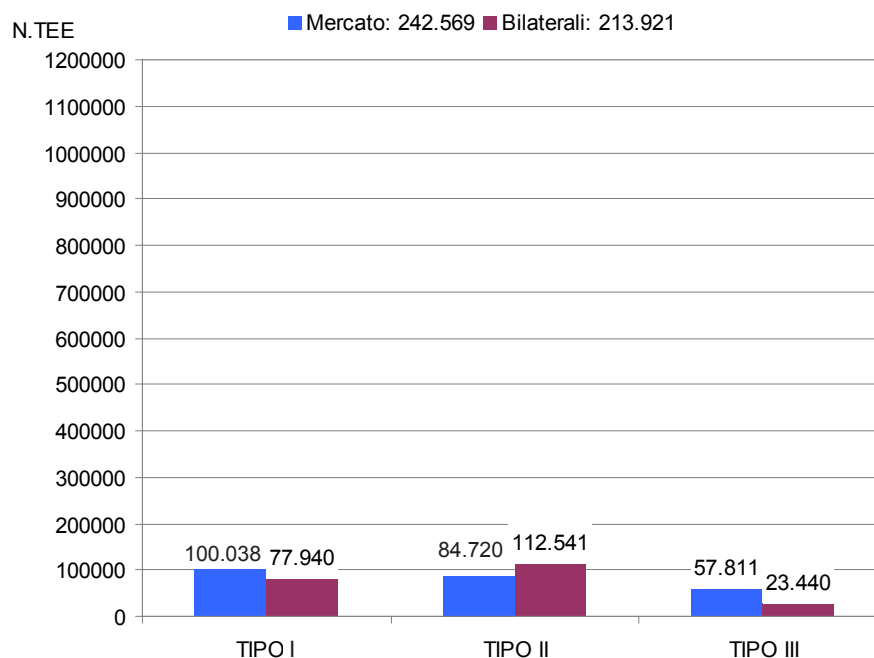
TEE, risultati del mercato del GME - gennaio 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	100.038	84.720	57.811
Controvalore (€)	€ 10.101.582	€ 8.563.659	€ 5.835.420
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 96,00	€ 94,50	€ 96,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 103,40	€ 102,80	€ 103,20
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 100,98	€ 101,08	€ 100,94

TEE scambiati dal 1 al 31 gennaio 2012

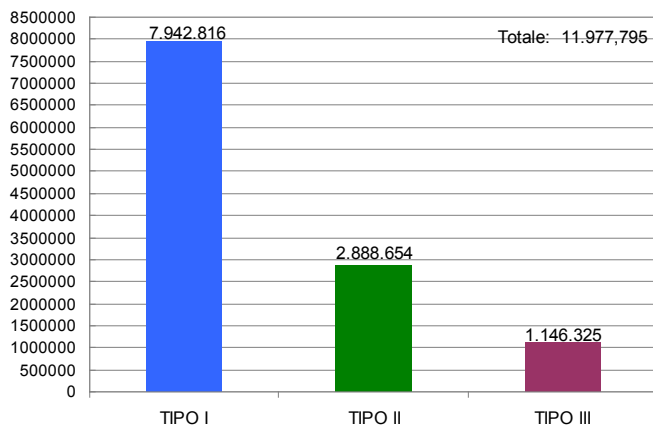
Fonte: GME



(continua)

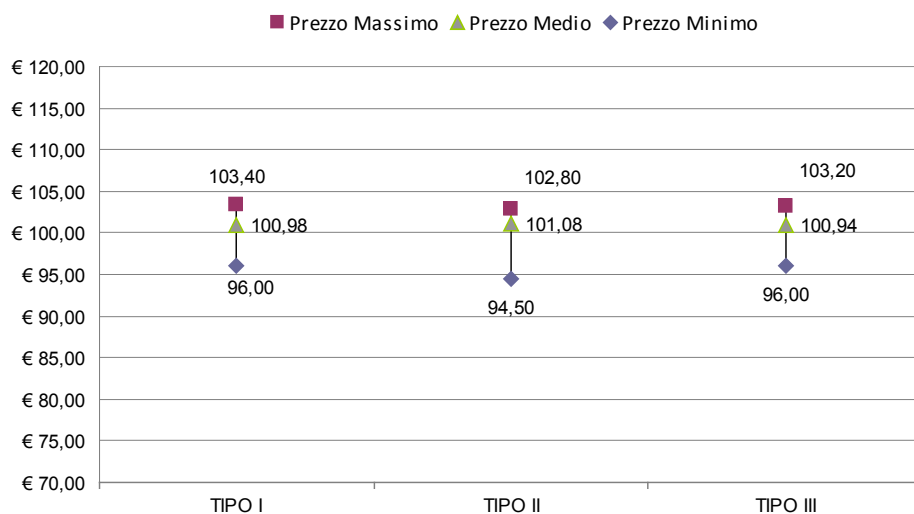
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine gennaio 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



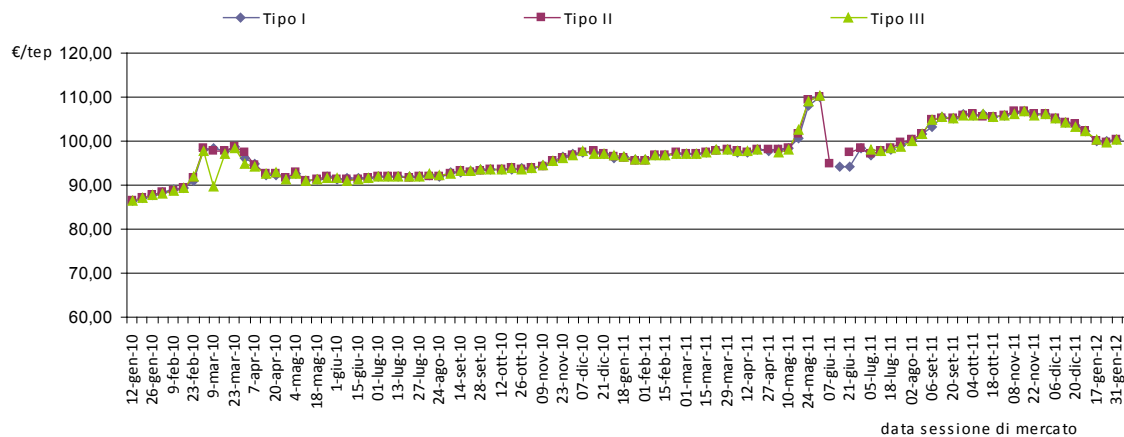
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 al 31 gennaio 2012). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a gennaio 2012)

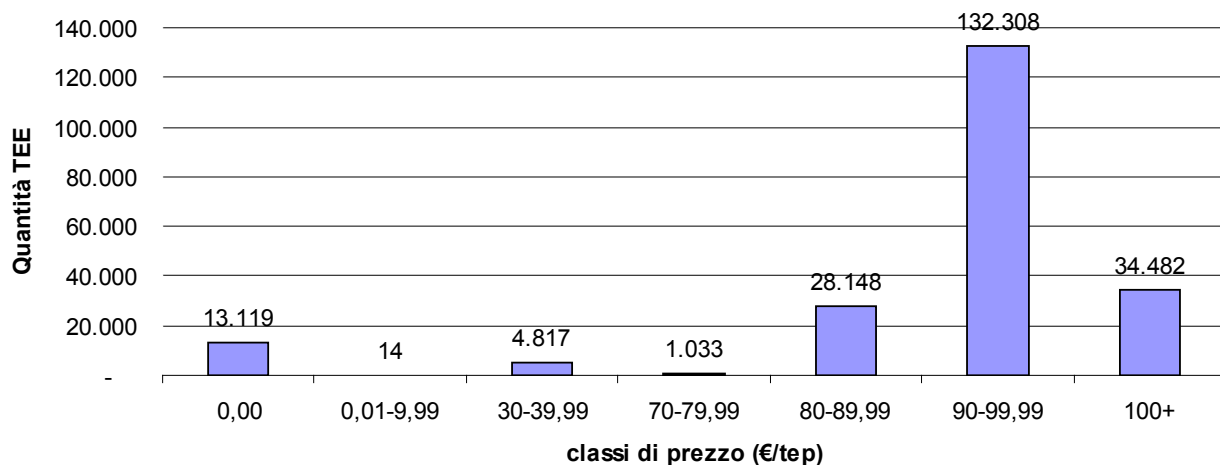
Fonte: GME



Nel corso del mese di gennaio 2012 sono stati scambiati 213.921 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di gennaio 2012, è stata pari a 87,44 €,

inferiore di 13,56 euro rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 101,00 €. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di gennaio 2012 sono stati scambiati 257.320 CV, in diminuzione rispetto ai 428.051 CV negoziati nel mese di dicembre 2011.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 243.237 (425.140 CV\_2011 di dicembre) e dei CV con anno di riferimento 2010\_TRL con una quantità pari a 8.796 (500 CV\_2010\_TRL il mese scorso).

Seguono i CV\_2010 con 4.803 titoli ceduti sul mercato (2.411 CV\_2010 nel mese di dicembre) e i CV 2009 con 484 certificati scambiati nel mese di gennaio e assenti sulla piattaforma nel mese di dicembre.

In riferimento ai prezzi medi, si registra nel mese di gennaio,

dopo un trend in diminuzione iniziato dal mese di ottobre, un aumento generale dei prezzi per tutte le tipologie di CV presenti sul mercato. In particolare, i CV\_2010 hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 85,95 €/MWh con un aumento rispetto al mese precedente di 2,27 €/MWh, mentre per i CV\_2011 l'aumento dei prezzi è stato pari di 1,24 €/MWh, con un prezzo medio pari a 80,66 €/MWh. Infine, il prezzo medio registrato per i CV\_2009 è stato pari a 86,11 e il prezzo medio ponderato per i CV\_2010\_TRL è stato pari a 80,67 €/MWh, con un aumento di 1,17 €/MWh rispetto a dicembre.

(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 gennaio 2012

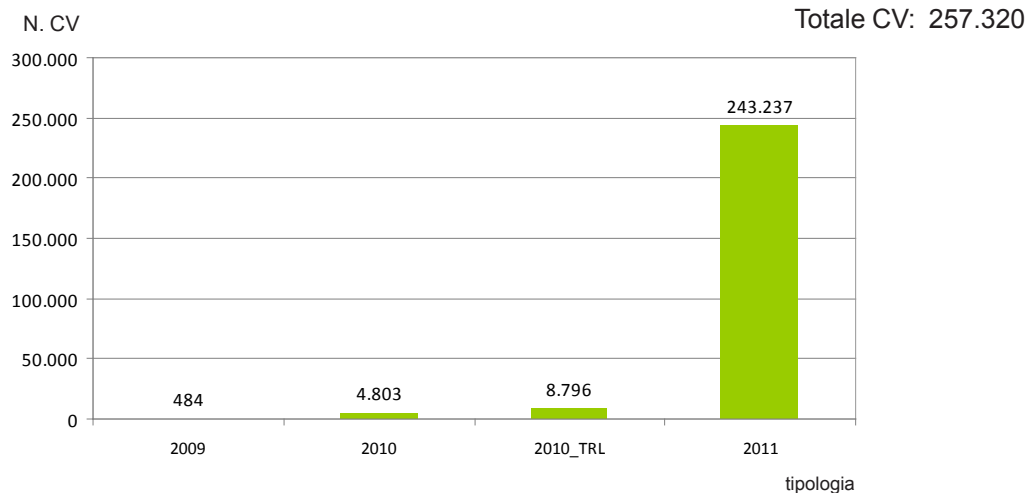
Fonte: GME

## CV, risultati del mercato GME gennaio 2012

	Anno di riferimento			
	2009	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	484	4.803	8.796	243.237
Valore totale (€)	€ 41.675,50	€ 412.814,60	€ 709.538,05	€ 19.620.048,94
Prezzo minimo (€/CV)	€ 85,50	€ 83,00	€ 80,40	€ 79,55
Prezzo massimo (€/CV)	€ 86,15	€ 87,00	€ 80,90	€ 81,22
Prezzo medio (€/CV)	€ 86,11	€ 85,95	€ 80,67	€ 80,66

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 al 31 gennaio 2012)

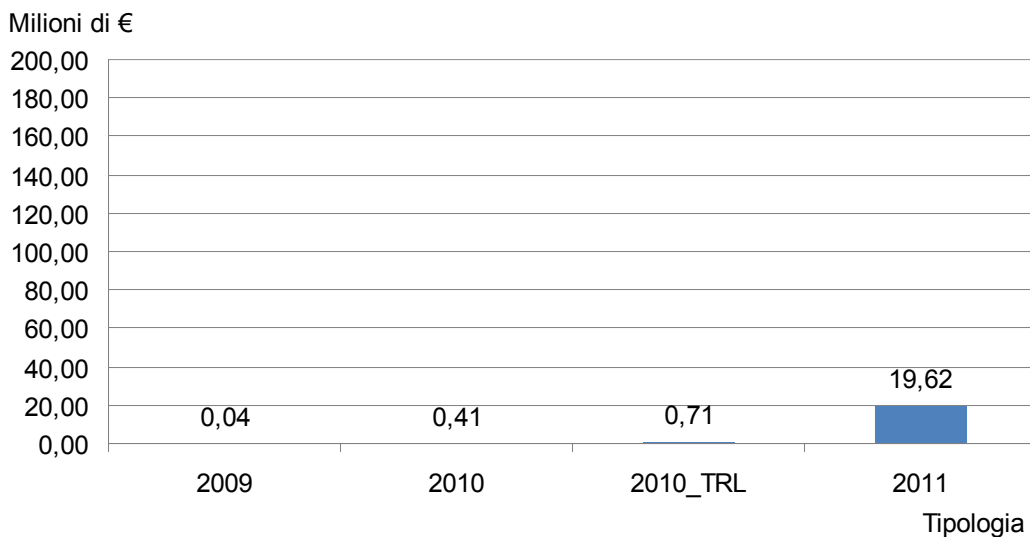
Fonte: GME



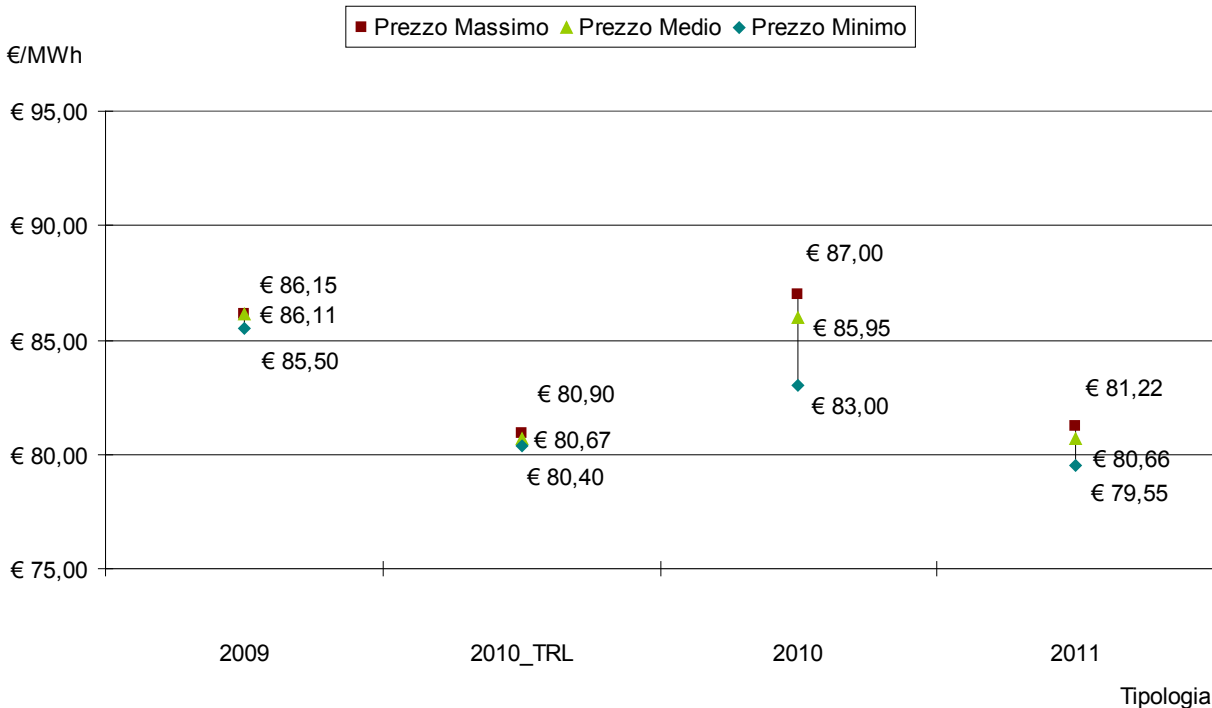


(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni dal 1 al 31 gennaio 2012). Milioni di € Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 al 31 gennaio 2012). Media ponderata (€/MWh)



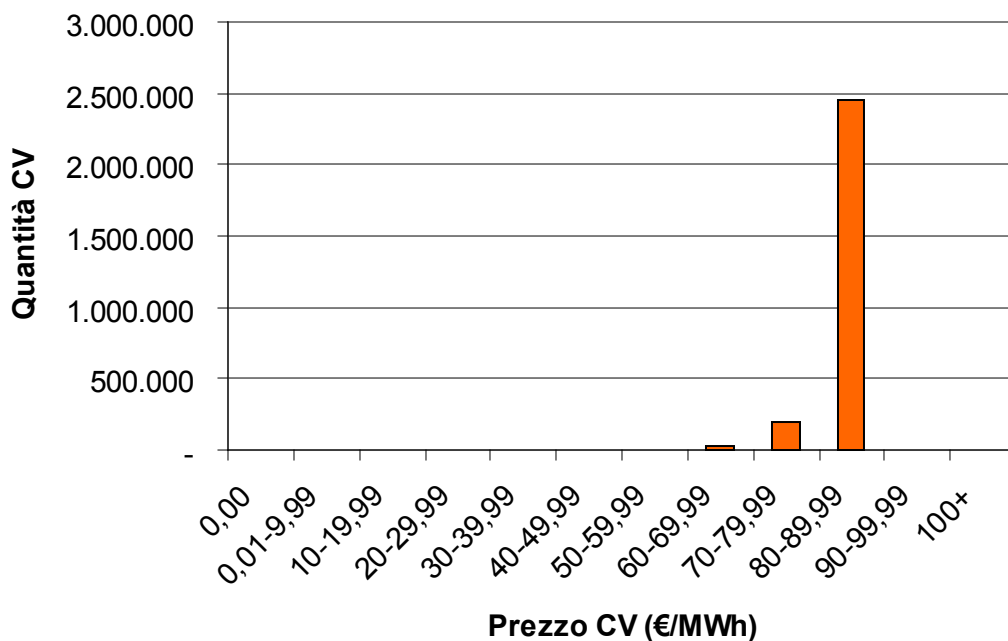
Fonte: GME

(continua)

Nel corso del mese di gennaio 2012 sono stati scambiati 2.680.553 certificati attraverso contratti bilaterali, CV delle varie tipologie. La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di gennaio 2012, è

stata pari a 81,52 €/MWh, maggiore di 0,75 euro rispetto agli 80,77 €/MWh registrata sul mercato organizzato. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo



# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di gennaio sono state scambiate sulle piattaforme europee 509,1 milioni di EUAs, in aumento del 10,79% rispetto al mese precedente (459,5 milioni di EUA a dicembre - fonte Point Carbon).

Nuove e importanti proposte 'per il mercato' ETS sono state elaborate da parte degli organi dell'Unione, a causa dell'eccesso di offerta di quote di emissione e dei prezzi poco competitivi per incentivare nuovi investimenti a basse emissioni di CO2.

Infatti, la Commissione Ambiente del Parlamento Europeo, nel Rapporto sulla Roadmap 2050 chiede, alla Commissione UE, di 'accantonare' i permessi di emissione III fase 2013/2020 per ripristinare la situazione di scarsità del sistema e di presentare, entro la fine del 2013, proposte legislative che diano un chiaro segnale a lungo termine agli investitori.

Inoltre, la Commissione europea ha avviato la procedura di apertura del registro Ue delle emissioni per la parte relativa al trasporto aereo. Le linee aeree potranno nella fase iniziale,

aprire i loro conti presso i registri nazionali a partire dal 30 gennaio. In Italia, il Comitato interministeriale per l'Ets, gestore del registro nazionale, si occuperà dell'apertura dei conti degli operatori del trasporto aereo che potranno ricevere i permessi gratuiti previsti dalla normativa. Il Registro Ue, invece non avrà luogo prima del giugno 2012, fino ad allora gli attuali registri nazionali resteranno operativi.

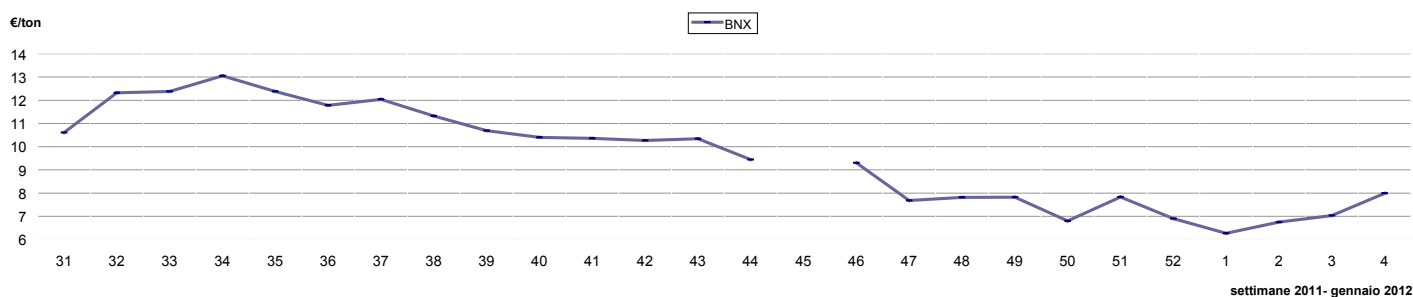
Secondo quanto riportato da Point Carbon, c'è stato un blocco da parte di Commissione UE della fusione tra la Borsa Tedesca e quella Francese per possibile abuso di posizione dominante nel mercato delle EUAs. L'ICE Futures Europe resta, quindi, la piattaforma leader degli scambi.

In riferimento alla rilevazione dei prezzi settimanali di gennaio, sul mercato a pronti gestito da Bluenext, il valore ha oscillato tra i 6,27 €/tonn dell'inizio del mese e i 7,99 €/tonn della fine (6,80 €/tonn a 7,83 €/tonn a dicembre).

L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011- 2012)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



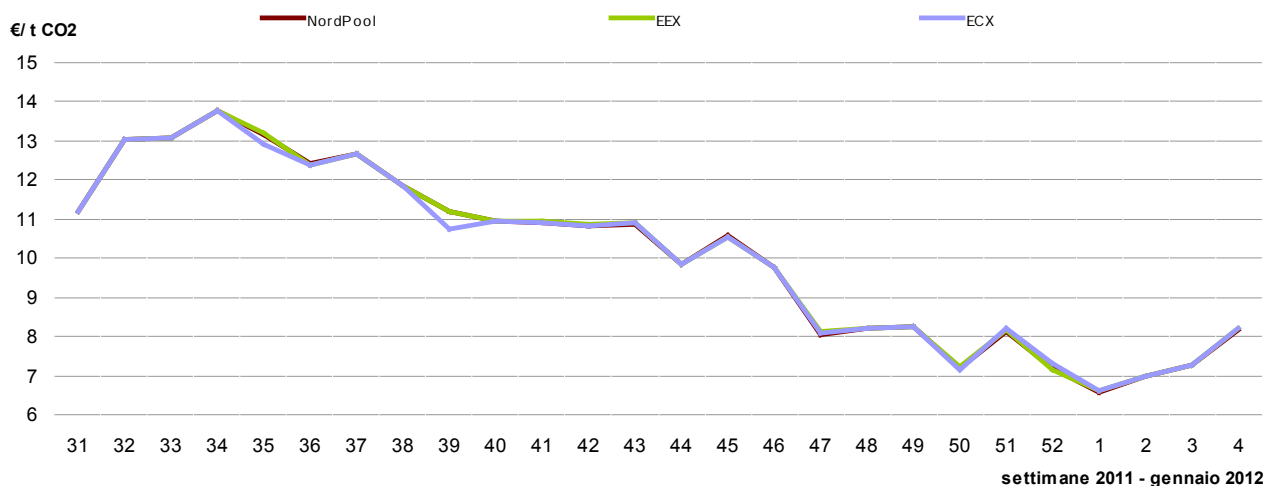
# Mercato europeo delle unità di emissione

Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi risulta in diminuzione. In relazione all'andamento dei prezzi del nuovo contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2012 (ICE ECX), si rileva

una variazione del settlement price fra 6,57 €/tonn a 8,19 €/tonn. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

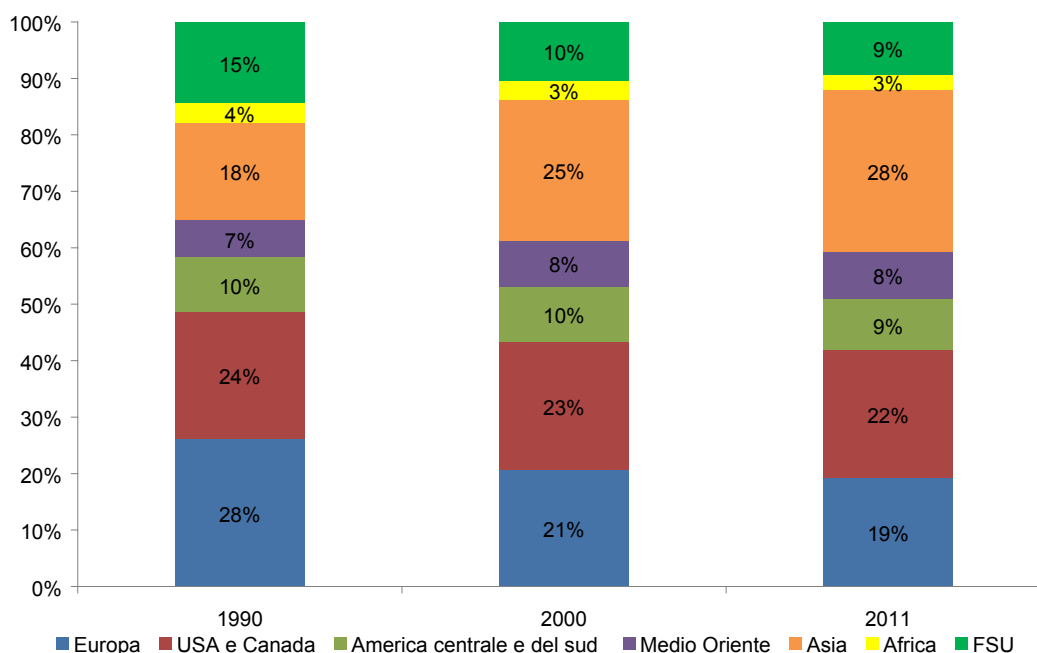
Lisa Orlandi, RIE

(continua dalla prima)

vi operano, soggette all'impetuosa concorrenza di new comers agguerriti, soprattutto di matrice asiatica, che possono contare su margini interni sussidiati, su una domanda in forte espansione e su normative ambientali molto meno severe. E' qui che emerge con chiarezza il significato di decoupling tra

mondo OCSE e non-OCSE, discutibile nella sua accezione più ampia sul piano macroeconomico ma che sicuramente ben si presta al caso del settore petrolifero. Banalmente, la raffinazione va laddove esiste domanda.

Evoluzione della capacità di raffinazione per area 1990-2011



Fonte: per il 1990, BP Statistical Review 2011; per il 2000 e il 2011 Oil & Gas Journal, Worldwide refineries capacities 2001 e 2012

Se si osserva l'andamento della capacità di raffinazione mondiale nell'ultimo ventennio si nota un evidente spostamento del baricentro di localizzazione degli impianti verso Oriente, in linea con la nuova mappa dei consumi mondiali. Al minor peso relativo di Europa, ex Unione Sovietica, Nord America (USA e Canada) e America Latina si contrappongono le dinamiche di Medio Oriente e Asia: se il primo ha visto crescere di appena 1 punto percentuale la sua quota sul totale mondiale, l'incremento di capacità è stato prossimo al 40% nel periodo 1990-2011; più eclatante il balzo dell'Asia-Pacifico che ha incrementato il suo peso relativo di 10 punti, dal 18% al 28%, per una crescita complessiva di capacità superiore all'80%.

Questo processo di naturale adattamento alla mutata geografia della domanda è stato in realtà solo accelerato dalla recessione, che ha di fatto esasperato la spaccatura già in atto tra le economie

industrializzate a domanda stagnante e le insaziabili economie emergenti, decretando l'imporsi di un consumo mondiale a due livelli. La forbice, destinata a permanere, non è solo di matrice quantitativa. Osservando le dinamiche della domanda nei singoli mercati di consumo, si evince come negli ultimi anni Stati Uniti ed Europa siano stati interessati da un significativo mutamento qualitativo dei consumi; la saturazione del livello di motorizzazione di questi paesi è la principale causa del calo strutturale della domanda di carburanti, che tuttavia vede un progressivo sbilanciamento verso il diesel a scapito della benzina. In Europa, in virtù della progressiva dieselizzazione del parco auto principalmente sostenuta dai vantaggi fiscali previsti per questo fuel rispetto alla benzina, in 20 anni il consumo di distillati medi ha visto crescere il suo peso relativo di 12 punti percentuali, a fronte di una contrazione di circa 7 punti della quota di prodotti

# RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

(continua)

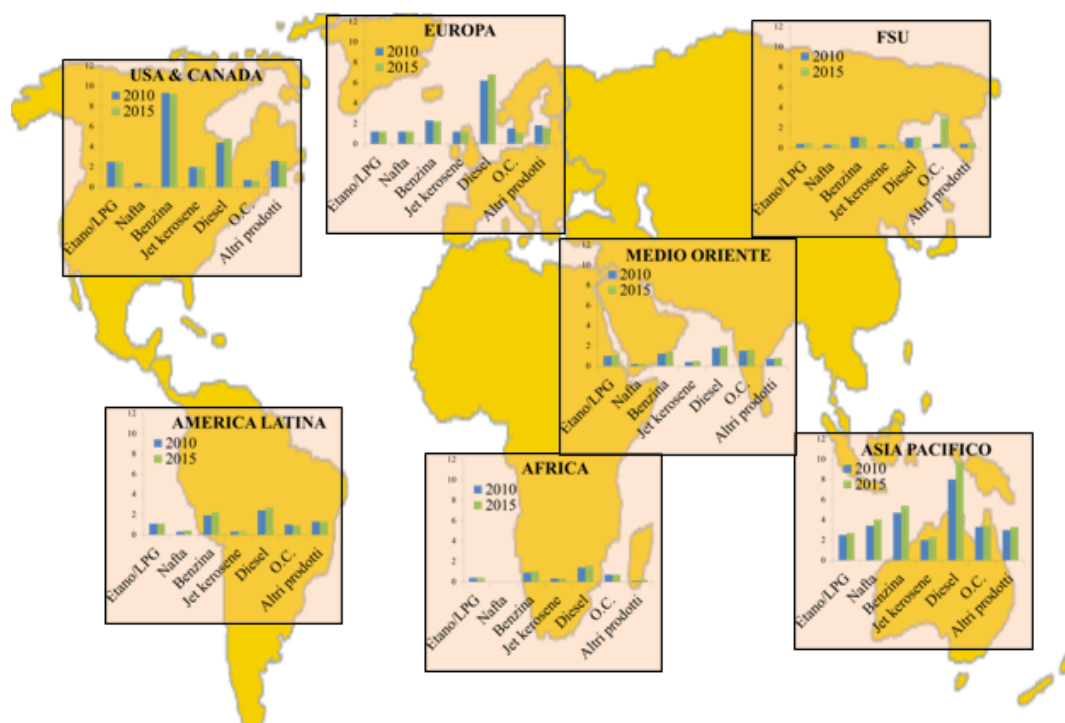
leggeri e di una domanda complessiva sostanzialmente invariata. Questa evoluzione dei consumi si scontra con le caratteristiche proprie dell'offerta di raffinazione europea, caratterizzata da un consistente surplus di prodotto leggero e da un deficit cronico di distillati medi, gasolio in primis. Le raffinerie del Vecchio Continente sono state poi doppiamente colpite dalla debolezza dei consumi, in quanto la loro profittabilità non è solo legata alle vendite sul mercato domestico ma anche e soprattutto a quello statunitense, tradizionale outlet per l'esportazione di benzina. Le importazioni statunitensi di benzina europea hanno seguito un pattern di costante crescita a partire dal 2000, raggiungendo il picco nel 2007; pur rimanendo il carburante più consumato, dal 2009 il calo è stato evidente e continuo a causa della recessione economica, del tendenziale shift da veicoli a benzina a veicoli a diesel<sup>1</sup>, dell'incremento degli standard di efficienza dei motori e della progressiva penetrazione del bioetanolo. L'Europa si ritrova così con un'eccedenza di benzina difficilmente smaltibile attraverso rotte di esportazione alternative, anche in considerazione della minor richiesta proveniente dal Medio Oriente - secondo principale mercato di destinazione per il carburante leggero prodotto in Europa - per via dei massicci investimenti avviati in loco con l'obiettivo di affrancarsi dalle

importazioni estere. D'altro canto, si è consolidato il deficit di gasolio europeo, colmabile principalmente attraverso un crescente ricorso alle importazioni<sup>2</sup>.

Anche in un'ottica di medio termine, la situazione non è prevista cambiare; al 2015 la domanda petrolifera verrà indiscutibilmente trainata dal settore trasporti delle economie emergenti che conosceranno un significativo aumento della richiesta di distillati medi e, in minor misura, di benzina.

Su scala globale, i distillati medi sono attesi esibire la crescita più sostenuta e pari al 65% circa dell'incremento complessivo della domanda di prodotti previsto per il periodo 2010-2015<sup>3</sup> confermandosi la categoria più consumata nelle aree con domanda in espansione. Relativamente alla benzina si assisterà ad un aumento complessivo più contenuto (+5% tra 2010 e 2015), dato che tuttavia sottende marcate differenze regionali: dal +15% dell'Asia Pacifico al calo di Europa e Nord America. Infine, il peso dell'olio combustibile, atteso ridursi del 7% su scala globale, presenta un pattern di crescita in Medio Oriente e Asia-Pacifico e di sostanziale stabilità in Africa: queste aree, soggette a minori restrizioni ambientali, impiegano ancora in modo diffuso l'olio combustibile nell'industria e nella generazione elettrica.

Evoluzione attesa della domanda di prodotti per aree 2010-2015



Fonte: elaborazioni RIE su dati OPEC; World Oil Outlook 2011

# RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

(continua)

## Sistemi di raffinazione a confronto ed evoluzione attesa

Come anticipato, le differenze tra i diversi mercati di consumo si sono accentuate a seguito della recessione mondiale, derivandone significative implicazioni sul refining mondiale. Prima tra tutte, ad un costante e sostenuto aumento della domanda di nuova capacità di raffinazione nell'area non-OCSE si contrappone l'evidente surplus di Europa e Stati Uniti. Questo sviluppo a due velocità avrà un'importante conseguenza, di fatto già evidente: l'eccedenza rilevata in ambito OCSE non rappresenterà nel medio termine un deterrente per l'attuazione di nuovi progetti in ambito non-OCSE. I paesi in cui si concentrano

i principali investimenti in raffinazione, come Cina, India, Brasile, Arabia Saudita e Iraq, hanno come obiettivo principale l'autosufficienza in termini di prodotti petroliferi.

Al centro delle preoccupazioni di breve, medio e lungo termine della raffinazione vi è, in sostanza, la sfida all'overcapacity tenuto conto del disomogeneo andamento del mercato dei prodotti nelle diverse regioni considerate. In particolare, considerando la crescita attesa dei consumi nelle diverse aree e la relativa composizione qualitativa è logico attendersi significativi investimenti sia in capacità di distillazione che di conversione nelle aree a maggior consumo di Asia e Medio Oriente.

Tab. 1 Sistemi di raffinazione a confronto

Area geografica	N. raffinerie	Capacità di distillazione atmosferica	Distillazione da vacuum	Reforming catalitico	Cracking catalitico	Hydro-cracking catalitico	Hydro-treating catalitico	Cracking catalitico +Hydro-cracking/distillazione primaria	Hydro-treating/distillazione primaria
mil. bbl/g									
Europa	129	16,78	6,72	2,48	2,54	1,43	11,26	23,6%	67,1%
USA e Canada	142	19,71	8,55	3,85	6,13	1,94	15,45	40,9%	78,4%
America centrale e del sud	71	7,90	3,43	0,68	1,69	0,13	2,62	23,1%	33,1%
Medio Oriente	44	7,28	1,98	0,66	0,36	0,60	2,05	13,1%	28,1%
Asia-Pacifico	164	24,92	4,83	2,21	3,21	1,24	10,22	17,9%	41,0%
Africa	46	2,48	0,68	0,46	0,21	0,06	1,05	11,0%	42,3%
FSU	59	8,02	2,87	1,13	0,56	0,09	3,09	8,1%	38,5%

Fonte: elaborazioni RIE su dati Oil & Gas Journal, Worldwide refineries capacities as of January 1, 2012.

Il Nord America vanta il sistema di raffinazione più importante a livello mondiale, sia in termini di flessibilità che di complessità degli impianti, come dimostra l'elevata disponibilità di capacità di conversione (40,9%)<sup>4</sup> che di unità di hydrotreating<sup>5</sup> (tab. 1). A seguire l'Europa che, tuttavia, presenta un grado di conversione significativamente inferiore. Il Medio Oriente sta diventando un centro di raffinazione sempre più importante, seppur non ancora adeguatamente sofisticato e flessibile: gli investimenti programmati e in atto sono orientati ad una qualificazione del sistema in questa direzione. Analogamente, il continente asiatico, primo in termini di capacità di distillazione primaria, necessita di ingenti investimenti in impianti di conversione. In fase espansiva e di modernizzazione anche l'obsoleto sistema di raffinazione dei paesi FSU, sinora fortemente sbilanciato verso la distillazione primaria a scapito delle unità di raffinazione secondarie (8%).

Prima di procedere ad un'analisi per area, si reputa utile scorrere le dinamiche che hanno caratterizzato gli anni post-recessione (2009-2011), in quanto si stima una loro prosecuzione anche nel medio termine. Come anticipato, la raffinazione segue la nuova geografia della domanda, evidenziando una marcata tendenza a concentrarsi nei mercati in rapida espansione dell'Asia e del Medio Oriente e al contempo ad uscire da quelli in caduta libera o tutt'al più stabili dei Paesi industrializzati. In Europa e Stati Uniti le condizioni del settore sono diventate sempre più complicate ed incerte, per via degli obblighi di penetrazione dei biocarburanti, della maggior efficienza del parco circolante e della normativa esistente in materia di emissioni di CO2. Ne sono derivati trading assets, accorpamenti, chiusure, conversioni e delocalizzazioni con i quali le compagnie stanno ridisegnando, come negli anni '80, i loro confini geografici, settoriali e produttivi.

# RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

(continua)

Tab. 2 Chiusura raffinerie area OCSE

Anno	Compagnia	Sito	Paese	Capacità di distillazione primaria (b/g)	Status
<b>Nord America</b>					
2009	Western Refining	Bloomsfield, New Mexico	USA	17.000	Convertita in terminale di deposito
2009	Alon USA	Long Beach, California	USA	26.000	Chiusa
2009	Flint Hill	North Pole, Alaska	USA	95.000	Chiusa una delle tre unità di lavorazione
2009	Ventura Ref.	Oklahoma	USA	12.000	Chiusa
2010	Sunoco	Eagle Point, New Jersey	USA	150.000	Chiusa
2010	Shell	Montreal	Canada-Quebec	121.000	In attesa di essere convertita in terminale di deposito
2010	Western Refining	Yorktown, Virginia	USA	70.000	Chiusa
2011	Sunoco	Westerville, New Jersey	USA	150.000	Chiusa
					tempo non raffina greggio ma opera come unità per la produzione di gasolio da vacuum
2011	Alon USA	Bakersfield, California	USA	70.000	
2011	Holly Corp.	Tulsa, Oklahoma	USA	85.000	Accorpata ad un'altra raffineria di Tulsa*
2012	Hovensa LLC	Isole Vergini Americane	USA	500.000	In chiusura con probabile riconversione in terminale di deposito
<b>Totale</b>				<b>1.296.000 bbl/g</b>	
<b>Europa</b>					
2008	Koramo Kolin	Kolin	Repubblica Ceca	-	Chiusa
2008	MOL	Tiszaujvaros	Ungheria	-	Chiusa
2009	Total	Gonfreville	Francia	140.000	Chiusa una unità di distillazione
2010	ConocoPhillips	Wilhelmshaven	Germania	270.000	Chiusa; nel 2011 ne è stata annunciata la vendita.
2010	Petroplus	Teesside	Regno Unito	100.000	Convertita in terminale di deposito
2011	Total	Dunkirk	Francia	137.028	Chiusa
2011	Petroplus	Reichstett	Francia	84.800	Convertita in terminale di deposito
2011	Tamoil	Cremona	Italia	100.000	Chiusa
2011	Petrom	Arpechim Pitesti	Romania	70.000	Chiusa
2011	Lyondellbasell	Berre	Francia	105.000	Chiusa
2012	Petroplus	Cressier	Svizzera	60.000	Chiusura temporanea a causa dei problemi finanziari della compagnia
2012	Petroplus	Petit Couronne	Francia	160.000	Chiusura temporanea a causa dei problemi finanziari della compagnia
2012	Petroplus	Anversa	Belgio	107.000	Chiusura temporanea a causa dei problemi finanziari della compagnia
<b>Totale</b>				<b>1.333.828 bbl/g</b>	
<b>Asia</b>					
2009	Nihonkai Oil Co. Ltd.	Toyama	Giappone	57.000	Convertita in terminale di deposito
2011	Idemitsu	Tokuyama	Giappone	120.000	Prevista chiusura entro il 2014
2011	Showa Shell	Ohgimachi	Giappone	120.000	Chiusa
2011	Pak-Arab Refinery Co.	Mahmood Kot, Punjab	Pakistan	100.000	Chiusa
<b>Totale</b>				<b>397.000 bbl/g</b>	



# RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

(continua)

Tab. 2 Chiusura raffinerie area OCSE (continua)

RAFFINERIE MESSE IN VENDITA					
Anno	Compagnia	Sito	Paese	Capacità di distillazione primaria (b/g)	Status
<b>Nord America</b>					
2011	ConocoPhillips	Trainer, Pennsylvania e Bayway, New Jersey Philadelphia e Marcus Hook, Pennsylvania	USA	180.000 e 230.000	La compagnia sta decidendo se metterle in vendita oppure chiuderle
2011	Sunoco	Hook, Pennsylvania	USA	513.000 complessivi	Messa in vendita con alta probabilità di chiusura
2011	BP	Texas City, Texas	USA	460.000	Messa in vendita
2011	BP	Carson City, California	USA	266.000	Messa in vendita
<b>Totale</b>				<b>1.649.000 bbl/g</b>	
<b>Europa</b>					
2010	Total	Lindsey	Regno Unito	223.000	Messa in vendita
2012	ERG	Isab di Priolo	Italia	320.000	Venduto ulteriore 20% alla compagnia russa Lukoil che ne possiede ora l'80%
<b>Totale</b>				<b>543.000 bbl/g</b>	
RAFFINERIE VENDUTE					
Anno	Compagnia	Sito	Paese	Capacità di distillazione primaria (b/g)	Status
<b>Nord America</b>					
2010	Valero	Paulsboro, New Jersey	USA	185.000	Venduta alla statunitense PBF Energy
2010	Valero	Delaware City, Delaware	USA	190.000	Venduta alla statunitense PBF Energy
2011	Sunoco	Toledo, Ohio	USA	170.000	Venduta alla statunitense PBF Energy
<b>Totale</b>				<b>545.000 bbl/g</b>	
<b>Europa</b>					
2010	Shell	Heide	Germania	90.000	Venduta al Fondo di investimento statunitense Klesch
2010	Shell	Gothenburg	Svezia	87.000	Venduta alla holding finlandese Keele
2011	Shell	Amburgo	Germania	110.000	Alla fine dicembre è stata diffusa la notizia dell'accordo per la vendita dell'impianto alla compagnia svedese Nynas
2011	Ineos	Grangemouth e Lavera	Regno Unito	210.000 ciascuna	Venduta alla Joint Venture tra Ineos e Petrochina
2011	Shell	Stanlow	Regno Unito	270.000	Venduta alla compagnia indiana Essar
2011	Chevron	Pembroke	Regno Unito	220.000	Venduta alla compagnia statunitense Valero
<b>Totale</b>				<b>1.197.000 bbl/g</b>	

\*Nel giugno 2009 HollyFrontier Corporation ha acquistato dalla Sunoco la raffineria di Tulsa per una capacità di 85.000 b/g; nel dicembre 2009, la HollyFrontier ha acquistato dalla Sinclair Refining un'altra raffineria di Tulsa per una capacità di 75.000 b/g. La HollyFrontier ha integrato le due raffinerie in un unico complesso che ha attualmente una capacità complessiva di 125.000 b/g. Di fatto la capacità complessiva derivante dalla fusione è inferiore di 35.000 bbl/g alla sommatoria della capacità dei singoli impianti (160.000 bbl/g).  
Fonte: Oil & Gas Journal, Worldwide Refining Survey 2008, 2009, 2010 e 2011; siti delle compagnie.

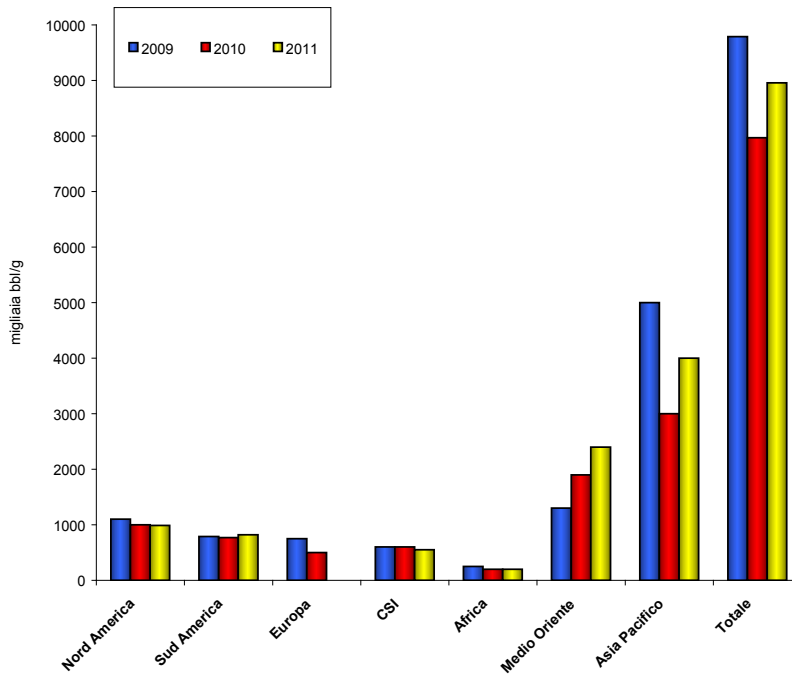
Al di fuori dall'area OCSE troviamo, invece, new comers agguerriti, in grado di sostenere una concorrenza impari con le raffinerie dei paesi industrializzati perché supportati da incentivi governativi e regimi fiscali favorevoli. In breve, il profilo mondiale dei progetti in distillazione primaria e in capacità di conversione è e sarà fortemente influenzato dall'evoluzione di Asia Pacifico e Medio Oriente. Anche se in Cina non è di fatto entrata in

esercizio alcuna nuova capacità nel 2011, numerosi sono i progetti pianificati o in costruzione, così come le raffinerie in fase di espansione. Lo stesso dinamismo interessa il Medio Oriente, circa il quale si prospetta una crescita di capacità sostenuta per tutto il decennio, principalmente proveniente da Arabia Saudita e Iraq.

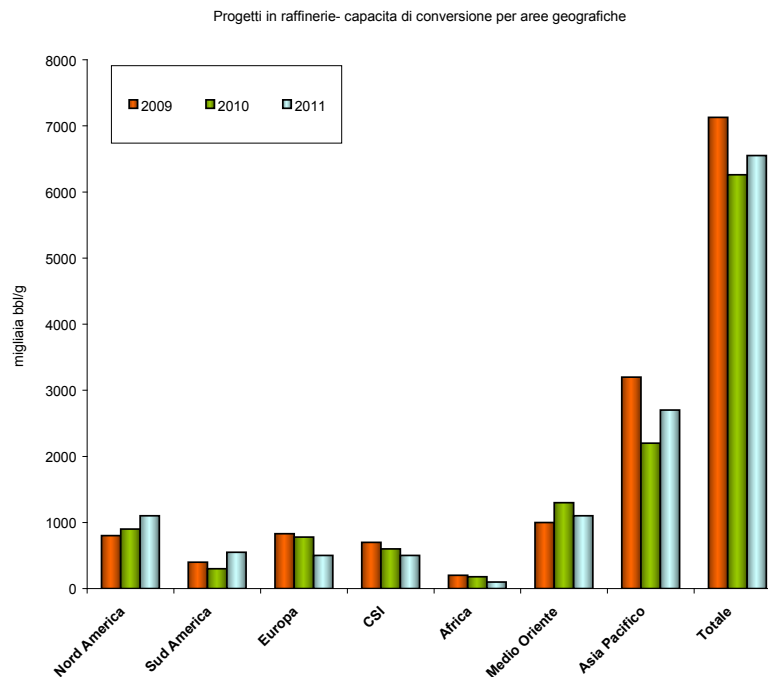
# RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

(continua)

Progetti in raffinerie- capacità di distillazione per aree geografiche



Progetti in raffinerie- capacità di conversione per aree geografiche



Fonte: elaborazione Rie su dati IFP, 2011

## RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

### Europa

L'industria di raffinazione europea continua a soffrire di overcapacity. Dopo le chiusure e messe in vendita di impianti rilevate nel periodo 2009-2011, il 2012 si è aperto con la notizia che Petroplus - primo raffinatore indipendente europeo - ha avviato la procedura di insolvenza per il fallimento delle trattative relative al congelamento di linee di credito per 1,75 miliardi di dollari. Un altro duro colpo per il refining del Vecchio Continente il cui tasso di utilizzo degli impianti è sceso dal 90% del 2005 al 75% di inizio anno<sup>6</sup>. L'inadeguatezza del sistema rispetto alla composizione della domanda, orientata verso il diesel a scapito della benzina, ha radici storiche; la capacità raffinatrice esistente è stata infatti commissionata in un momento in cui la domanda di gasolio era relativamente scarsa mentre la produzione principale era quella di benzina. Pertanto, solo una parte delle raffinerie complesse europee presenta impianti di hydrocracking, particolarmente idonei alla produzione della frazione oggi più richiesta. A questo problema strutturale si aggiungono un clima di investimento tutt'altro che favorevole, le incertezze in materia di Emission Trading Scheme e carbon tax e l'inseverimento della normativa sul contenuto di zolfo dei prodotti.

Ne deriva un quadro della raffinazione europea fortemente critico, come dimostrato sia dalla vendita sotto costo di alcuni importanti asset che dalla difficoltà, in altri casi, a reperire acquirenti. Tra i primi, si cita l'acquisizione da parte di Valero Energy, raffinatore indipendente statunitense, dell'impianto Chevron di Pembroke (UK) da 220.000 bbl/g per 480 milioni di dollari, una cifra di molto inferiore al suo costo di sostituzione<sup>7</sup> stimato in ben 3,4 miliardi. Un simile costo di acquisizione, unito alle vantaggiose caratteristiche della raffineria - una delle più grandi e complesse dell'Europa occidentale - consentirà a Valero di realizzare profitti interessanti anche con margini deboli. Analogamente, la compagnia indiana Essar ha acquisito la raffineria UK di Stanlow di proprietà della Shell ad un prezzo estremamente vantaggioso rispetto al replacement cost dell'impianto. Tuttavia, la buona riuscita di queste ed altre operazioni di vendita non garantisce il successo di futuri accordi; alcune trattative sono ferme oppure sono state interrotte. Total, ad esempio, ha ritardato diverse volte la data di annuncio di un acquirente per la sua raffineria di Lindsey (UK), sul mercato da 18 mesi. Altrettanto difficoltose le trattative per l'acquisto dell'impianto Shell di Amburgo, conclusesi solo di recente dopo l'interruzione precedentemente in corso con l'indiana Essar (tab.2).

Quali prospettive di medio termine in un simile contesto? In

base ai progetti in corso o pianificati, si conferma anche per i prossimi anni la dinamica già in atto da circa un decennio: si investe poco o nulla in capacità primaria mentre in termini di capacità di conversione, i pochi investimenti in corso riguardano impianti di hydrocracking. Tra i principali progetti, si riporta l'espansione da 110.000 bbl/g dell'impianto di Cartagena (Repsol) in Spagna e quella da 90.000 bbl/g della raffineria polacca di Gdansk del gruppo Lotos<sup>8</sup>, mentre nessuna espansione di capacità primaria è attesa nel Nord Europa. Diversi gli investimenti progettati in unità di hydrocracking e idro-desulfurazione, principalmente in Spagna e UK, per un incremento atteso della capacità di conversione e desolfurazione pari rispettivamente a 0,5 e 0,3 mil. bbl./g tra 2011 e 2015<sup>9</sup>. Tuttavia, l'insolvenza di Petroplus ha posto l'accento su un aspetto particolarmente critico e destinato a perdurare: gran parte degli investimenti necessari ad adeguare il sistema ai consumi necessita di un forte appoggio bancario, oggi estremamente difficile da ottenere. Per il refining europeo, occorrerà ancora diverso tempo prima che i venti soffino nuovamente a favore.

### Nord America

Più sfaccettato, anche se non sempre roseo, il quadro del refining nord-americano, storico protagonista del settore ma non indenne alla grande recessione del 2009. Nel contesto attuale, sono le raffinerie della East Coast statunitense quelle maggiormente penalizzate perché, necessitando di processare qualità pregiate, indicizzate al Brent piuttosto che al WTI, pagano il greggio che acquistano ad un prezzo significativamente più alto della media nazionale e, in misura ancora maggiore, degli impianti del Midwest. La criticità di questa condizione è resa evidente dalla messa in vendita delle raffinerie Philadelphia e Marcus Hook di proprietà della Sunoco, aventi una capacità complessiva di 513.000 bbl/g. Ad infliggere il colpo finale è stata la guerra in Libia e la conseguente minore disponibilità mondiale di greggi pregiati; pur non essendo Tripoli il loro principale fornitore, in quanto processano prevalentemente il greggio light e sweet proveniente da Nigeria, Norvegia e Azerbaijan, le raffinerie della Sunoco hanno iniziato a registrare performance ben peggiori delle rivali del Midwest - che beneficiano dei poco costosi greggi che confluiscono nel terminale di Cushing, dove rimangono intrappolati per mancanza di strutture per l'export - o di quelle del Golfo USA - dove prevalgono impianti complessi in grado di processare qualità più scadenti e meno costose. Date queste condizioni, l'obiettivo di Sunoco di uscire

## RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

dal business della raffinazione entro il 2012 si scontra con il non facile reperimento di buyers interessati.

Tuttavia, il caso americano risulta molto meno monotono di quello europeo. Tra chiusure e messe in vendita, gli Stati Uniti sono forieri anche di qualche buona notizia. Uno sguardo agli investimenti programmati consente di stimare un incremento di capacità di distillazione pari a 0,5 mil. bbl./g tra 2011 e 2015<sup>10</sup>, principalmente di matrice USA e focalizzato sull'espansione di strutture già esistenti. Rileva notare come i progetti relativi alle unità del Midwest puntino a rendere idonee le raffinerie a ricevere crescenti volumi disponibili di sabbie bituminose di origine canadese.

Una novità assoluta, per quanto non definitiva, riguarda la possibile costruzione di una nuova raffineria nel Nord Dakota in prossimità dei campi di shale oil di Bakken. Si tratterebbe della prima raffineria costruita in territorio USA dal 1975. Con solo un impianto da 58.000 b/g di proprietà della Tesoro Corp, la domanda di diesel dell'area spesso eccede significativamente la produzione, soprattutto in questo momento di forte espansione economica che richiede l'impiego di numerosi veicoli a diesel, anche al fine di ovviare all'inadeguatezza delle infrastrutture logistiche e di trasporto dai distanti impianti del Midwest. Per far fronte a questa nuova necessità, la Dakota Oil Process avrebbe pianificato la costruzione di una raffineria da 20.000 b/g al fine di coprire il 10% circa della domanda di diesel dello Stato.

In termini di capacità secondaria, i progetti esistenti indicano un incremento atteso di 0,6 mil. bbl./g in capacità di conversione, principalmente tramite nuovi hydrocraker o espansione di quelli esistenti, al fine di soddisfare la crescente domanda di distillati medi. In aumento anche la capacità di desolforazione (+0,4 mil. bbl./g) in linea con l'evoluzione attesa di quella di distillazione primaria, per via della necessità di rispondere ai rigidi standard qualitativi in termini di contenuto di zolfo di benzina e diesel.

### America Latina

In quest'area, l'incremento atteso di capacità primaria è pari a 0,8 mil. bbl./g entro il 2015, grazie al principale apporto del Brasile. Nei prossimi anni, i progetti avviati riguardano principalmente l'espansione di strutture esistenti, come l'investimento Pernambuco (Petrobras/PDVSA) da 230.000 bbl/g. Oltre l'orizzonte considerato, si assisterà invece alla costruzione di nuovi impianti, già annunciati da Petrobras, con il fine di lavorare i greggi pesanti resi disponibili dai bacini pre-salt dell'offshore brasiliano.

Tra i progetti in capacità secondaria si stima, per la regione, un aumento di 0,6 mil. bbl./g in capacità di conversione e di 0,9 in termini di desolforazione. Con questi incrementi, le raffinerie export-oriented puntano a soddisfare anche la domanda di prodotti dei paesi sviluppati, soggetta a più ristrette specifiche qualitative rispetto alla richiesta locale, che tuttavia evolve verso un miglioramento degli standard.

### Medio Oriente

Tra le aree a maggior sviluppo atteso figura il Medio Oriente con un incremento stimato della capacità primaria di raffinazione pari a 1,1 mil. bbl./g tra 2011 e 2015, principalmente provenienti da raffinerie grassroot. Tra i progetti principali, avviati o annunciati, si citano i complessi di Jubail e Yanbu in Arabia Saudita, per una capacità di 400.000 bbl/g ciascuno, e la raffineria Ruwais da 417.000 bbl/g negli Emirati Arabi Uniti.

Degno di nota il caso dell'Iraq, in cerca di investitori per costruire 5 nuovi impianti per una capacità complessiva di 900.000 bbl/g<sup>11</sup>, un volume superiore all'esistente (870.000 bbl./g). Dei progetti in corso, quello più avanzato riguarda l'impianto di Karbala, nel centro dell'Iraq, che dovrebbe coinvolgere anche l'italiana Saipem; la capacità attesa, interamente destinata a soddisfare la domanda locale di prodotti oil, sarà compresa tra 150.000 e 200.000 bbl/g. Nel complesso, si tratta di piani ambiziosi specie se si considera il clima di grande corruzione che caratterizza il territorio iracheno e che rappresenta un deterrente per gli investitori internazionali. Gran parte dei citati progetti giungerà a compimento dopo il 2015.

In termini di capacità di conversione, il Medio Oriente è atteso mostrare una crescita di 0,5 mil. bbl./g tra 2011 e 2011; più marcato, l'aumento delle unità di desolforazione per complessivi 1,1 mil. bbl./g.

### Asia Pacifico

È l'area in cui si concentrerà il maggiore aumento di capacità, sia primaria che secondaria, principalmente proveniente da Cina e India. Anche se nel 2011 Pechino non ha messo a segno nessun aumento di capacità di distillazione, sono molti i progetti annunciati che portano a stimare un incremento pari a 2 mil. bbl./g entro il 2015. Tra quelli in avanzata fase di costruzione si cita l'espansione da parte di Sinopec della raffineria di Maoming, nella provincia di Guangdong, per complessivi 200.000 bbl/g<sup>12</sup>, mentre nella stessa area sono state chiuse due unità minori. Ancora, Petrochina sta costruendo un nuovo impianto da 200.000 bbl/g nella provincia

## RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

di Sichuan e sta raddoppiando la capacità della raffineria di Hubai.

Significativo anche l'aumento di capacità primaria di matrice indiana. In questo caso, colpisce il ruolo di rilievo svolto dal settore privato, specie da quando - a metà anni degli '90 - il governo ha consentito la realizzazione di nuovi progetti in raffinazione. Ne è un esempio l'impianto di Vadinar della Essar Oil, avviato nel 2006/2007 con una capacità iniziale di 210.000 bbl/g, successivamente ampliata a 280.000. Allo stato attuale, sono state annunciate due ulteriori fasi di espansione; la prima, prossima al completamento, prevede il raggiungimento di una capacità primaria di 360.000 bbl/g; la seconda, che punta al raddoppio (720.000), verrà invece con buone probabilità realizzata dopo il 2015. Significativi anche gli investimenti da parte di raffinatori statali: la costruzione della raffineria Paradip di Orissa da parte della Indian Oil è prevista operativa ad inizio 2013.

Anche in termini di capacità secondaria, l'Asia Pacifico è la regione che segnerà il maggior aumento atteso entro il 2015 sia in termini di conversione (+1,6 mil. bbl./g) che di desolfurazione (+2,6 mil. bbl./g). La crescente domanda interna di questi mercati è il primo driver di crescita del comparto che persisterà anche oltre l'orizzonte 2015; tuttavia occorre ricordare come lo sviluppo del refining nell'area in esame sia altresì sostenuto da un forte sostegno governativo (in Cina, è stato emanato un piano di incentivazione volto a favorire la creazione di nuovi impianti e l'upgrading di quelli esistenti per migliorare la qualità dei prodotti) e di un regime fiscale favorevole (in India le raffinerie export-oriented possono godere di esenzioni fiscali).

Completamente diverse le dinamiche del Giappone, che pur rientrando geograficamente nell'area in esame, rispecchia le criticità del refining OCSE. A seguito dell'ordinanza emessa dal Ministero dell'Economia, dell'Industria e del Commercio nel luglio 2009, che richiedeva ai raffinatori di conseguire un rapporto tra capacità di craking e distillazione primaria pari ad almeno il 13% entro il 2014, molti operatori hanno proceduto alla chiusura di unità di distillazione e/o all'upgrading dell'esistente. Anche in considerazione del trend ribassista della domanda petrolifera, atteso continuare nel medio termine, i raffinatori giapponesi sembrano più propensi a chiudere che ad investire. Ad inizio 2011, JX, Idemitsu e Showa Shell hanno proceduto o annunciato la chiusura di impianti per complessivi 600.000 bbl./g. Complessivamente si stima che entro il 2015 la capacità di raffinazione del Giappone possa ridursi di complessivi 1 mil. bbl./g.

### Africa

Non si smette di parlare della Cina anche cambiando continente; lo sviluppo del refining in Africa verrà infatti fortemente influenzato dagli investimenti cinesi. Il sistema di raffinazione africano risulta essere del tutto inadeguato a rispondere qualitativamente e quantitativamente alla domanda interna; dei numerosi investimenti annunciati a partire dal 2000, pochissimi sono giunti a compimento, principalmente per vincoli di natura finanziaria. In un simile contesto, mentre le major occidentali si stanno allontanando dal paese (Shell e BP hanno venduto all'indiana Essar Oil le loro partecipazioni nella raffineria keniota Kprl; Shell sta disinvestendo in Cameroon, Costa d'Avorio, Gabon e Senegal), le compagnie cinesi rafforzano la loro presenza sul territorio. Il coinvolgimento di Pechino si basa su investimenti strutturati in modo completamente diverso da quelli che si avevano con il mondo occidentale: possono contare su costi più bassi e, in cambio di investimenti e sviluppo di infrastrutture, la Cina importa greggio africano. Laddove il coinvolgimento cinese è assente, la difficoltà di attirare investitori internazionali è enorme. Tra i progetti che esulano dalla partecipazione di Pechino, si cita la costruzione di un impianto da 200.000 bbl./g da parte della Sonangol.

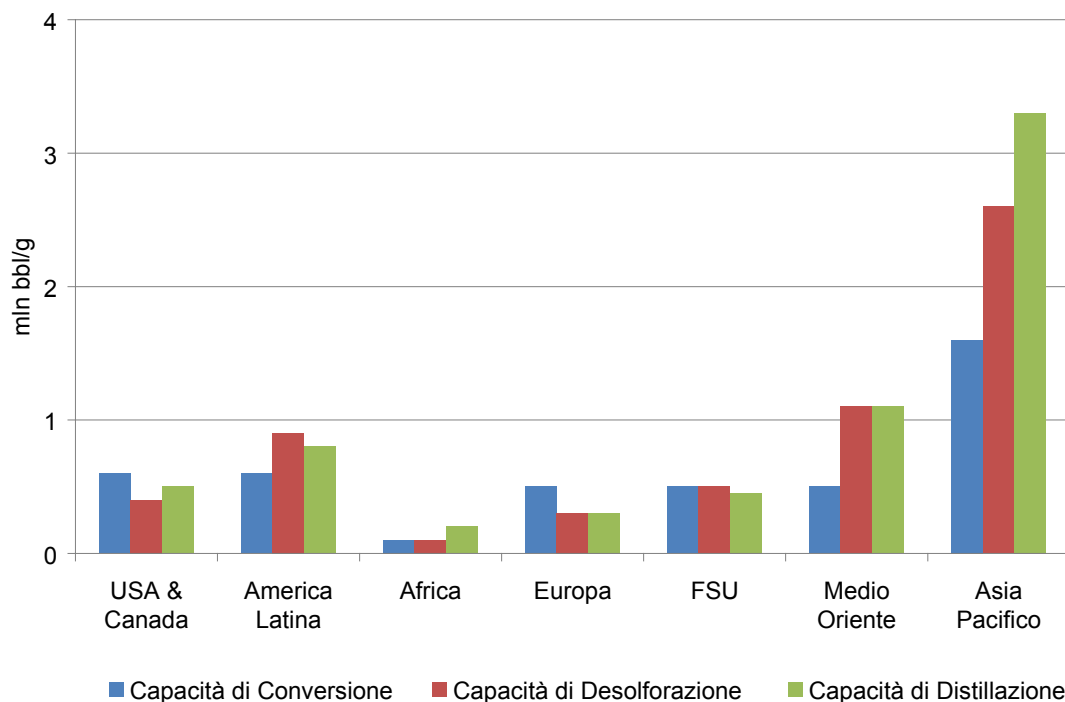
La crescente domanda interna di prodotti raffinati, unitamente alla disponibilità di greggio locale, giustificherebbero certamente un significativo ammontare di investimenti in nuova capacità di raffinazione; tuttavia una serie di vincoli e condizioni locali ne limiterà lo sviluppo ad appena 0,15 mil. bbl./g entro il 2015. Analogamente, saranno ridotti anche gli investimenti in capacità secondaria.

### FSU

Tra il 2011 e il 2015 l'area in esame è prevista incrementare la sua capacità di distillazione di 0,5 mil. bbl./g, coinvolgendo in primis gli impianti esistenti di Russia e Bielorussia. A Mosca, la maggior parte dei progetti punta ad incrementare la capacità di conversione e hydrotreating per far fronte alla crescente domanda di distillati medi e alle specifiche qualitative ad essa connesse, specialmente in Europa. La Russia ha altresì annunciato la sua intenzione di aumentare la capacità di raffinazione sulla Costa Pacifica che verrebbe alimentata dalla nuova pipeline ESPO con origine nella Siberia Orientale. Nell'area in esame, lo sviluppo del settore evolverà verso la sostituzione degli obsoleti impianti esistenti al fine di conseguire un maggior livello di complessità e flessibilità.

# RAFFINAZIONE MONDIALE: STRATEGIE, NUOVI ATTORI E PROSPETTIVE NELL'ATTUALE FASE DI OVERCAPACITY

Incrementi attesi di capacità primaria e secondaria 2011-2015



Fonte: elaborazioni RIE su dati World Oil Outlook, 2011

## Conclusioni

Il sistema mondiale di raffinazione sta vivendo una fase di overcapacity, avviata con la recessione del 2009, che colpisce criticamente le aree a domanda stagnante o in declino dell'area OCSE che stanno ridisegnando, come negli anni '80, i loro confini geografici, settoriali e produttivi; trading asset, chiusure, conversioni e accorpamenti caratterizzano la recente storia dell'industria di raffinazione di Europa, Stati Uniti e Giappone pur con significative differenze. Relativamente al mondo non-OCSE, il quadro cambia completamente. Il futuro della raffinazione mondiale sarà principalmente guidato da Asia e Medio Oriente dove si concentreranno nel medio termine la maggior parte degli investimenti programmati.

Indubbiamente, è il Vecchio Continente quello che più soffre l'attuale surplus mondiale di capacità, per una serie di cause concomitanti quali: declino strutturale e congiunturale della domanda; margini depressi; normativa ambientale particolarmente severa che detta stringenti specifiche qualitative dei prodotti; vincolanti obiettivi di Politica Energetica Europea; forte concorrenza dei paesi emergenti. In Europa, nel periodo 2008-2011 sono stati chiusi 13 impianti per una capacità complessiva pari a 1,3 mil. bbl./g. La tendenza prevalente sembra essere quella di tentare la messa in vendita dell'impianto prima di procedere alla sua chiusura o riconversione, in una sorta di waiting game in cui si punta ad osservare le mosse degli altri prima di agire. In termini di attori coinvolti, si osserva come la

maggior parte delle compagnie che hanno venduto o chiuso i propri impianti sono le grandi majors come Shell, Total, Chevron e ConocoPhillips. Per contro, i buyer rientrano in una casistica molto più ampia che comprende raffinatori indipendenti (Ineos UK, Valero USA), compagnie di stato asiatiche (Petrochina, Cina ed Essar Oil, India), fondi di investimento (Klesch, Svizzera), imprese russe (Rosneft e Lukoil). La diversità degli acquirenti riflette di fatto la peculiarità dei singoli obiettivi d'acquisto: dalla ricerca di mercati di sbocco per la produzione domestica di greggio (Lukoil e Rosneft), all'accesso al mercato europeo come parte di un piano di espansione internazionale (Petrochina e Essar), alla conduzione di operazioni di raffinazione in modo indipendente (Klesch), allo sfruttamento di sinergie con il sistema di raffinazione USA (Valero)<sup>13</sup>.

Sempre relativamente alla situazione europea, rileva infine notare come gran parte delle operazioni di vendita e di chiusura abbia sinora riguardato i paesi del Nord, mentre al Sud dinamiche di questo tipo sono state, ad oggi, limitate. Il che stupisce in considerazione del fatto che i paesi dell'Europa del Sud sono quelli più colpiti dall'attuale crisi finanziaria. Nel lungo elenco di chiusure, figura di fatto solo la nostrana Tamoil per l'area meridionale del Continente.

Altrettanto peculiare e molto più sfaccettata è la situazione negli USA. Dal 2008 sono stati chiusi 12 impianti, prevalentemente di proprietà di operatori di minori dimensioni, per una capacità

complessiva prossima a quella europea di 1,3 mil. bbl./g. Tuttavia, nonostante l'overcapacity esistente e le prospettive di riduzione della domanda petrolifera interna, anche per via della crescente penetrazione dei biofuels, l'aumento della produzione locale di greggio in alcune aree degli Stati Uniti sta mantenendo in vita il settore. In particolare, l'ingente quantitativo di greggio reso disponibile dai campi di shale oil di Bakken (Nord Dakota) e Eagle Ford (Texas) e dalla crescente offerta di tar sand canadesi, unitamente alla mancanza di infrastrutture logistiche adeguate a trasportare il greggio verso il Golfo USA, stanno determinando significativi sconti sui prezzi di acquisto del greggio a vantaggio dei raffinatori locali. Anche se i progetti, in corso o programmati, volti alla costruzione di nuove pipeline elimineranno gradualmente questa particolare congiuntura, è evidente che in alcune zone il refining USA stia beneficiando di una ripresa della produzione domestica di greggio. L'accesso alla materia prima prodotta in loco incrementa la sostenibilità delle raffinerie; lo dimostra il fatto che, negli ultimi anni, a fronte di una riduzione della domanda interna, l'esportazione di prodotti petroliferi made in USA è aumentata significativamente, con particolare enfasi sui distillati medi il cui export è passato da 138.000 bbl/g nel 2005 a 656.000 nel 2010. Ben diversa la condizione della costa est, quella più interessata da chiusure e messe in vendita degli impianti per via della loro minore competitività rispetto alla media nazionale. In sostanza, la possibilità di nuove chiusure, principalmente concentrate nella parte nord-orientale degli Stati Uniti, si interfaccia con probabili aumenti di capacità nelle nuove aree di produzione di greggio. Complessivamente la situazione si prospetta meno grave che non a livello europeo.

Parallelamente agli sviluppi descritti, si delinea un trend di disintegrazione verticale da parte delle majors; molte si sono infatti poste l'obiettivo di ridurre la loro presenza nel downstream soprattutto

nelle regioni industrializzate. A titolo di esempio, la recente suddivisione di Marathon in due distinte compagnie: Marathon Oil per E&P e Marathon Petroleum per la raffinazione, decisione che potrebbe essere presto emulata da Conoco Phillips. Concludendo con un cenno al caso italiano, rileva la progressiva riduzione della presenza di Erg nella raffinazione a seguito dell'acquisto da parte di Lukoil dell'80% della raffineria ISAB di Priolo (320.000 bbl./g). Nel nostro paese si riscontra appieno la tendenza rilevata per l'Europa nel suo complesso, come si evince dalla chiusura dell'impianto Tamoil di Cremona nel 2011 e dal possibilismo che circonda il fermo di altri impianti, esprimendo al meglio le criticità di una simile condizione. Per un paese non ricco di idrocarburi, la cui domanda viene quasi interamente soddisfatta dalle importazioni, il fatto di poter contare su un'industria interna di prodotti raffinati, carburanti in primis, è di indubbia importanza. Se questa condizione dovesse venir meno ci troveremmo di fronte ad una doppia e rischiosa dipendenza dall'estero, legata tanto alla materia prima quanto al prodotto finito, con gravi conseguenze sia sul piano industriale che su quello della sicurezza energetica interna<sup>14</sup>. La distruzione della capacità di raffinazione aggiungerebbe, di fatto, un nuovo capitolo alla già lunga saga delle industrie italiane scomparse con il rischio di diventare sempre più "una sorta di colonia, subordinata alle esigenze economiche, sociali e politiche di altri paesi che tale industria posseggono"<sup>15</sup>. In conclusione, considerando il perdurante stato di overcapacity mondiale, atteso proseguire anche nel medio termine, un piano europeo sulla raffinazione si rende quanto più necessario. Il mantenimento della competitività sui mercati internazionali, compatibilmente con la legislazione ambientale comunitaria e con quella sui cambiamenti climatici, è una condizione essenziale per programmare gli investimenti necessari ad adeguare il comparto all'evoluzione dei consumi<sup>16</sup>.

<sup>1</sup> Le vendite di automobili con motori che impiegano tecnologie a diesel pulite è aumentata di un impressionante 27,4% nel 2011 rispetto al 2010.

<sup>2</sup> Anche nel prossimo futuro, la situazione non subirà rilevanti modifiche. Infatti, l'effetto delle misure UE volte a equiparare la tassazione applicata ai carburanti entro il 2018, in modo da equilibrare i consumi di benzina e diesel, si compensa con quello generato dai nuovi limiti circa il contenuto di zolfo del bunker marino utilizzato nelle Aree di Controllo delle Emissioni (Eca) definite dall'International Maritime Organization, che di fatto incentiva il consumo di distillati medi (gasolio marino).

<sup>3</sup> Fonte: elaborazioni RIE su dati OPEC; World Oil Outlook 2011.

<sup>4</sup> La capacità di conversione (penultima colonna in tabella 1) viene calcolata rapportando la capacità di cracking catalitico e hydrocracking catalitico a quella di distillazione primaria.

<sup>5</sup> Hydrotreating: rappresenta la classe di processi catalitici più diffusa nell'industria della raffinazione, con finalità che vanno dalla saturazione di idrocarburi insaturi, sia olefinici che aromatici, alla rimozione di elementi indesiderati (zolfo, azoto, ossigeno e metalli pesanti) dalle varie frazioni petrolifere.

<sup>6</sup> Fonte: Frost & Sullivan, tratto da Oil & Gas Journal, febbraio 2012.

<sup>7</sup> Costo di sostituzione o replacement cost: investimento necessario per costruire un impianto simile ai prezzi correnti.

<sup>8</sup> Oil & Gas Journal, Worldwide Refineries Survey, gennaio 2012.

<sup>9</sup> Fonte: OPEC, World Oil Outlook 2011.

<sup>10</sup> Ibidem.

<sup>11</sup> Petroleum Economist, settembre 2011.

<sup>12</sup> La configurazione del settore in Cina è attesa mutare significativamente nel medio termine in quanto il governo ha imposto l'eliminazione delle raffinerie con capacità inferiore a 40.000 bbl/g.

<sup>13</sup> Valero intende rientrare nel mercato dei carburanti della costa orientale degli USA, dopo la vendita alla PBF dei due impianti che deteneva in loco; ed è proprio in quella direzione che viaggia il 50% circa della produzione di benzina di Pembroke. Sulla via del ritorno, è anche ragionevole attendersi che le petroliere vengano ricaricate di diesel e di jet fuel prodotti dalle 6 raffinerie Valero del Golfo USA, da destinare a loro volta ai mercati UK e dell'Europa Continentale.

<sup>14</sup> Non è tutt'oro quello che è raffinazione, Notizie Statistiche Unione Petrolifera, 2010.

<sup>15</sup> Luciano Gallino, La scomparsa dell'Italia industriale, 2003.

<sup>16</sup> Elaborazione Rie su Audizione Unione Petrolifera, 17 gennaio 2012.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 19 gennaio 2012 5/2012/R/eel** | “Verifica di conformità delle proposte di modifica dei capitoli 4 e 7 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete e del relativo allegato A25 predisposte da Terna S.p.A.” | pubblicata il 20 gennaio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/005-12.htm>

Con la delibera de qua l'AEEG approva le proposte di adeguamento del Codice di rete formulate da Terna nell'ambito del graduale processo di riforma del Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) previsto dalle disposizioni di cui alla legge 2/09.

Tali proposte, nelle considerazioni del Regolatore, contengono miglioramenti delle attuali disposizioni del Codice di rete, nella misura in cui le stesse prevedono:

- una modifica al Capitolo 4 relativamente ai criteri di abilitazione all'offerta di accensione;
- una modifica al Capitolo 7 con riferimento ai parametri di soglia per il calcolo del corrispettivo unitario di mancato rispetto dell'ordine di accensione;
- una modifica all'Allegato A25 avente ad oggetto le nuove modalità di determinazione dei programmi vincolanti di immissione o di prelievo.

Nel deliberare l'approvazione delle predette modifiche il Regolatore osserva, tuttavia, di rimanere in attesa del completamento da parte di Terna della più ampia revisione della disciplina del dispacciamento prevista ed avviata con propria Deliberazione ARG/elt 160/11 del 17 novembre 2011.

■ **Delibera 6 dicembre 2011 PAS 25/11** | “Parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Ministero dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e dei Trasporti, in materia di modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e al Regolamento del mercato del gas” | pubblicata il 16 gennaio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/025-11pas.htm>

Con la delibera in oggetto l'Autorità esprime il proprio parere favorevole, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, alla proposta di modifica del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (nel seguito: Testo Integrato) attuata in via d'urgenza dal GME in data 19 ottobre 2011 ed avente ad oggetto, nello specifico, la modifica dell'art. 79 del Testo Integrato, ovvero l'abbassamento dei requisiti minimi di rating richiesti agli istituti bancari al fine di poter rilasciare garanzie fideiussorie, a favore del GME, nell'interesse degli operatori di mercato, affinché quest'ultimi possano presentare offerte sui mercati dell'energia.

Nell'ambito della medesima deliberazione l'AEEG delibera,

altresì, di dare proprio parere favorevole al MiSE in merito alla proposta di modifica dell'articolo 45 del Regolamento M-GAS, attuata in via d'urgenza dal GME - sempre in data 19 ottobre 2011 - e concernente, in analogia a quanto sopra, l'abbassamento dei requisiti minimi di rating richiesti agli istituti bancari al fine di poter rilasciare garanzie fideiussorie, in favore del GME, agli operatori che intendono avvalersi di tale strumento per l'operatività sul mercato all'ingrosso del gas.

Tra le motivazioni a supporto del rilascio dei pareri favorevoli in commento, l'AEEG ha evidenziato che l'abbassamento dei requisiti minimi di rating preserva comunque un livello di credito di “buona qualità e con bassa prospettiva di rischio”, anche in considerazione delle valutazioni riportate nelle scale delle agenzie internazionali di rating.

Il Regolatore ritiene che le relative proposte di modifica al Testo Integrato ed al Regolamento del M-GAS sono ammissibili nel contesto generale dell'attuale crisi finanziaria, a condizione peraltro che il GME monitori costantemente il livello di rating degli istituti bancari che hanno rilasciato garanzie fideiussorie agli operatori delle proprie piattaforme di mercato e, se del caso, informi tempestivamente l'Autorità e il MiSE di ogni eventuale declassamento del rating subito dai medesimi istituti bancari.

■ **Delibera 26 gennaio 2012 11/2012/R/EFR** | “Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2011, ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi, per l'anno 2012” | pubblicata il 26 gennaio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/011-12.htm>

Con la delibera in oggetto, in continuità con quanto deliberato negli esercizi precedenti, l'AEEG quantifica e pubblica per il 2012 ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi emessi dal GSE, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Con riferimento al quadro regolatorio vigente in materia, si segnala che, l'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 (Legge Finanziaria 2008), prevede che, a partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE - ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 - siano collocati, da parte del medesimo Gestore sul relativo mercato, ad un prezzo fisso pari alla differenza tra:

- il valore convenzionale di 180 €/MWh;

e

- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente, come definito e pubblicato dal Regolatore entro il 31 gennaio di ogni anno in



# Novità normative di settore (continua)

attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Riguardo al secondo dei valori di cui sopra, con deliberazione ARG/elt 24/08 del 26 febbraio 2008, il Regolatore ha definito i criteri e le modalità per la determinazione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, prevedendo che, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi, tale valore sia posto pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zonali orari, di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 recante "Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04".

Per quanto premesso, con il provvedimento de quo, l'Autorità delibera che, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi per il 2012, il valore medio annuo del prezzo di cessione 2011 dell'energia elettrica - calcolato in base ai criteri stabili dalla citata delibera ARG/elt 24/08 e da sottrarre al valore convenzionale di 180 €/MWh - sia pari a 74,72 €/MWh; conseguentemente il prezzo dei certificati verdi emessi e collocati sul relativo mercato da parte del GSE, risulterà, nell'anno in corso, pari a 105,28 €/MWh.

## GAS

■ **Delibera 19 gennaio 2012 6/2012/R/gas | "Disposizioni in materia di contribuzione al contenimento dei consumi di gas naturale, ai sensi dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 11 settembre 2007 e 29 dicembre 2011" | pubblicata il 20 gennaio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/006-12.htm>**

Con il provvedimento de quo l'Autorità, in attuazione delle recenti disposizioni dettate dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 dicembre 2011, definisce le condizioni di partecipazione ed adesione al meccanismo di contenimento dei consumi di gas naturale per l'anno termico 2011/2012, aggiornando ed integrando, sulla base dei criteri e delle finalità poste dal medesimo decreto, le condizioni in precedenza definite con la deliberazione ARG/gas 1/11 del 10 gennaio 2011.

In materia giova premettere che con Decreto Ministeriale 11 settembre 2007 recante "obbligo di contribuire al contenimento dei consumi di gas", il MiSE ha disposto che tutti i clienti finali del comparto gas sono, in misura diversa, obbligati a contribuire all'obiettivo nazionale di contenimento dei consumi; alcuni direttamente, attraverso il contenimento dei propri consumi della materia prima gas, altri indirettamente, attraverso il versamento di uno specifico corrispettivo determinato su base

annuale.

In seguito - prima con il Decreto Ministeriale 28 dicembre 2010 e da ultimo, mediante il citato DM 29 dicembre 2011 - il MSE ha ridefinito i termini e le condizioni di partecipazione all'obbligo di contenimento dei consumi gas, limitandola ad una adesione volontaria da parte dei clienti finali interessati e, per l'anno in corso, circoscrivendo l'applicazione temporale del meccanismo incentivante, unicamente al periodo compreso fra il 6 febbraio ed il 1 aprile 2012.

In particolare, l'articolo 1, comma 9, del Decreto Ministeriale 29 dicembre 2011 ha previsto che il Regolatore definisca, entro il 18 gennaio 2012, con propria deliberazione a carattere di urgenza e indifferibilità, il valore dei corrispettivi, dei premi, delle penali e degli incentivi di riferimento in materia di contenimento dei consumi gas, aggiornando ed integrando allo scopo le valorizzazioni già introdotte con le deliberazioni in precedenza adottate dalla medesima Autorità.

Con il provvedimento in oggetto, pertanto l'AEEG definisce, ai sensi del decreto ministeriale 29 dicembre 2011, per l'anno termico 2011/2012:

- a) i corrispettivi da applicare a tutti i clienti finali finalizzati alla contribuzione del meccanismo di contenimento dei consumi gas;
- b) i premi riconosciuti ai clienti finali che partecipano a titolo effettivo e volontario al contenimento dei consumi di gas e le relative penali applicate agli stessi clienti finali in caso di inadempienza;
- c) i compensi riconosciuti alle imprese di vendita per l'attività di promozione e gestione nei confronti dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi tramite la medesima impresa di vendita;
- d) le modalità di versamento e di destinazione dei corrispettivi e delle penali e le modalità di erogazione dei premi, nonché i soggetti deputati alla gestione della relativa contabilità e degli adempimenti finanziari connessi;
- e) le modalità di recesso dall'adesione al meccanismo di contenimento dei consumi di gas, assunta da parte dei clienti finali, ai sensi dell'articolo 3, comma 3, lettera a), del decreto 11 settembre 2007, prima dell'entrata in vigore del decreto 29 dicembre 2011.

Con particolare riferimento a quanto indicato al punto e), l'AEEG delibera che i clienti finali - i quali alla data di entrata in vigore del decreto 29 dicembre 2011 avevano già aggiornato, ai sensi dell'articolo 8, comma 2, del decreto 11 settembre 2007, il proprio contratto di fornitura con l'aggiunta della clausola di adesione individuale al contenimento dei consumi gas - hanno facoltà, ai sensi del decreto 29 dicembre 2011, di recedere, entro il 27 gennaio, dall'applicazione della clausola di adesione individuale unicamente al fine di aderire al contenimento dei consumi tramite soggetto mandatario o impresa di vendita di riferimento.

# Agenda GME

■ 16 Febbraio

**Nuove tariffe di trasporto di gas ed elettricità, oneri aggiuntivi e sistema informativo integrato: impatti sui mercati nel 2012**

Giornata dell'Energia

Milano, Italia

Organizzazione: nomisma energia

[www.nomismaenergia.it](http://www.nomismaenergia.it)

■ 28-29 febbraio

**Il nuovo mercato del gas naturale: gli impatti operativi e gestionali per gli operatori**

Milano, Italia

Organizzatore: Academy London Stock Exchange Group

<http://www.academy.londonstockexchange.com>

■ 20-21 marzo

**Certificati Bianchi, Titoli di Efficienza Energetica a portata di mano**

Milano, Italia

Organizzatore: FIRE

[www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it)

■ 21-22 marzo

**RECS Market Meeting**

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: RECS International

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

## Gli appuntamenti

17 febbraio

**Il ruolo delle utility per lo sviluppo dell'Italia e dell'Europa: quali azioni**

Milano, Italia

Organizzatore: Agici

[www.agici.it](http://www.agici.it)

17 febbraio

**Fonti rinnovabili negli edifici. Profili autorizzatori**

Reggio Emilia, Italia

Organizzatore: Edizioni ambiente

<http://www.nextville.it>

17 febbraio

**Problematiche del Condominio per gli interventi di efficientamento energetico e di installazione di impianti a fonti rinnovabili**

Reggio Emilia, Italia

Organizzatore: Edizioni ambiente

[www.nextville.it](http://www.nextville.it)

17 febbraio

**Il ruolo delle utility per lo sviluppo dell'Italia e dell'Europa: quali azioni**

Milano, Italia

Organizzatore: Agici

[www.agici.it](http://www.agici.it)

17-18 febbraio

**Fiscalità per gli interventi IAFR e di efficientamento energetico su edifici**

Reggio Emilia, Italia

Organizzatore: Edizioni ambiente

[www.nextville.it](http://www.nextville.it)

18 febbraio

**Cogenerazione e trigenerazione nel condomino**

Reggio Emilia, Italia

Organizzatore: Edizioni ambiente

[www.nextville.it](http://www.nextville.it)

21 febbraio

**Mercati del GNL: prospettive di medio lungo termine**

Milano, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

[www.nomismaenergia.it](http://www.nomismaenergia.it)

22 febbraio

**Recharging the European Electric Vehicle Market: Boosting Consumer Acceptance through New Business Models**

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Centre of Parliamentary Studies

<http://publicpolicyexchange.co.uk/events/CB22-PPE2.php>

## Gli appuntamenti (continua)

22-23 febbraio

### **3rd Annual Renewable Energy Finance & Infrastructure Summit**

Vienna, Austria

Organizzatore: Fleming Europe

<http://energy.flemingeurope.com/renewable-energy-summit/>

22-24 febbraio

### **Offshore Wind Power USA 2012**

Boston, Usa

Organizzatore: Green Power Conferences

[www2.greenpowerconferences.co.uk/WE1202US](http://www2.greenpowerconferences.co.uk/WE1202US)

23-24 febbraio

### **Conferenza dell'Industria Solare - Italia 2012 (CIS-IT)**

Roma, Italia

Organizzatore: Solarpraxis e Assosolterm

[www.assolterm.it](http://www.assolterm.it)

27 febbraio

### **Seminario: efficienza energetica in Italia: esperienze e prospettive**

Milano, Italia

Organizzatore: Energylab

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

29 febbraio

### **Il pronto intervento nelle attività di distribuzione gas. Monitoraggio degli standard di sicurezza**

Bologna, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

[www.gruppoitaliaenergia.it](http://www.gruppoitaliaenergia.it)

29 febbraio

### **L'integrazione delle rinnovabili nelle reti**

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE con ISES

[www.aiee.it](http://www.aiee.it)

29 febbraio - 1 marzo

### **Remenergy - Renewable Energy Mediterranean Conference & Exhibition**

Ravenna, Italia

Organizzatore: IES e OMC

[www.remenergy.com](http://www.remenergy.com)

28-29 febbraio

### **Renewable Energy Finance Forum**

Berlino, Germania

Organizzatore: euromoney

<http://www.euromoneyenergy.com>

28-29 febbraio

### **2nd Offshore Wind Supply Chain Conference**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Wind Energy Update

[www.windenergyupdate.com/offshore-supply-chain/](http://www.windenergyupdate.com/offshore-supply-chain/)

6 Marzo

### **Robin Hood Tax & la nuova fiscalità dell'energia 2012**

Milano, Italia

Organizzatore: business international

[www.businessinternational.it/events/](http://www.businessinternational.it/events/)

6-8 marzo

### **European Gas Market Forum**

Berlino, Germania

Organizzatore: gastech

<http://www.cvent.com>

7-10 marzo

### **2012 Green Energy Summit & Exposition**

Milwaukee, Usa

Organizzatore: Green Energy Summit

<http://greenenergysummit.us/>

14 marzo

### **ACER First Annual Conference - 2012**

Ljubljana, Slovenia

Organizzatore: ACER

[www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu)

15-16 marzo

### **Ener.CON Europe 2012 – Asset Intensive Industries**

Berlino, Germania

Organizzatore: WE-Conect

<http://enercon.we-conect.com/>

15-16 marzo

### **Approfondire le competenze della green economy dalla porta principale dell'energia**

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV-UIL

[www.anev.org](http://www.anev.org)

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

## COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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